

Stellungnahme LichtBlick

zum BMWK Bericht „Strommarktdesign der Zukunft“

Eingereicht per Online-Fragebogen am 6.9.2024

Fragen zu Handlungsfeld 1:

Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der oben genannten Optionen?

Wir teilen die Einschätzungen des BMWK nur in Teilen. Insbesondere die **Risiken eines Systembruchs** auf die Finanzierung künftiger Assetprojekte und damit ein **Ausbremsen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien** wird unseres Erachtens deutlich unterschätzt. Näheres dazu in den weiteren Antworten.

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

Erlösunsicherheiten: Unsicherheiten durch Nullstunden/Negativstunden sind jetzt schon gegeben und werden unabhängig von allen neuen Modellen den Markt stark beeinflussen. Die Attraktivität der Optionen könnte durch die **Indexierung der Zuschläge** gesteigert werden.

Intraday: Erwartete Intraday-Verzerrungen werden die Gebotsabgabe für die langfristige Kapazitätszahlung beeinflussen (betrifft nur Modell 4). Die Wirkung wird von der **Risikoeinschätzung der Marktteilnehmer** abhängen.

Terminvermarktung: Die Frage ist unverständlich. Bei den EEG Projekten findet eine Terminvermarktung nur statt, wenn ein Wechsel vom EEG in PPA-Vermarktung möglich bleibt. Hier bildet sicher der Preis aus dem Marktpreis plus dem Wert des Herkunftsnachweises (HKN), der über dem Wert des EEG-Zuschlags liegen muss. Wenn es die **Wechseloption** weiterhin geben wird, hängt die Terminvermarktung von der **Höhe des Cap** ab. Ein niedriger Cap führt zu einem mehr an Terminvermarktung. Produktionsabhängigkeit kann hier zu gewissen Mengenverschiebungen führen, diese sind aber nicht relevant.

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?

Die Kapitalkosten werden im Wesentlichen vom Floor beeinflusst. Hier wäre ein schmaler Korridor zu bevorzugen. Kapitalkostenschonend wäre insbesondere eine **Indexierung der gesicherten Erlösströme**, damit unerwartet steigende Kosten (z.B. Rohstoffpreise) berücksichtigt werden können – das wäre relevant für alle Modelle.

Systemdienliche Auslegungen sind in Pure Plays stark begrenzt. Hier könnte höchstens über starke Anreize und Vorgaben der Integration von Speicher/Batterien signifikante Effekte erzielt werden.

4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
- Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?

Die Umsetzung der Optionen wird insbesondere bei Windprojekten einen **extrem hohen operativen Aufwand** verursachen. Wind-Praxisstudien legen **erhebliche Abweichungen zwischen Referenzanlagen und Realbetrieb** nah, was produktionsunabhängige Modell fragwürdig erscheinen lässt.

Zudem können **Details in der Ausgestaltung** die Bewertung der Optionen vollumfänglich verändern.

Lediglich Option 1 lässt sich gut einschätzen, da sie auf das bestehende Modell der Floor-Lösung aufbaut und diese um einen Cap (Erlösabschöpfung) ergänzt. Hier ist die Systemumstellung vergleichsweise gering.

Die Bewertung der weiteren Optionen hängt von der konkreten Ausgestaltung ab:

- Gibt es **Ausnahmen** für kleine Anlagen (1 MW, bis 2 MW bis 5 MW)?
- Gibt es einen festen **Floor/Cap** von x Prozent um den Gebotspreis oder wird das individuell im Auktionsprozess durch Bieter angeboten?
- Falls individuell angeboten, wie werden Zuschläge berechnet? Wie kann ein „**Bürokratiemonster**“ verhindert werden?
- Können die Modelle in der **Pay-as-bid Struktur** bleiben oder muss das Modell – zwangsläufig? – in eine **Pay-as-cleared Modell** überführt werden?
- Bleibt die **Wechselmöglichkeit von PPA und EEG Modell**? Falls die Wechselmöglichkeit ausbleibt, soll das marktbasierte Modell generell auslaufen?
- Das Konzept der **Referenzanlagen** ist fehleranfällig und bürokratisch, insbesondere bei Wind-Projekten. Ob es ein funktionierendes Modell geben kann, erscheint mehr als fraglich.
- Ist eine Indexierung des CfD-Preises geplant? Die Indexierung ist eine wesentliche Voraussetzung, um die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten zu erhöhen.

Besondere Herausforderungen Option 4:

- Aufgrund der komplexen technischen und administrativen Umsetzbarkeit sehen wir **Option 4 nicht als praktikabel an**. Der vom BMWK angesprochene Systembruch könnte zu erheblichen Verwerfungen führen und die **Ausbauziele der Regierung gefährden**.
- Modell 4 führt in der Praxis zur **Gleichzeitigkeit von drei Modellen**: PPA, Bestands-EEG und Mixform für neue Anlagen und damit zu einer Überkomplexität auch was die Wechselwirkungen angeht.
- Das BMWK geht leider nicht auf das **Auktionsdesign** ein.
- Für **langfristige Großinvestitionen** könnte die Option die Realisierungswahrscheinlichkeit ggf. erhöhen, allerdings hinge dieser von einer - in der Praxis wohl nur schwer zu erreichenden - Realitätsnähe der unterstellten Referenzanlage ab.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Grundsätzlich sehen wir die von der EU ab dem 1.1.2027 vorgeschriebene **Erlösabschöpfung** für neue EE-Anlagen kritisch. Sie verzerrt ohne Not Preissignale im Markt. LichtBlick klagt gemeinsam mit anderen Unternehmen vor dem Bundesverfassungsgericht gegen die deutsche Regelung der Erlösabschöpfung in der Energiekrise. Sie war bürokratisch, hat sich negativ auf die Energiewende ausgewirkt und war verfassungswidrig. **Das BVerfG hat die Klage zugelassen, die mündliche Verhandlung findet am 24.9.2024 statt**. Ein weitreichendes Urteil aus Karlsruhe könnte auch zu einer Neubewertung der EU-Erlösabschöpfung führen.

Bei der künftigen Förderung muss das **Doppelvermarktungsverbot** zumindest für Neuanlagen aufgehoben werden. Sonst geht die Schere zwischen erzeugtem und als Ökostrom vermarktbareren EE-Strom weiter auseinander. Unternehmen sind für ihre Klimabilanzen auf möglichst regionalen Ökostrom angewiesen. Die Akzeptanz der Energiewende leidet, wenn heimisch erzeugte EE von Haushalten und Unternehmen nicht als Ökostrom bezogen werden kann.

Fragen zu Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

Es ist fraglich, ob ein **Kapazitätsmarkt** gekoppelt mit dem **Kraftwerkssicherheitsgesetz** der richtige Weg ist, um Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Bezahlbarkeit zu erreichen. Es besteht ein hohes Risiko, dass **zentrale und fossile Erzeugung zementiert wird** zu Lasten von dezentralen und klimafreundlichen Technologien. Es besteht zudem das Risiko, dass die Umstellung von Gas auf grünen Wasserstoff nicht (rechtzeitig) gelingt.

Das BMWK favorisiert eine **Kombination aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt**. Das Risiko einer Behinderung dezentraler Flexibilität hängt von der Ausgestaltung und Kopplung beider Märkte ab, bleibt aber bestehen. Der bürokratische Aufwand und die Eingriffe in den Markt wären enorm, die **Komplexität der Regulierung** und die Gefahr von **teuren Fehlinvestitionen** auf Kosten der Steuerzahler/Stromverbraucher wäre hoch. Zudem würde die Umsetzung viele Jahre brauchen, auch wegen der **komplexen beihilferechtlichen EU-Genehmigungen**. Die Branche hätte auf lange Sicht **keine Planungssicherheit**.

Versorgungssicherheit sollte in erster Linie marktlich und wettbewerblich organisiert werden. Ein funktionierender Markt ist am besten geeignet, um **neue Technologien zu integrieren**. Flexibilität auf Basis von EE ist **kostengünstiger** als Gasturbinen.

Ein Instrument ist – entsprechend der Option 1 des BMWK-Papiers (KMS) – die **Versorger-Absicherungspflicht der EU-Strommarktrichtlinie**. Diese wird mit der EnWG-Reform ohnehin umgesetzt. Wenn der Gesetzgeber die Absicherungspflicht weiterentwickelt, können am Terminmarkt Produkte zur Absicherung von Preisrisiken gehandelt werden, die den Wert von Versorgungssicherheit berücksichtigen. Stromerzeuger erzielen so sichere Einnahmen zur Finanzierung ihrer Investitionen ([LINK](#)). Erforderlich ist dazu ein zügiger und umfassender **Smart Meter Rollout** und flankierend eine **Dynamisierung der Netzentgelte**. Um auch in Ausnahmesituationen Versorgungssicherheit garantieren zu können, sollte wie vom BMWK vorgesehen eine **Kapazitätsreserve** vorgehalten werden.

Insbesondere **Speicher** entwickeln sich zu einem Boom-Markt mit Milliardeninvestitionen, der nicht durch den Kapazitätsmarkt ausgebremst werden darf. Dabei geht es nicht nur um Batteriespeicher, sondern auch bislang in der Debatte vernachlässigte Optionen mit großem Potential wie zum Beispiel **Luftdruckspeicher** (Beispiel: [Eneco and Corre Energy join forces in German compressed air energy storage project](#)).

2. Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

Einen rein **zentralen Kapazitätsmarkt** lehnen wir ab.

Ein reiner ZKM liefe Gefahr, die enormen Potentiale dezentraler Flexibilität zu verspielen. Dieses Modell wäre **volkswirtschaftlich zu teuer und unflexibel und tendiert systemisch zur Überdimensionierung**. Das hat auch das BMWK erkannt.

Der ZKM schafft neue, jahrzehntelange Abhängigkeiten von staatlicher Förderung und führt zu **höheren Kosten für Unternehmen und Haushalte**. Er basiert auf langjährigen Prognosen zum Strommarkt, die notwendigerweise fehlerbehaftet sind.

3. Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

Keine Stellungnahme

4. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

Der KKM wäre zwar dem reinen ZKM vorzuziehen. Die Herausforderungen liegen aber auch hier in der **praktischen Umsetzung**. Die Dynamik des ZKM kann schnell zu einer **Überdimensionierung** führen und damit dem DKM ausbremsen. Auch der Plan, zunächst den ZKM und dann den DKM einzuführen, spricht für eine Schwächung dezentraler Flex-Optionen. Der ZKM müsste auf jeden Fall **zurückhaltend dimensioniert** werden.

Kapazitätsmärkte beruhen auf **tiefen Markteingriffen**, die auf Annahmen und Modellen beruhen. Es muss bezweifelt werden, ob eine **umfassende Parametrisierung des Energiemarktes** durch eine zentrale Stelle wirklich gelingen kann. Die Eingriffstiefe ist so massiv, dass teure Fehlsteuerungen vorprogrammiert wären.

Versorgungssicherheit sollte soweit wie möglich über den Markt und damit über unverfälschte Preissignale organisiert werden. Insofern bleibt in der weiteren Debatte zu prüfen, ob die von der EU ohnehin vorgesehen **Absicherungspflicht der europäischen Strommarktrichtlinie** in einer erweiterten Form gekoppelt mit einer ohnehin vorgesehen Kraftwerksreserve nicht ausreichend wäre (s.o.).

5. Wäre aus ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

Keine Stellungnahme

6. Haben Sie darüber Hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Nicht der Kapazitätsmarkt, sondern die **Ermöglichung von Flexibilität** ist der Schlüssel für die Versorgungssicherheit der Zukunft. Insofern ist zum vor allem der **Smart Meter Rollout** ein entscheidendes Instrument, um den Markt zukunftsfähig aufzustellen und alle Flex-Potentiale zu heben.

Generell sehen wir als Energieversorger eine **Erweiterung von Hedging-Pflichten** für Bilanzkreisverantwortliche, wie vom BMWK in der Option 1 Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS) vorgeschlagen – als gute Möglichkeit, Versorgungssicherheit marktlich zu organisieren. Hier können neue Geschäftsmodelle entstehen. So wird es für Versorger **attraktiver, dynamische Stromtarife** zu vermarkten, weil so mehr flexible Kapazitäten im eigenen Bestand entstehen.

Die erweiterte Verantwortung im Energiehandel wäre mit **operativen Mehraufwänden** verbunden. Die Beschaffung von Kapazitätszertifikaten, wie sie in DKM und KKM vorgesehen wären, schafft neue operative Aufwände. Die **Kosten der Absicherungspflicht** (etwa durch den Kauf von Kapazitätszertifikaten) würden auf die Stromtarife umgewälzt. Wenn die Absicherungspflicht rein marktlich organisiert wird, werden die Mehrkosten aber **deutlich unterhalb der Kosten für einen bürokratisch aufwändigen und fehleranfälligen Kapazitätsmarkt** liegen.

Weil die Preissignale weiterhin **Knappheiten innerhalb der gesamten Strompreiszone** abbilden, ist durch die vorgeschlagenen Instrumente allein nicht sichergestellt, dass die **derzeit hohen Kosten für den Redispatch** gesenkt werden. Hier sind andere Maßnahmen wie **Netzausbau** oder **zusätzliche lokale Marktsignale oder Förderprogramme** erforderlich, um lokale Netzengpässe kostengünstig zu vermeiden.

Zahlreiche **operative Fragen** zum KKM sind noch offen, u.a.:

- Welche **Anforderungen gelten für flexible Kapazitäten**? Können große Stromabnehmer durch Lastabwurf Kapazitäts-Zertifikate erzeugen? Könnte also zum Beispiel die Stahlindustrie große Lastmengen aus dem Markt nehmen und den Kapazitätsmarkt in diesen Stunden „dominieren“?
- Wie werden **de-rated MW** definiert?
- In den verfügbaren Ausführungen zum KKM wird auf das französische Beispiel verwiesen. Heißt das, die **Absicherungspflicht für Bilanzkreisverantwortliche soll nur für bestimmte Zeitfenster** im Jahr gelten? Was passiert mit **Spitzenlasten außerhalb der statisch definierten Lastfenster**?
- Sollte es zum KKM kommen, wäre es sinnvoll, einen **Sekundärmarkt für den Zertifikatehandel** zuzulassen. So ergeben sich neue Erlösströme und die Allokation der Kapazitätszertifikate würde nach Preissignalen aus dem Markt optimiert. Ist das geplant?

Fragen zu Handlungsfeld 3: Lokale Signale

Leitfragen für die Konsultation:

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Da Preise nur Knappheiten innerhalb des gesamten Marktgebietes signalisieren, braucht es neben dem Netzausbau mittelfristig lokale Signale die zum Beispiel den Bau von Speichern anregen, um lokal Netzengpässe zu minimieren, die Abregelung von EE-Anlagen zu vermeiden und die Kosten des Redispatch zu senken.

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale? Max 2000 Zeichen

Vorteile

Keine Stellungnahme

Nachteile

Keine Stellungnahme

3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, um sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?

Keine Stellungnahme

4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?

Das hängt vom Netzausbau ab. Ein zu langsamerer Netzausbau ohne lokale Signale würde bedeuten, dass weiterhin starke Eingriffe in den Markt (Redispatch) erforderlich sind.

5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

Keine Stellungnahme

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Keine Stellungnahme

Fragen zu Handlungsfeld 4: Nachfrageseitige Flexibilitäts-Potentiale heben

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Wir stimmen den Aussagen des BMWK in Teilen zu. Allerdings ist es für uns unverständlich, dass das Thema Flexibilität nicht als Kernpunkt des Strommarktdesign-Papiers an erster Stelle bearbeitet wird und die Konzepte hier noch so dünn sind. **Die Ermöglichung und Förderung von Flexibilität ist der Schlüssel für Versorgungssicherheit auf der Basis eines 100% auf EE basierenden Stromerzeugung.** Diesem Umstand trägt das Gesamtkonzept des BMWK noch nicht ausreichend Rechnung. Der unzureichende Blick auf die Flexibilitäts-Potentiale der Zukunft führt zu einer Fokussierung auf zentrale Lösungen (Kraftwerkssicherheitsgesetz, KKM) mit hohen Kosten, hoher Markteingriffstiefe und hoher Fehleranfälligkeit. Es braucht **mehr Vertrauen in den Markt** und die **technologische Entwicklung und Kostendegression** zum Beispiel von Speichertechnologien.

2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

Die genannten Aktionsfelder sind sinnvoll, aber unvollständig (s.u.).

Förderung von dynamischen & innovativen Tarifmodellen

Die Befürchtung der VNB, es könne „zu starke“ gleichzeitige Signale durch dynamische Tarife und variable Netzentgelte geben, teilen wir nicht. **Der Netz-Systembetrieb wird durch dynamische Tarife nachweislich verbessert**, da Lastspitzen durch preisgesteuerte Erzeugung und Verbrauch (z.B. beim Laden) geglättet werden.

Die marktseitige preisgesteuerte Fahrweise lässt sich im Vergleich zu variablen Netzentgelten **einfacher umsetzen** und bringt netzseitig mindestens den gleichen und oft sogar besseren Effekt. Denn das Preisniveau an der Börse reflektiert bereits die Zeiten mit hoher bzw. niedriger Netzauslastung auf ¼-stündlicher Basis. Hingegen entwickeln Netzbetreiber variable NNE (§14a) auf Basis von Schätzungen und nicht auf Basis von Echtzeitdaten aus ihren Netzgebieten. Variable NNE träge sind träge. Zudem müssen die Marktprozesse weiterentwickelt werden. **Auf das Marktgeschehen reagierende Preise bilden die Realität im Stromsystem immer besser ab als vorab definierte, geplante Netzentgelte und sind deshalb das überlegene Steuerungsinstrument.**

Unsere Position ist, dass Netzbetreiber Engpässe aktiv steuern müssen, die Flexibilität am Zählpunkt aber durch marktbasierte Steuerung erfolgen sollte. Nur so lässt sich das Potential der dezentralen Flexibilität schnell und für die breite Masse heben.

Die Effekte lassen sich dann, wie vom BMWK beschrieben, eng monitoren.

Voraussetzung sind ein **zügiger Smart Meter Rollout** (auch über Pflicht-Rollout hinaus) und eine erfolgreiche **Digitalisierung** insbesondere auf Seiten der Netzbetreiber.

Weiterentwicklung variabler Netzentgelte

Die **Anpassung der Netzentgeltstruktur bei Systemdienlichkeit** wird grundsätzlich begrüßt, sollte aber nicht primäre die Lösung für die schnelle Realisierung der dezentralen Flex sein. Bei

netzdienlicher Lastverschiebung sollten sich die NNE spürbar verringern – so wird ein zusätzlicher Anreiz geschaffen.

Das vom BMWK erwähnte Pilotprojekt (S. 103) ist für die LichtBlick-Tochter ison interessant und ließe sich heute schon umsetzen. In der Theorie konnte ison das Zusammenspiel bereits im Rahmen der 14a-Konsultation der BNETZA 2023 zu variablen Netzentgelten zeigen (Quelle: [bk8220010a_vortrag_lichtblick.pdf \(bundesnetzagentur.de\)](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/14a_konsultation_14a_vortrag_lichtblick.pdf?__blob=publicationFile))

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

3. Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?

Hemmnisse

Der nach wie vor stockende **Smart Meter Rollout** ist das Flexibilitätshemmnis Nummer eins. Damit verbunden die oft noch fehlende Kompetenz von Netzbetreibern/Messtellenbetreibern, den **Datenverkehr** zwischen Abnahmepunkt und Dienstleister adäquat zu managen. Selbst nach erfolgtem Einbau eines Smart Meter Gateways bei Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verzögert sich die **tatsächliche Umsetzung des Marktprozesses ¼ Stunden Bilanzierung** (TAF7) oft über Monate.

Der **Digitalisierungsbericht des BMWK** will nun weitere Hemmnisse wie höhere Kosten für Endkunden und längere Fristen beim Einbau auf Kundenwunsch einführen – das wäre fatal. Die nötige Vereinfachung des Rollouts und der Technik wird hingegen nicht adressiert.

Weiterhin sind die **Verzögerungen bei den Netzanschlüssen** von dezentralen Anlagen ein enormes Hindernis für dezentrale Flex.

Lösungen

Der **Smart Meter Rollout muss beschleunigt** werden, zum Beispiel durch eine Verschlinkung der technischen Anforderungen und die Anforderung an Netzbetreiber, die Umsetzung der Marktprozesse (TAF 7) nicht zu verzögern. **Neue Hindernisse** wie deutlich höhere Kosten für die Nutzer von Smart Metern oder verlängerte Fristen beim Einbau auf Kundenwunsch müssen vermieden werden. Netzbetreiber / gMSB müssen effizienter werden.

Dazu ist eine **Zentralisierung des Verteilnetz-Managements** unabdingbar (s.u.)

4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie?

Im Rahmen einer **Flexibilitäts-Agenda** müssen weitere Themen bearbeitet werden, insbesondere auch die Möglichkeiten einer Direktvermarktung.

Die **Direktvermarktung** lässt sich für kleine Verbraucher heute schwer bis gar nicht umsetzen und ist neben dem fehlenden SmartMeter Rollout der Hauptgrund, warum dezentrale Flexibilitäten nicht realisiert werden können. Mit Blick auf den angekündigten Flexibilitätsmarkt sollte für kleinere Verbraucher und Erzeuger eine **De-Minimis Regelung** in Erwägung gezogen werden, die bürokratische und operative Vereinfachungen vorsieht. Ziel ist, diese schnell in die marktpreisbasierte Lastverschiebung zu überführen und ebenso so bilanzieren.

Wir verweisen hier auf die das bne-Papier zur massenmarkttauglichen Direktvermarktung für Kleinanlagen. Hier sind vor allem die Netzbetreiber gefordert, die Marktprozesse einzuhalten. [bne-Positionspapier: Zugang zur Direktvermarktung für Kleinanlagen beschleunigen - Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. \(bne-online.de\)](#)

Die Preissignale im Markt sind noch nicht an die Erfordernisse der Energiewende angepasst. Die **Strom-Nebenkosten (Steuern, Abgaben) sind zu hoch**, gerade auch im Vergleich zu fossilen Energien wie z.B. Erdgas.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Es fehlen drei Aktionsbereiche, die auch für die Hebung der Flexibilitätspotentiale zentral sind:

1. Die kleinteilige Verteilnetzstruktur ist ineffizient, teuer und der größte Hemmschuh für die dezentrale Energiewende. Zahlreiche VNB sind mit der Digitalisierung (Smart Meter Rollout, digitale Antrags- und Genehmigungsprozesse, Marktprozesse) und Beschleunigung der Netzanschlüsse (z.B. Dachsolar und Flächen-PV) überfordert und bremsen den EE-Ausbau und die Flexibilisierung der Nachfrage. Die Lösung ist eine **Zentralisierung des Verteilnetz-Managements** von derzeit 866 VNB zu einer überschaubaren Zahl handlungsfähiger Netzcluster (z.B. 6 bis 20 Einheiten) mit je relevanter Netzgröße, d.h. Bündelung von Kompetenzen sowie personellen und finanziellen Ressourcen sowie Bürokratieabbau (z.B. 6 bis 20 statt 866 Verwaltungen). Dabei muss die häufig kommunale Eigentümerstruktur der Netze nicht verändert werden. Gleiches gilt für die Übertragungsnetzebene, die mit vier Netzgebieten statt einem Marktgebiet ebenfalls noch ungenutztes Effizienzpotential hat.
2. Eine Reform des Endkundenmarktes hin zu einer **wettbewerblichen Grundversorgung** (Beispiel Österreich). Mehr Wettbewerb in diesem zentralen Bereich der Stromversorgung führt zu niedrigeren Verbraucherpreisen und beschleunigt die Einführung dynamischer und innovativer Tarife. Der Marktanteil der Strom-Grundversorger beträgt deutschlandweit 61 Prozent. Ein Viertel des Stromabsatzes entfällt auf die teuren Grundversorgungs-Tarife. Das Modell der Grundversorgung erfüllt nicht in erster Linie die angedachte Schutzfunktion für Kund*innen, sondern stärkt auf Kosten von Wettbewerb und Innovation die marktbeherrschende Stellung lokaler Versorger und verstößt damit Kartell- und Wettbewerbsrecht. Die aktuelle Organisation der Grundversorgung hemmt darüber hinaus auch Innovationen und die Digitalisierung auf der Letztverbraucherebene.
3. Eine **wettbewerbliche Organisation der Stromlieferung an öffentlichen Ladesäulen** nach dem Modell der Durchleitung (wie aktuell bereits in der Ausschreibung für die LKW-Schnelladeinfrastruktur vorgesehen). Nur im Wettbewerb an der Ladesäule können sich innovative Tarife mit Flex-Komponenten überhaupt entwickeln und durchsetzen und faire Verbraucherpreise herausbilden. Eine Einbindung der öffentlich zugänglichen Ladesäulen in den Strommarkt und die Hebung des Flex-Potentials für den Strommarkt ist nur mit dem Durchleitungsmodell möglich.

Kontakt:

LichtBlick SE, Klostertor 1, 20097 Hamburg
Ralph Kampwirth, Director Communication & Public Affairs
Tel. 040-6360-1208, ralph.kampwirth@lichtblick.de
www.lichtblick.de/presse

