

Shortlist mit No-Regret-Vorschlägen für den (Spät-)Sommerbericht der PKNS

Netzentgelte, lokale Preissignale und dezentrale Konzepte sowie Flexibilität identifizieren No-Regret-Maßnahmen, die sich in ökonomischer, ökologischer und sozialer Hinsicht lohnen und bei ihrer Umsetzung nur geringfügige bis keine Risiken bergen. Sie schaffen unmittelbar Planungssicherheit sowie Vertrauen und können erste Schritte und Grundlage für einen reibungslosen Übergang in ein neues Marktmodell sein.

Bei dieser Shortlist handelt es sich um drei thematische Schwerpunkte mit Maßnahmenvorschlägen, die im Rahmen einer Stakeholder-Austauschrunde entstanden sind und die aus Sicht der Teilnehmer:innen im Rahmen des (Spät-)Sommerberichts der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) aufgegriffen und im laufenden Jahr 2023 umgesetzt werden sollten.

Netzentgelte

Forderungen

Es braucht umgehend die Ermächtigung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), welche es der Bundesnetzagentur (BNetzA) erlaubt, die Netzentgelte kurzfristig neu zu strukturieren. Der aktuell vorliegende Referentenentwurf zum EnWG „§21 Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, Festlegungskompetenz“ scheint in die richtige Richtung zu gehen.

Es muss kurzfristig eine Netzentgeltreform umgesetzt werden, die unterschiedliche Netzentgelthöhen während unterschiedlicher Zeitfenster ermöglicht, damit Flexibilitäten stärker gehoben werden. Die Netzentgelte sollten so umgestaltet werden, dass Netzengpässe abgebildet und somit in Zeiten von hohen Netzbelastungen höhere Netzentgelte gesetzt werden. Eine kurzfristige Lösung könnte sich am dänischen Modell orientieren, welches drei tägliche Zeitfenster mit unterschiedlichen Preisen aufweist und saisonal zwischen Winter- und Sommerpreisen differenziert (siehe dazu z.B. <https://radiuselnet.dk/elnetkunder/tariffer-og-netabonnement/>).

Umsetzungsvorschlag

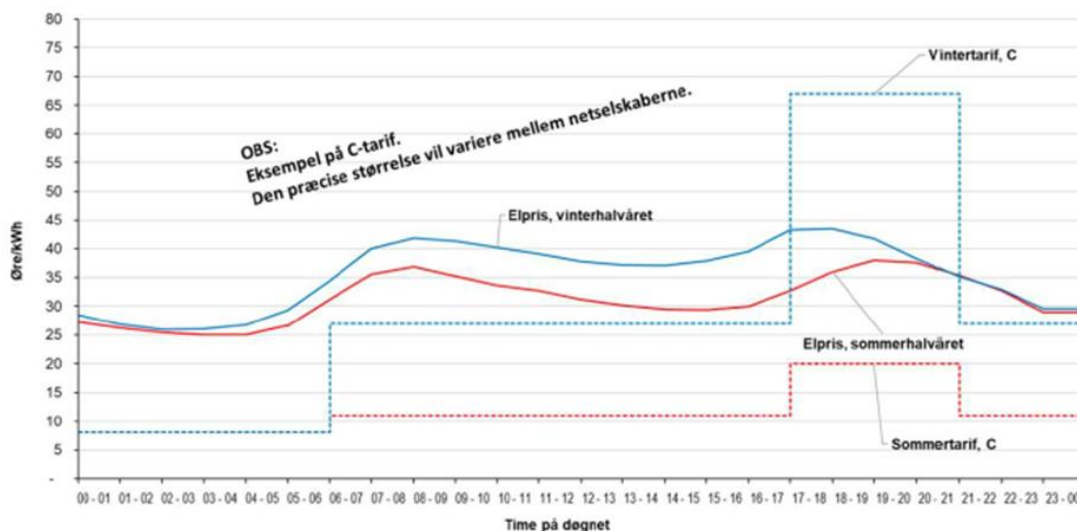
1. Ermächtigung per EnWG

- In mehreren Bereichen des Strommarktes herrscht aktuell Unsicherheit bzgl. der Zuständigkeiten durch die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit der Regulierungsbehörden sowie zur Umsetzung entflechtungsrechtlicher Vorgaben im Energiebereich. Wir fordern, dass möglichst schnell Klarheit darüber geschaffen wird, welche Institution für die jeweiligen betroffenen Energiebereiche zuständig ist. Dafür braucht es schnellstmöglich die Ermächtigung der BNetzA per EnWG. Aktuell wird dieser Referentenentwurf konsultiert und muss vor der Sommerpause durchs Kabinett, damit die Ermächtigung spätestens ab Q4/2023 greift und erforderliche Maßnahmen, wie z. B. eine Reform der Netzentgelte, möglichst ab Anfang 2024 eingeführt werden können.

2. Netzentgelte

- Für Netzgebiete werden je nach Spannungsebene unterschiedlich hohe Netzentgelte in vorher bekanntgegebenen Zeitfenstern (niedrige Last, Hoch- und Spitzenlast) definiert, die sich zusätzlich nach Sommer und Winter unterscheiden können.

- Das Netzentgelt pro aus dem Netz bezogener Strommenge in Zeiten der Spitzenlast ist dabei um einen vorher definierten Absolutbetrag größer als in der niedrigen Last. Dabei sollte geprüft werden, inwieweit die variablen Netzentgelte zu Beginn eine stärkere Spreizung zulassen, welche mit der Zeit ggf. abgeschwächt wird, um einen Anreiz zur Nutzung der variablen Netzentgelte zu erzeugen.
- Die BNetzA sollte zeitvariable Netzentgelte für Smart Meter zum 01.01.2024 verpflichtend machen.
- In einem zeitnahen (regelmäßigen) Monitoring sollten die Preisdifferenzen, Zeiten, Wirkungen auf Netzengpässe und Kund:innenangebote, Umverteilungen, etc. untersucht werden, um zu klären, wie weit sich der Netzausbau über Netzentgelte vermeiden lässt und/oder Engpassmanagement betrieben werden kann. Darüber hinaus sollte untersucht werden, inwieweit die Anreizwirkung in bestimmten Zeitfenstern begrenzt wird. Es wäre beispielsweise kontraproduktiv, wenn niedrigere Netzentgelte in einer Region mit Netzengpässen und einem EE-Überschuss von z.B. 2 GW dazu führen, dass ein Stromverbrauch von deutlich mehr als 2 GW angeregt wird. Ein Übersteuerung-Effekt sollte durch das Monitoring verhindert werden. Im Anschluss sollte eine Konsultation und detaillierte Festlegung erfolgen.
- Bei Einführung werden die Netzentgelte so austariert, dass Kostensteigerungen für inflexible Verbraucher:innen nicht zu unzumutbaren Härten führen, jedoch ein Anreiz für den Umstieg auf flexible Netzentgelte besteht. Geprüft werden sollte eine Härtefallregelung für Verbraucher:innen, mit einem speziellen Abnahmeverhalten in Hoch- und Spitzenlast, sofern sie ihren Stromverbrauch begründet nicht in günstigere Zeitfenster verlagern können.
- Perspektivisch kann dieses Netzentgeltsystem mit zunehmender Digitalisierung im Netz und bei den Verbraucher:innen weiter verfeinert werden, bis die Netzentgelte den Netzzustand nahezu in Echtzeit abbilden.



Darstellung der variablen Netzentgelte in Dänemark

Begründung

Dieses System ist einfach und kurz- bis mittelfristig umsetzbar – auch ohne den vollständigen Rollout von Smart-Metern. Der Wechsel in das System mit variablen Netzentgelten sollte allen Netzkund:innen möglich sein, um von niedrigen Netzentgelten profitieren zu können. Für flexible Verbraucher:innen, die neu angeschlossen werden wie E-Fahrzeuge oder Wärmepumpen, sollte das System verpflichtend sein. Die Netzentgeltreform muss in den (Spät-)Sommerbericht aufgenommen werden, damit noch in 2023 die notwendigen Gesetzgebungsanpassungen erfolgen können.

Lokale Preissignale und dezentrale Konzepte

Forderungen

Wir sehen den dringenden Bedarf für lokale Preissignale und daher die Etablierung eines Prozesses zur Erhöhung der Lokalität.

Eine naheliegende Möglichkeit hierfür wäre die Neukonfiguration der einheitlichen deutschen Gebotszone, da diese aktuell ineffiziente Marktergebnisse erzielt und hohe Redispatchkosten erzeugt. Eine Anpassung der Gebotszonen sollte aufgrund überregionaler Wechselwirkungen in Übereinkunft mit unseren europäischen Nachbarländern getroffen werden. Darüber hinaus sollte für eine langfristige Lösung die reine physikalische Grundlage des Netzes für den Markt in der Vorarbeit und Diskussion mitbetrachtet werden.

Umsetzungsvorschlag

1. Europäischen Prozess begleiten:

- Bei dem aktuellen Prozess zur Beurteilung der deutschen Preiszone handelt es sich um einen technisch geprägten Prozess, der Deutschland und weitere europäische Nachbarländer betrifft und der auf europäischer Ebene maßgeblich von ACER und den Netzbetreiber:innen vorangetrieben wird. Wir unterstützen die Aussage der Expert:innenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ in ihrer „Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten“: „Wenn sich der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte „Bidding Zone Review“, der im August 2022 von ACER vorgeschlagen Gebotszonenunterteilung der deutschen Preiszone als positiv erweist oder eine Gebotszonenunterteilung aufgrund europäischer Vorgaben notwendig wird, sollte die Bundesregierung keine Opposition gegen die Initiativen auf EU-Ebene aufbauen und die Gebotszonenunterteilung entsprechend umsetzen.“

2. Zwischenschritte vorbereiten: Da der Schritt von einer einheitlichen Gebotszone zu einem nodalen System sehr weit ist, kann ein Zwischenschritt erforderlich werden. Deswegen fordern wir, den Prozess eigenständig voranzutreiben und den Zwischenschritt in Form einer möglichen zonalen Umsetzung vorzubereiten. Das ermöglicht sowohl eine unabhängige Entscheidung, als auch die schnelle Umsetzung möglicher EU-Vorgaben.

- Gesetzliche Grundlagen schaffen: Die gesetzliche Grundlage sollte so angepasst werden, dass eine Neukonfiguration der Stromgebotszone grundsätzlich zulässig ist. Dafür muss §3a StromNZV angepasst und die gesetzliche Forderung nach einer einheitlichen Stromgebotszone aufgehoben werden.
- Effekte ausbuchstabieren: Während ein nodales Marktmodell primär eine physikalische Fragestellung ist, ist die Diskussion zum zonalen System teilweise politisch geprägt. Um auch unabhängig vom europäischen Prozess eine fundierte Entscheidung treffen zu können, sollte das BMWK zeitnah eine umfassende Studie durchführen lassen, welche bisherige Studien analysiert und darüber hinaus insbesondere Sekundäreffekte berücksichtigt. Dazu gehören vor allem die Auswirkungen auf die Entwicklung Erneuerbarer Energien, auf CO₂-Emissionen, auf Verbraucher:innenpreise und auf die Industrie.
- Begleitende Maßnahmen sicherstellen: Im Falle einer Aufteilung der Preiszonen sollte die Entscheidung und die Ausgestaltung der Preiszone früh und eindeutig kommuniziert werden, um Marktakteur:innen Planungssicherheit zu geben. Darüber hinaus sollte ausreichend Zeit bis zur Einführung der Unterteilung gelassen werden, damit alle Beteiligten im Energiesektor sich entsprechend vorbereiten können. Weiterhin sollten unterstützende Maßnahmen den Umstieg von Beginn an begleiten, um Sekundäreffekte zu begrenzen. Dazu gehören z. B. Finanzierungsoptionen für EE-Anlagen, die infolge der Umstellung ihre Wirtschaftlichkeit verlieren und die Schaffung von Maßnahmen, die einen sozialen Ausgleich für stark betroffene Gruppen garantieren. Es sollte außerdem

geprüft werden, inwieweit politische Entscheidungsträger:innen und die Regulierungsbehörden regelmäßig ein Monitoring der Preiszone(n) vornehmen und ggf. eine Neubewertung inkl. einer Anpassung der Zonenkonfiguration durchführen sollten.

3. Zielmodell für einen klimaneutralen Strommarkt definieren:

- Unabhängig vom europäischen Prozess, sollte Deutschland in der Lage und willens sein, eine eigenständige Entscheidung zur Gebotszonenkonfiguration zu treffen. Das Zielmodell für einen klimaneutralen Strommarkt hierfür sollte ein nodales Marktsystem sein, welches die Physik der Netzinfrastuktur inkl. Netzrestriktionen optimal abbildet. In einem nodalen Preissystem kann für jeden Einspeise- oder Entnahmepunkt („Netzknoten“) ein individueller Preis gelten.

Begründung

Lokale Preissignale oder andere lokale Signale sollten angereizt werden, damit dezentrale Konzepte aufwind bekommen und die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende weiterhin auf hohem Niveau bleibt. Die Umgestaltung der deutschen Strompreiszone kann hier ein Weg sein. Die Entscheidung sollte jedoch gut vorbereitet werden. Ziel sollte es sein, die Physik des Netzes möglichst gut im Marktmodell abzubilden und die Wirkung von Sekundäreffekten auf Klima, Erneuerbare und Bürger:innen durch begleitende Maßnahmen zu neutralisieren.

Flexibilität

Forderungen

Hindernisse, die der Aktivierung von Flexibilitäten im Weg stehen, müssen schnellstmöglich beseitigt und ein regulatorischer Rahmen für den Einsatz und die Vergütung geschaffen werden.

Umsetzungsvorschlag

- Steuerung regelbarer Verbraucher:innen: Neben einer kurativen Steuerung (§14a EnWG) bedarf es eines präventiven Instrumentes, welches marktliche Anreize für ein systemdienliches Verhalten setzt.
- Stromnetzentgeltverordnung (StromNeV) als Hemmnis bei Lastmanagement: Die vorübergehende Aussetzung der bestrafenden Wirkung beim flexiblen Verbrauch ist ein erster Schritt. Für eine dauerhafte Lösung braucht es eine Korrektur der StromNeV.
- Speicherstrategie: Es braucht eine Speicherstrategie und einen Plan, der vorgibt, bis wann die festgelegten Ziele erreicht werden müssen. Anstatt Speicherbedarfe zu minimieren, sollten Speicher ihrer Bedeutung entsprechend in das System integriert werden. Global gewinnen sie exponentiell an Bedeutung und ihre Kosten sinken signifikant Jahr für Jahr. Insofern sollten Speichersysteme auch in Deutschland eine politisch stärkere Rolle, z. B. als steuerbare Leistung, erhalten.
- Speicher: Investitionen in Großbatterien können gesichert werden, indem Baukostenzuschüsse (BKZ) für den Netzanschluss von Großbatterien gestrichen werden, da diese die Kosten nur unnötig anheben. Großbatterien können netzdienlich betrieben werden und verringern Netzkosten, sodass BKZ (die zudem den Speicherbau verzögern oder sogar verhindern) systemisch und ökonomisch unsinnig und zusätzlich im Kontext mit Speichern juristisch umstritten sind. Die BNetzA sollte demnach im Rahmen einer Konkretisierung die BKZ für Speicher streichen.
- Großverbraucher:innenflexibilität netzdienlich lokalisieren und betreiben: Damit eine Flexibilität real als Flexibilität eingesetzt werden kann, ist sowohl eine netzdienliche Allokation als auch deren netzdienliche Fahrweise von zentraler Bedeutung. Daher ist es ratsam, die Errichtung von Elektrolyseuren und Power-to-Heat-Anlagen sowie sonstige Flexibilitäten durch Großverbraucher:innen in Regionen mit hohem EE-Aufkommen gezielt anzureizen und deren Fahrweise an Überschüsse aus

den Erneuerbaren Energien zu koppeln. Hierfür bietet sich eine Anpassung des §118 Abs. 6 EnWG an, in welchem eine Netzentgeltbefreiung an eine netzdienliche Allokation und Fahrweise solcher Anlagen gebunden werden könnte.

- **Regionale Flexibilitätsmärkte:** Für das Gelingen der Energiewende müssen Millionen Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie Photovoltaik-Anlagen mitsamt Speichern in alle Verteilnetze integriert werden. Hierfür braucht es regionale Flexibilitätsmärkte, die dazu beitragen, die Kapazitäten des Verteilnetzes optimal zu nutzen und die Aufnahmefähigkeit neuer Verbraucher:innen und Erzeuger:innen zu erhöhen. Über die Teilnahme an regionalen Flexibilitätsmärkten können Bürger:innen, aggregierende Bürgerenergiegemeinschaften, Unternehmen, Kommunen usw. zum Erfolg der Energiewende beitragen und werden dafür finanziell belohnt.
- **Leistungspreise:** Die BNetzA sollte Konzepte erarbeiten, wie Leistungspreise des Netzes für Verbraucher:innen über 100.000 kWh/a ausgeschlossen werden können, da sie flexibilitätshemmend sind. Grundsätzlich sind Umschichtungen hin zu stärkeren (zeitlichen) Arbeitspreisen geeignet.

Begründung

Für ein Energiesystem, das zu weiten Teilen auf Strom basiert, braucht es große Mengen zeitlich verschiebbarer Flexibilitäten. Für den frühen marktgetriebenen Ausbau von Flexibilität braucht es die richtigen Rahmenbedingungen. Diese Regelungen würden gleichzeitig Synergien zum Netzausbau erzeugen und somit das System resilienter machen.

Die UnterzeichnerInnen

Die Vorschläge werden von folgenden Organisationen unterstützt (Stand 05.05.2023):



AnsprechpartnerInnen: Nadine Bethge (bethge@duh.de) & Sönke Nissen (nissen@duh.de)