

— #NewEnergy Handlungsempfehlungen für die nächste Legislaturperiode

Kostenwende in der Energiewirtschaft durch Flexibilität

Wind und Sonne schicken keine Rechnung - das Energiesystem aber schon! Trotz Rekordproduktion durch erneuerbare Energien zahlen Haushalte europaweit die höchsten Strompreise und der Staatshaushalt ist jedes Jahr mit Milliarden belastet. Denn: Subventionen, System- und Netzkosten wachsen mit.

Mit 60% erneuerbarer Energie im System hat in Deutschland das Endspiel der Energiewende begonnen. Die zur Mittagszeit produzierte kWh einer Solaranlage verliert an Wert. Entscheidend wird, wann die kWh gebraucht wird. Die Lösung: Flexibilität aus dezentralen Speichern und Verbrauchsoptimierung. Sie wird zur Währung, die über die Kosten für Endkunden und System entscheidet. Wer seine Wärmepumpe, E-Fahrzeug oder Heimspeicher zur richtigen Zeit betreibt und lädt, spart Geld. Gleichzeitig reduzieren sich die Systemkosten, weil das Netz auf geringere Ausschläge dimensioniert werden muss.

Studien beziffern das Potential dezentraler Flexibilität auf mehr als 200 GW bis 2030. Heute sind etwa 1,7 Mio. Batterie-Heimspeicher installiert, können jedoch nicht am Markt genutzt werden. Haushalte könnten dann zwischen 500–800€ jährlich sparen. Für das System (Markt und Netz) wird es beispielsweise bis zu 70% günstiger, wenn etwa ein E-Fahrzeug dynamisch geladen wird. Und der Arbeitsmarkt wächst mit: zuletzt waren knapp 400.000 in der Erneuerbaren-Branche beschäftigt.

Damit die Kostenwende gelingt, braucht es folgende Weichenstellungen:

1. **Smarte Einspeisung statt EEG-Hängematte:** Die Einspeisevergütung sollte durch einen marktlichen Einspeisemechanismus (Direktvermarktung) ersetzt werden.
2. **Heizungsgesetz reformieren - aber planbar:** Der CO2-Preis kann eine Förderung ersetzen, wenn sie planbar abschmilzt und die Rahmenbedingungen stimmen.
3. **Kleinanlagen-Vermarktung massentauglich machen:** Eine funktionierende Direktvermarktung braucht standardisierte Prozesse bei den Verteilnetzbetreibern.
4. **Systemsicherheit durch Hedging-Verpflichtung statt Kapazitätsmarkt:** Ein Kapazitätsmarkt ist nicht technologienutral, lässt Flexibilität links liegen und erhöht die Strompreise.
5. **Heimspeicher mit Großspeichern bei den Netzentgelten gleichstellen:** Zwischengespeicherte Strommengen müssen beim Heimspeicher und der Großbatterie gleich behandelt werden.
6. **Smart-Meter-Rollout de-regulieren und beschleunigen:** Europaweit zugelassene Messgeräte und Hersteller-Schnittstellen beschleunigen den Rollout und machen ihn günstiger.
7. **Redispatch-Kosten reduzieren, Flexibilitätsmärkte schaffen:** Wenn haushaltsnahe Flexibilität in einen komplementären Redispatch mit aufgenommen wird, sinken die Netzengpasskosten.

1. Smarte Einspeisung statt EEG-Hängematte

Je besser sich das Energiesystem an Wind und Sonne anpasst, desto günstiger wird es. Das bedeutet, dass es keine Förderung geben darf, die nicht an den Systembedürfnissen ausgerichtet ist. Dies ist aktuell jedoch noch der Fall mit dem EEG-Einspeisetarif für PV-Anlagen unter 100kWp. Zu jeder Zeit wird danach ein fest vergüteter Einspeisetarif gezahlt, selbst wenn der Strompreis negativ ist (etwa zur Mittagszeit). Ebenfalls problematisch: PV-Bestandsanlagen belasten den Bundeshaushalt im Zweifel noch weitere 20 Jahre durch eine vertraglich verbrieftene Einspeisevergütung.

► Neuanlagen sollten statt eines EEG-Einspeisetarifs nur noch in der Direktvermarktung betrieben werden (ab 2kW). Kunden müssen sich entweder zur 0-Einspeisung entscheiden oder ihren Strom am Markt veräußern. Übergangsweise sollte die Direktvermarktung im Marktprämienmodell als Sicherheitsnetz am Markt weiter bestehen bleiben. Bei Bestandsanlagen müssen Kunden aufgrund Ihres vertraglich verbrieften Bestandsschutzes aus dem Einspeisetarif "herausgelockt" werden. Ermöglicht werden könnte dies entweder über einen Bonus pro kWh auf den anzulegenden Wert in der Direktvermarktung. Alternativ könnten Kunden ihre verbleibenden EEG-Ansprüche gegen vergünstigte KfW-Kredite in flexible, CO2 mindernde Gebäudetechnologie abtreten (zB für Speicher, klimaneutrale Heizung oder Ladeinfrastruktur). Diese "Umschuldung" wäre zugleich fiskalischer Stimulus, beendet die EEG-Vergütung aufkommensneutral und setzt die Kunden den Signalen des Energiemarktes aus.

2. Heizungsgesetz reformieren - aber planbar

Die Debatte um die Dekarbonisierung des Wärmesektors hat zu erheblicher Verunsicherung auf Kundenseite geführt. Die Wärmepumpentechnologie bleibt eine der wenigen Green-Tech Technologien mit starkem deutschen Herstelleranteil, auch im Ausland. Diese wirtschaftliche Stärke gilt es zu erhalten und auszubauen. Gleichzeitig braucht es mehr Planbarkeit für die Wirtschaft als schwankende Förderzyklen es aktuell tun.

► Eine Reform des Gebäude-Energie-Gesetzes sollte auf einen zuverlässig steigenden CO2-Preis setzen. Mittelfristig kann dies, in Kombination mit vergünstigten KfW-Krediten, eine Förderung ersetzen. Kurzfristig darf es jedoch zu keinem Fadenriss in der Förderung kommen. Ein politisch klar festgelegter Abschmelzungspfad der Förderung bis 2028 schafft Sicherheit bei Kunden und Herstellern. Die abschmelzende Förderung sollte den steigenden CO2-Preis dabei "spiegeln" - steigt dieser, sinkt die Förderung. Um das Stromsystem zu entlasten, sollten zudem nur steuerbare Wärmepumpen gefördert werden.

3. Kleinanlagen-Vermarktung massentauglich machen

Wenn die Einspeisevergütung abgewickelt wird, müssen Marktprozesse auch für kleine Anlagen funktionieren. Heute scheitert jedoch die marktliche Integration von Haushalten im Strommarkt regelmäßig an nicht-massentauglichen Prozessen einer historisch gewachsenen Akteurslandschaft im Energiesystem. Die mehr als 800 Verteilnetzbetreiber erfordern manuelle, nicht skalierbare Prozesse bei einer hohen Anzahl von Endkunden. Dies macht die millionenfache Marktintegration (Direktvermarktung) von Endkunden teuer und damit unmöglich.

► Der EEG/EnWG Regierungsentwurf hat bereits Verbesserungen zur massentauglichen Abwicklung der Direktvermarktung identifiziert, ist jedoch nicht verabschiedet. Dazu gehören Verbesserungen für Speicher und Formalvorgaben für Netzbetreiber. Diese gilt es in einem 100-Tage Gesetz schnell auf die Straße zu bringen. Darüber hinaus sollten Netzbetreiber jedoch stärker in die Haftung genommen werden können, wenn gesetzliche Vorgaben und deren Fristen nicht eingehalten werden. In diesen Fällen braucht es pauschalierte Schadensersatzansprüche für die Kunden. Schließlich sollten alle administrativen Aufgaben von Verteilnetzbetreibern durch deutschlandweit tätige Stellen oder Unternehmen zentralisiert werden, sodass Netzbetreiber sich auf ihre Kernaufgabe (Netzausbau und -bewirtschaftung) konzentrieren können. Solche "virtuellen" VNBs könnten aus dem bereits heute bestehenden Konzept eines virtuellen Bilanzierungsgebietes hervorgehen.

4. Systemsicherheit durch Hedging-Verpflichtung, nicht durch einen Kapazitätsmarkt

Ein Kapazitätsmarkt ist das falsche Mittel für Systemsicherheit. Erstens ist ein Kapazitätsmarkt inhärent innovationsfeindlich und nicht technologieneutral. Der Beitrag zur Systemsicherheit (und die Höhe der Subvention) wird durch einen staatlich festgelegten Parameter (de-rating-Faktor) beschrieben, der Speicher und dezentrale Flexibilität nicht abbilden kann. Noch nicht etablierte Technologien kann er gar nicht abbilden. Zweitens werden die Kosten eines solchen Marktes als Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen - der Endkundenpreis steigt also weiter.

- ▶ Statt Gas- und Wasserstoffkraftwerke über einen Kapazitätsmarkt staatlich zu subventionieren, sollte der Markt über die günstigste Lösung für die Systemsicherheit entscheiden. Zwei Elemente sind dafür nötig: Erstens, eine Weiterentwicklung der EU-Vorgabe zum Preisspitzen-Hedging. Demnach müssen sich Akteure gegenüber extremen Strompreisen am Markt versichern. Der Markt wird diese Versicherung nur gewähren, wenn entsprechende Technologien hinterlegt werden. Zweitens sollten die heute bestehenden und vom Markt ausgeschlossenen Reserven beibehalten werden.

5. Klein-Flexibilität mit Großspeichern bei den Netzentgelten gleichstellen

Der Bundestag hat Speicher bis 2029 von den "doppelten Netzentgelten" befreit (§ 118 Abs. 6 EnWG). Bislang gilt dies nur für Großspeicher, da die Bundesnetzagentur lediglich rein netzgekoppelte Speicher als befreit ansieht. Zwischengespeicherte Strommengen in Heimspeichern oder E-Fahrzeugen sind nicht netzentgeltbefreit, obwohl sie genau das Gleiche tun.

- ▶ Heimspeicher und E-Fahrzeuge dürfen gegenüber Großspeichern nicht diskriminiert werden. Wie beim Großspeicher muss hier das Netzentgelt entfallen, wenn die kWh nur zwischengespeichert wird. Umgesetzt werden kann dies über das bereits definierte Pauschalmodell der BNetzA (§19 Abs 3 EEG neu), das auf andere staatliche Umlagen anwendbar ist.

6. Smart-Meter-Rollout de-regulieren und beschleunigen

Der Neustart des Smart-Meter Rollouts von 2023 hat die Erwartungen bislang nicht erfüllt. Deutschland ist weiterhin Schlusslicht im europäischen Vergleich. Fehlende Smart-Meter blockieren den Marktzugang von Endkunden und damit systemdienliches Verhalten. Zudem hat die deutsche Sonderarchitektur ihren Preis. Nach den jüngsten MsBG-Reformvorschlägen schlägt der Smart-Meter mit über 200€ pro Jahr für den durchschnittlichen Kunden zu Buche.

- ▶ Um den Turbo beim Rollout zu zünden und die Kosten zu reduzieren, muss der deutsche Sonderweg verlassen werden. Europäisch zertifizierte Messgeräte sollten auch in Deutschland verwendet werden dürfen. Steuerungsschnittstellen der Endgeräte (Speicher, Wechselrichter) sollten statt national definierter Steuerboxen zum Einsatz kommen können.

7. Redispatch-Kosten reduzieren, Flexibilitätsmärkte schaffen

Redispatch entsteht dann, wenn das Stromnetz nicht hergibt, was der Strommarkt vereinbaren möchte. Er ist also die manuelle Korrektur für Energimengen, die nicht transportiert werden können. Diese Entschädigungszahlungen belaufen sich aktuell auf 2-3 Mrd Euro jährlich. Gleichzeitig sind Speicher und Kleinstverbraucher nicht in der Lage, ihre Flexibilität für diese Korrekturen zur Verfügung zu stellen. Bestehende Mechanismen liefern bislang ins Leere (so erhielt etwa die "Nutzen statt Abregeln" Auktion in 2024 null Gebote).

- ▶ Der effizienteste Weg wäre die Teilung der deutschen Strompreiszone. Wenn Deutschland diesen Weg politisch nicht gehen möchte, müssen andere Mechanismen an dessen Stelle treten. Werden etwa haushaltsnahe Flexibilität wie Heimspeicher und E-Fahrzeuge in einen marktlichen, komplementären Redispatch mit einbezogen, könnte dies die Kosten massiv senken. Während die Übertragungsnetzbetreiber den Mechanismus technisch erfolgreich getestet haben, scheiterte eine flächendeckende Lösung bislang politisch.