

POSITIONSPAPIER

Handlungsvorschläge Neustart für die Energiewende – System- und Kosteneffizienz in den Mittelpunkt stellen

Berlin, 7. März 2025

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 309.000 Beschäftigten wurden 2022 Umsatzerlöse von 194 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 91 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 40 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 220 Unternehmen investieren pro Jahr über 912 Millionen Euro. Künftig wollen 90 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2024](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin

Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Einleitung

Die kommunale Wirtschaft in Deutschland steht hinter der Energiewende: Die Dekarbonisierung unseres Energiesystems und die Nutzung Erneuerbarer Energien ist und bleibt der richtige Weg, um unsere Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger zurückzudrängen und Deutschland als Industrieland in eine klimaneutrale und versorgungssichere Zukunft zu führen. Dieser Weg ist alternativlos. Der Beitrag kommunaler Unternehmen für das Gelingen der Energiewende ist dabei entscheidend, denn insbesondere die Wärmewende wird vor Ort gemacht. Erforderlich sind Investitionen in die Energieinfrastruktur in nie dagewesenem Umfang.

Die Energiewende befindet sich deshalb an einem kritischen Punkt: Ohne entschlossenes und strikt auf die System- und Kosteneffizienz orientiertes politisches Handeln werden die Transformationskosten volkswirtschaftlich nicht aufzubringen sein. Die Akzeptanz für die Energiewende und der Wirtschaftsstandort würden ernsthaft gefährdet. Reine Kostenverteilung innerhalb des Systems ohne echte Systemoptimierungen stößt darüber hinaus schnell an Grenzen.

Es ist deshalb wichtig, den beschrittenen Pfad laufend einer Revision zu unterziehen. So steigt etwa der Stromverbrauch in Deutschland nicht so schnell wie von der Bundesregierung in der 20. Legislaturperiode (2021-2025) unterstellt und in den EEG-Ausbaupfaden festgelegt. In Verbindung mit deutlich gestiegenen Installations- und Genehmigungszahlen ermöglicht diese Entwicklung, den Fokus nunmehr auf eine deutlich stärkere Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Beibehaltung des Ziels von 80% erneuerbarem Anteil am Bruttostromverbrauch 2030 zu legen.

Die Akzeptanz für den notwendigen Systemumbau hin zur Klimaneutralität des Energiesystems steht und fällt mit der Kostenfrage, da die Politik andere gesellschaftliche Großaufgaben nicht bedingungslos den Energiewendekosten unterordnen kann und sollte. Fortfolgend daher einige Handlungsvorschläge für die kommende 21. Legislaturperiode – für einen kosteneffizienten Neustart der Energiewende!

Inhalt

Einleitung.....	2
Bereich Netzausbau.....	3
Bereich Stromerzeugung.....	7
Unterpunkt Stromerzeugung: EEG.....	9
Sonstige Stromkostensenkung.....	11
Kapitalbeschaffung.....	12
Exkurs Gasnetze.....	12
Exkurs Fern- und Nahwärme.....	13

Bereich Netzausbau

Stromnetze auf allen Ebenen höher auslasten, Netzausbau begrenzen und Stromspeicher volkswirtschaftlich sinnvoll integrieren

- Die Stromnetzinfrastruktur und ihr Ausbau entwickeln sich aufgrund immer weiter steigender Anforderungen dynamisch zu einem zentralen Kostentreiber der Energiewende. Kostensteigerungen für Baukosten, Material und qualifiziertes Personal tragen ebenfalls dazu bei.
- Diese Systemkosten müssen in die Investitionsentscheidungen für Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen integriert werden. Denn bisher haben sich Investoren gegen diese Systemkosten und damit gegen die Allgemeinheit optimieren können (Beispiele: Eigenerzeugung oder sehr leistungsstarke Offshore-Windanlagen mit verhältnismäßig niedrigen Volllaststunden [„Starkwindanlagen“]). **Das Gute:** Innovationen und Kostensenkungen bei Batterie- bzw. Speichertechnologien ermöglichen völlig neue Anlagenkonzepte und Netzauslastungen.

Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP) oder alternativ Begrenzung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen festschreiben

- Windenergie- und Solaranlagen an Land sollten zukünftig, wo immer möglich, hinter dem NVP kombiniert und mit Stromspeicher- oder Sektorkopplungsanlagen ausgestattet sein. Die EEG-Förderung von neuen, hochflexiblen Biomasseanlagen sollte ebenfalls auf solche Strom-Hybridkraftwerke ausgerichtet sein.
- **Ziel: Maximale Netzausnutzung, Minimierung Netzausbaubedarf.**

- **Alternative:**
 - Wo keine Überbauung stattfindet, Begrenzung der Einspeiseleistung von neu ans Netz anzuschließenden EE-Anlagen am NVP auf:
 - **z.B. 50 % der installierten Leistung bei PV (sowohl Aufdach- als auch FFA)**
 - **z.B. 80 % der installierten Leistung bei Wind Onshore und Wind Offshore**
 - ➔ Starker Anreiz für Überbauung mit derselben EE-Technologie und/oder Zwischenspeicherung vor dem Netzverknüpfungspunkt und Spitzenkappung, wo volkswirtschaftlich sinnvoll. Solarstrom in der Mittagsspitze ist ohnehin schon jetzt oft wertlos oder hat sogar einen negativen Wert.
 - Als weitere Alternative kommt zur Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten im Netz (z.B. ausreichende Netzkapazität) eine individuelle vertragliche Vereinbarung von Netzbetreiber und Netzanschlussnehmer in Bezug auf die (temporäre) Begrenzung der Einspeiseleistung in Betracht.
 - **Bei Repowering-Projekten Wind und PV:** Repowering-Standorte haben einen großen volkswirtschaftlichen Wert, da hier Infrastruktur und oftmals auch die Akzeptanz für EE-Erzeugungsanlagen bereits vorhanden sind.
 - Eine NVP-Überbauung sollte deshalb mit größerer Flexibilität angestrebt werden. Dies kann eine Kombination von verschiedenen EE-Technologien oder aber zusätzliche Leistung derselben Technologie am Standort umfassen. Alternativ bleibt die Begrenzung der Einspeiseleistung am NVP (s.o.), also die Verringerung der Netzanschlusskapazität am Standort zugunsten anderer Standorte.

Speicherausbau auf Co-Location konzentrieren

- Die Netzanschlussanfragen für Stromspeicher sind auf weit über 250 GW deutschlandweit regelrecht explodiert. Mangels eines tatsächlichen Bedarfs, wird nur ein Bruchteil dieser Projekte am Ende auch realisiert werden. Netzanschlussanfragen dürfen daher nicht als Umsonst-Reservierungen missbraucht („Mallorca-Handtuch-Effekt“) und bei den Netzbetreibern hohe Prüfaufwände auslösen, sondern müssen ökonomisch gesteuert werden.
- Am lukrativsten sind für Investoren reine Stand-Alone-Speicher, die sich ausschließlich am Strommarkt betätigen und keine EE-Zwischenspeicherung vor Ort vorsehen. (Netzaus-) Baukostenzuschüsse (BKZ) für reine Marktspeicher können ihren Zubau sinnvoll entlang der für ihre Realisierung entstehenden Netzausbaukosten steuern.

- Durch geeignete Regelungen das EnWG sowie im EEG (siehe ff.) sollte der weitere Stromspeicherausbau auf die Verstetigung von EE-Einspeisung oder der Flexibilisierung des Verbrauchs (z.B. von Produktionsprozessen in der Industrie) und eine Höherauslastung des Netzes fokussiert werden.
- Eine Netzentgeltreform (s.u.) sollte dazu beitragen, Heimspeicher systemdienlicher zu betreiben, damit sie insbesondere in der PV-Mittagsspitze einspeichern und nicht schon am Vormittag volllaufen. Weitere Regelungen zur Vermeidung dieses Effekts sind zu prüfen.

Erneuerbaren-Ausbau durch (Netzaus-) Baukostenzuschüsse volkswirtschaftlich kanalisieren

- Erneuerbare-Energien-Anlagen werden bisher gänzlich ohne Beachtung der für ihre Netzintegration anfallenden Netzausbaukosten geplant und umgesetzt.
- Baukostenzuschüsse können einen wesentlichen Beitrag dafür leisten, den Zubau stärker entlang der für das EE-Projekt konkret anfallenden Netzausbaukosten zu kanalisieren.

Ausbauziele für die Offshore-Windenergie auf 45-50 GW anpassen

- **Ausbauziel für Offshore-Windenergie anpassen:** 70 Gigawatt (GW) installierte elektrische Leistung ist als Zielgröße deutlich zu viel, da sich die Anlagen bei einer so konzentrierten Bebauung der zur Verfügung stehenden Baufelder in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands in der Nordsee gegenseitig den Windertrag wegnehmen („**Verschattung**“).
- Der Verschattungseffekt wird durch die Ausbauplanungen in unseren Nachbarländern (Niederlande, Belgien, Dänemark) noch wesentlich verstärkt.
- Vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) prognostizierte Erträge von teilweise deutlich unter 3.000 Vbh bis hin zu 2.200 Vbh auf einzelnen Baufeldern sind volkswirtschaftlich aufgrund der hohen Systemkosten der Offshore-Windenergie gänzlich inakzeptabel!
- Daher sollte auf eine extrem komprimierte Bauweise verzichtet und das Offshore-Ausbauziel **auf ca. 45 bis max. 50 GW** bei gleichzeitig starker Überbauung der NVP angepasst und der Ausbau zeitlich gestreckt werden.
- Zudem sollte stärker auf Windenergieanlagen mit niedrigerer Nennleistung, dafür aber deutlich höheren Volllaststunden („Schwachwindanlagen“) zurückgegriffen werden.

- Im Ergebnis könnte dann, ggü. der bisherigen Netzanschlusspraxis, **annähernd auf die Hälfte (!) des Übertragungsnetzausbaus** bei den sehr teuren Offshore-Netzanbindungssystemen sowie bei der landseitigen Abführung der Strommengen – insbesondere über HGÜ-Trassen quer durch Deutschland – verzichtet werden. **Der Einspareffekt beliefe sich auf weit über 100 Mrd. Euro, bei Aufgabe des Erdkabelvorrangs für HGÜ-Leitungen sogar voraussichtlich auf deutlich mehr als 200 Mrd. €.**

Netzausbau auf Übertragungsnetzebene minimieren und generellen Erdkabelvorrang aufheben

- Allein schon durch die Reduzierung der Offshore-Zielleistung lassen sich viele HGÜ-Projekte vermeiden.
- Dadurch kann ein wesentliches Argument für den generellen Erdkabelvorrang, nämlich die räumliche Ballung von HGÜ-Trassen in einigen norddeutschen Gebieten, entkräftet werden.
- Zudem hat sich gezeigt, dass sich die Konflikte um die zu errichtenden Trassen durch den Erdkabelvorrang lediglich auf andere Akteursgruppen verlagert haben. Der zeitliche Vorlauf bis zur Aufnahme von Projekten in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) konnte durch den Erdkabelvorrang nicht maßgeblich verkürzt, die Akzeptanz nicht uneingeschränkt gesteigert werden.
- Freileitungen bieten zudem gravierende Kostenvorteile bei den laufenden Wartungskosten, im Havarie- oder Anschlagsfall sowie, energiesystembezogen, der Veranschlagungsfähigkeit bzw. der Offenheit für mögliche weitere Ein- und Ausspeisepunkte.
- **Für alle zukünftigen Leitungsbauvorhaben, die in das BBPIG aufgenommen werden, sollte zur Kostenminimierung daher auf den generellen Erdkabelvorrang verzichtet werden.** Erdverkabelungen im Einzelfall bleiben davon unbenommen.

Zuständigkeit BNetzA: Reform für ein maßgeblich grundpreisbasiertes Netzentgeltsystem

- Durch immer mehr Eigenerzeugung vor Ort sinkt die Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung teils drastisch. Immer höhere Netzentgelte gerade für sozial sensible Kundengruppen und mittelständisches Gewerbe sind die Folge.
- Die BNetzA hat dieses Problem erkannt und arbeitet gemeinsam mit der Branche an einer Reform der Netzentgeltsystematik.

- Zukünftig sollten Netzentgelte auf Verursachungsgerechtigkeit ausgerichtet und ein stark grundpreis- bzw. kapazitätsbasiertes System mit lokalen Flexibilitätsoptionen eingeführt werden.
- Die „Freigrenze“ von 4,2 kW je Haushalt im § 14a EnWG, unterhalb derer im Fall kritischer Netzzustände nicht gesteuert werden darf, könnte dabei eine gute Ausgangsbasis bilden. Wer mehr Leistung beansprucht und mehr Strom verbraucht oder einspeist, sollte in jedem Fall stärker bzw. aufsteigend für die Finanzierung der Netzentgelte herangezogen werden.

Bereich Stromerzeugung

Kostensteigernden Auflagen für neue Gaskraftwerke vermeiden

- Der Entwurf für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) sah teils umfangreiche Auflagen für neue Gaskraftwerke vor, so etwa den Ausschluss bestehender Gaskraftwerksstandorte, die Vorhaltung von Technologien für die Netzstabilität oder aber für feste Umstiegsdaten auf die Wasserstoffverstromung.
- Auf alle diese Auflagen sollte – soweit es irgend geht – verzichtet werden, da diese Anlagen wie alle anderen Gaskraftwerke auch dem europäischen Emissionshandel (EU ETS I) und damit einem stetigen Emissionsminderungspfad bis auf 0 unterliegen.
- Jede Art von klimafreundlichem Wasserstoff muss für die Dekarbonisierung des Kraftwerksparks zulässig sein – ohne Einschränkungen!
- Richtigerweise sah der letzte Referentenentwurf für ein KWSG für neue Gaskraftwerke auch CCS als weitere Dekarbonisierungsoption vor. Obgleich CCS – nicht zuletzt entlang der Verfügbarkeit einer CO₂-Pipeline-Infrastruktur – aus wirtschaftlichen Gründen keinen flächendeckenden Einsatz bei Gaskraftwerken erwarten lässt, sollte er rechtlich ermöglicht werden. Die Umrüstung von Anlagen auf den Betrieb mit klimaneutralen Brennstoffen bleibt jedoch das vorrangige Ziel.

Kostensenkende Potenziale der KWK nutzen, KWKG weiterentwickeln

- Der systemische Nutzen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) muss im zukünftigen Energiemix weiterhin Berücksichtigung finden. KWK-Anlagen sind durch ihre steuerbare und verbrauchsnahe Erzeugung von Strom und Wärme ein Kernelement der Sektorenkopplung und der Versorgungssicherheit. Die verbrauchsnahe Erzeugung und Flexibilität von KWK-Anlagen wirkt zudem Netzengpässen entgegen und damit kostensenkend.

- Aufgrund der hocheffizienten Nutzung von Brennstoffen (von bis zu 90 Prozent Umwandlungseffizienz), stellen KWK-Anlagen volkswirtschaftlich einen großen finanziellen Nutzen für das Strom- und Wärmesystem dar. Dies gilt auch und gerade für den perspektivischen Umstieg auf den Betrieb mit klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff und Biomethan.
- **Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) muss daher in der kommenden Legislaturperiode grundlegend überarbeitet und bis mindestens 2035 verlängert werden.** Ziel muss es sein, KWK-Anlagen weiterhin zur residualen Spitzenlastabdeckung sowohl im Strom- als auch in Wärmenetzsystemen einsetzen zu können.

Kapazitätsmarkt so kostengünstig wie möglich umsetzen

- Deutschland hat bei gegenwärtiger Ausgangslage auf der Angebotsseite ein komparatives Kostenproblem im Vergleich zu anderen großen Volkswirtschaften und Weltregionen: Erdgas ist teurer, Wasserstoff wird es bis auf Weiteres auch sein. Biomasse und Wasserkraft stehen nur begrenzt zur Verfügung. Und das Wind- und Sonnendargebot sind andernorts teils um den Faktor 3 höher.
- Ein marktlich organisierter, technologieoffener Kapazitätsmarkt muss sich zwingend auch auf die Aktivierung von bestehenden Flexibilitäten auf der Nachfrage- und Angebotsseite (Industrie, Gewerbe, Wärmepumpen, E-Mobilität, Batterien, flexible KWK-Anlagen...) konzentrieren. Ein Kapazitätsmarkt, der für diese bestehenden Assets Hürden errichtet und sie faktisch in größerem Umfang aus dem System hält, führt zu deutlich höheren volkswirtschaftlichen Kosten.
- Gelingt Deutschland die maximale Aktivierung der Nachfrageflexibilität für die Stromversorgungssicherheit und zur Systemkostenreduktion, **kann Deutschland das fortschrittlichste, digitalisierteste Energiesystem der Welt verwirklichen.**

Bestehenden jungen Steinkohleanlagen eine Umrüstung auf Gasbetrieb ermöglichen

- Junge, hochflexible Steinkohleanlagen mit nicht einmal 20-jähriger Nutzungsdauer stellen einen erheblichen volkswirtschaftlichen Wert dar.
- Sie deutlich vor ihrem technischen Lebensende über das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz stillzulegen bzw. ihnen keine wirtschaftliche Umstellung auf einen Gasbetrieb zu ermöglichen, während parallel der Neubau von Gaskraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang ausgeschrieben wird, verteuert die Energiewende unnötig.
- Daher sollte die Umrüstung dieser Anlagen auf einen Gasbetrieb gefördert werden, um ihre Kapazität am Strommarkt zu halten. So könnten sie stromkostendämpfend

am regulären Kapazitätsmarkt teilnehmen, der Kohleanlagen aufgrund emissionsbegrenzender EU-Regularien nicht offensteht.

Unterpunkt Stromerzeugung: EEG

Förderung für PV-Dachanlagen ohne Direktvermarktung beenden

- Die EEG-Förderung von PV-Dachanlagen ohne Direktvermarktung wird beendet. Durch Eigenverbrauchs- und Zwischenspeicherkonzepte ist die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen schon heute ohne Einspeisevergütung mehr als ausreichend.

Kostenwettbewerb in den EEG-Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sicherstellen, nur noch die besten 80% der Gebote bezuschlagen:

- Während bei den Ausschreibungen für Windenergie auf See, PV-Freiflächenanlagen und bedingt auch PV-Aufdachanlagen ein echter Kostenwettbewerb entstanden ist, ist für Windenergie an Land seit Jahren eine Art Festvergütungssystem entlang der Höchstpreisgrenzen [in den Auktionen zu beobachten](#). Dies war auch in der jüngsten, deutlich überzeichneten Ausschreibung der Fall. Durch den sehr erfreulichen, gesetzlich beförderten enormen Hochlauf der Genehmigungszahlen kann und muss nun auch in diesem Segment mehr Wettbewerb entfacht werden. Denn u.a. riesige Pachtzahlungen (s.u.) sind ein klares Indiz für volkswirtschaftlich ineffiziente Überrenditen.
- In den EEG-Ausschreibungen für Windenergie an Land sollten daher ab sofort (spieltheoretisch hergeleitet) **nur noch die 80% besten Gebote** (mengenbezogen) bezuschlagt werden, um mehr Kostenwettbewerb zu erhalten.
- Weiterhin muss jedoch vermieden werden, dass es durch mehr Wettbewerb zu einer Konzentration des Windausbaus im Norden kommt. Dies würde die Netzprobleme eher vergrößern als reduzieren.

Sonderregelungen für Bürgerenergieprojekte beenden

- Bürgerenergieprojekte sind sehr zu begrüßen und können akzeptanzsteigernd auf den weiteren EE-Ausbau wirken. Nicht zuletzt aufgrund der enormen Komplexität der Genehmigungsverfahren, hat sich die Projektentwicklung jedoch flächendeckend professionalisiert – unabhängig von der Eigentümerfrage an den Projekten. Das Missbrauchspotenzial ist bei Sonderregelungen dadurch hoch.
- Bürgerbeteiligungsmodelle werden bereits an anderer Stelle im EEG umgesetzt und wurden durch viele Akteure wie Stadtwerke, die die lokale Akzeptanz ihrer Projekte erhöhen wollen, ohnehin bereits etabliert.

PV-Sonderförderungen beenden, PV-Flächenrestriktionen aufheben:

- Sonderregelungen wie die **Agri-PV-Förderung** sind missbrauchsanfällig. Auch die **Sonderförderung von Konversionsflächen** ist verzichtbar.
- Beide Regelungen sollten ebenso wie die **Innovationsausschreibung** – hier mit Blick auf die drastisch gesunkenen Batteriekosten sowie anderweitige Anreize wie Begrenzung der Einspeiseleistung (s.o.) – unter Berücksichtigung einer Stichtagsregelung bzw. Übergangsfrist im Sinne des Vertrauensschutzes **ersatzlos gestrichen werden**.
- Darüber hinaus sollte mindestens eine Diskussion über die Aufhebung aller Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen begonnen werden. Deutschland hat bei PV-FFA kein Flächenproblem!

EEG-Förderung nur noch für Projekte mit NVP-Überbauung oder Einspeisebegrenzung

- Siehe weiter oben. Absicherung neuer Netzanschlussregeln über die Streichung der EEG-Förderung für „Stand-Alone-Projekte“ von Wind und PV mit Volleinspeisung in nur wenigen Stunden im Jahr.
- Alternativ: Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten im Netz (z.B. ausreichende Netzkapazität) über individuelle vertragliche Vereinbarung von Netzbetreiber und Netzanschlussnehmer in Bezug auf die (temporäre) Begrenzung der Einspeiseleistung.

Pachthöhen bei EEG-geförderten Anlagen gesetzlich begrenzen

- Da die Verfügbarkeit geeigneter Flächen insbesondere für Windparks begrenzt ist, nimmt der Wettbewerb um Flächen zu. Dies macht sich in stark gestiegenen Pachten für Windenergieanlagen bemerkbar, was in die Gebote in den EEG-Ausschreibungen eingepreist wird und die Förderkosten erhöht.
- Kolportiert werden Pachtkosten von bis zu 800.000 Euro für eine neue Windanlage an einem guten Standort – pro Jahr! Die öffentliche Hand leistet dieser Entwicklung durch Versteigerungen ihrer Flächen teilweise beträchtlichen Vorschub.
- Eine gesetzgeberische Begrenzung der Pachthöhen bei EEG-geförderten Anlagen wirkt dem entgegen.

EEG-Förderregime weiterentwickeln - Marktintegration von EE-Anlagen stärken

- Der zukünftige Ausbau der Erneuerbaren Energien (sofern EEG-abgesichert) muss stärker auf Ertrag und systemintegrierte Kosten ausgerichtet sein, um die Ausbauziele aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal zu erreichen.
- Ein zukünftiges Fördermodell muss eine effiziente Erzeugungs- und Standortwahl ermöglichen und darf Marktpreissignale für den Anlageneinsatz nicht verzerren. Das bisherige EEG-Fördersystem ist hierfür weniger geeignet, weshalb mittelfristig ein neues, produktionsunabhängiges Modell genutzt werden sollte. Ein neuer Fördermechanismus für Erneuerbare Energien (EE) sollte gewährleisten, dass der Anlageneinsatz nach Strompreissignalen erfolgt und Förderzahlungen diese Preisanreize nicht verzerren.
- Die derzeit diskutierten Modelle "Financial CfD", welches die Förderung nach der Produktion einer Referenzanlage orientiert, und „Investitionskostenförderung“ (Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag), haben entscheidende Vorteile und sollten genauer ausbuchstabiert werden.

Sonstige Stromkostensenkung

Direkte Stromkostensenkung mittels CO₂-Preiseinnahmen

- Die **Stromsteuer** sollte für alle Endverbraucher auf das europarechtliche Minimum abgesenkt sowie die steigenden Netzentgelte, **insbesondere auch im Verteilnetz**, mit den Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung abgedeckt werden.
- Eine Absenkung der Übertragungsnetzentgelte ist dafür allein unzureichend, da sie sich auf der Niederspannungsebene nur sehr verdünnt im Endkundenpreis niederschlägt. Eine Kompensation sollte daher gezielt bei den Verteilnetzentgelten bzw. den netzseitigen Umlagen für die Endverbraucher ansetzen (i.W. § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, KWKG-Umlage).

Zeitliches Strecken von Netzkosten

- Für **Übertragungs- und Stromverteilnetzkosten** kann es notwendig werden, den durch die notwendigen Investitionen unvermeidlichen Anstieg der **Netzentgelte zeitlich befristet zu strecken**, um temporäre Härten zu vermeiden. Nach 2030 wird aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Energiesystems der dann deutlich höhere Stromverbrauch eine gesellschaftsverträgliche Refinanzierung dieser Investitionen leichter ermöglichen.

- Beispielhaft könnte sich hier an der Regelung zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes, dem sogenannten intertemporalen Kostenausgleich, orientiert werden.
- Bei der Ausgestaltung der Regelung ist sicherzustellen, dass den Verteilnetzbetreibern keine Liquiditätsrisiken zugeordnet werden, die sie nicht tragen können. Deshalb ist eine zusätzliche Absicherung, z.B. in Form von KfW-Krediten erforderlich.

Kapitalbeschaffung

Energiewendefonds mit staatlicher Flankierung:

- Energieversorgungsunternehmen müssen zur Erreichung der Klimaziele in kurzer Zeit beispiellos hohe Investitionen stemmen, die erhebliche Verschiebungen von Finanzkennzahlen in den Bilanzen der Unternehmen zur Folge haben werden.
- Insbesondere bedarf es hier einer **Eigenkapitalstärkung der Unternehmen**. Die entsprechenden Instrumente hierfür sind zu entwickeln.
- Da Eigenkapital teuer ist, bedarf es **staatlicher Garantien**, um das Chancen- und Risikoprofil für die Investoren zu verbessern. So kann die Finanzierung von Energiewendeinvestitionen durch staatliche Garantienahmen deutlich kostengünstiger erfolgen – und damit die Energiewende insgesamt wesentlich kostengünstiger werden.
- Ein entscheidender Baustein dafür wäre die Einrichtung eines Energiewendefonds, wie von VKU, BDEW und Deloitte [vorgeschlagen](#).

Exkurs Gasnetze

Gasnetztransformation zu Wasserstoff

- Gasverteilernetzbetreiber, die ihre Infrastruktur für Wasserstoff ertüchtigen, müssen **finanzielle Ausgleichsmechanismen** erhalten.
- Diese sollten sich am intertemporalen Kostenausgleich orientieren, der für das Wasserstoff-Kernnetz mit dem Amortisationskonto bereits etabliert wurde. Die Renditen der Netzbetreiber sind so ausgestaltet, dass sie angemessen und kapitalmarktfähig bleiben.
- Außerdem könnten anfänglich prohibitiv hohe Wasserstoffnetzentgelte durch eine – im Rahmen des EU-Gaspakets mögliche – Mitfinanzierung aus dem Erdgasnetz vermieden werden.

- Bei heimischer Wasserstoffproduktion gilt es dabei, die Wechselwirkung mit der Wasserversorgung und -infrastruktur von vorneherein zu berücksichtigen.

Abschreibungszeiträume

- Es ist absehbar, dass Gasnetzbetreiber auch Leitungen stilllegen werden. In diesem Zusammenhang wird an den BNetzA-Rahmen mit **neuen und flexiblen Abschreibungsmodalitäten (KANU 2.0)** angeknüpft. Diese Modalitäten ermöglichen es, die Kosten für Gasleitungen zeitlich über die nächsten Jahre zu verteilen, sodass die Netze innerhalb ihrer geplanten Nutzungsdauer vollständig abgeschrieben werden können.
- Da **verkürzte Abschreibungszeiträume und Stilllegungen** zu steigenden Gasnetzkosten und somit zu höheren Gaspreisen führen könnten, wird ein staatliches Kompensationskonto eingerichtet. Dieses Konto dient dazu, Netzbetreibern einen Teil der Kosten auszugleichen, die durch Stilllegungen und verkürzte Abschreibungszeiträume entstehen und die sonst über die Netzentgelte auf die Kunden umgelegt werden müssten. Damit werden Gaskundinnen und Gaskunden entlastet, und unverhältnismäßige Kostensteigerungen für die Verbraucher können vermieden werden.

Gasnetzstilllegung vor -rückbau

- Der vollständige Rückbau von Gasnetzen sollte, nicht zuletzt aus ökologischen Gründen, absolute Ausnahme und nicht die Regel sein. Die damit verbundene **finanzielle Belastung** der Verteilernetzbetreiber muss auf ein **vertretbares Maß** minimiert und angemessen auf die **Allgemeinheit verteilt** werden. Anderenfalls droht insbesondere bei großflächigen Rückbaumaßnahmen der **wirtschaftliche Blackout** für die betroffenen **Verteilernetzbetreiber** und mittelbar für deren in aller Regel **kommunal geprägte Gesellschafter**.

Exkurs Fern- und Nahwärme

- Fernwärme trägt erheblich zur volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz bei, indem sie die Erschließung zusätzlicher erneuerbarer und klimaneutraler Wärmequellen wie Geothermie oder unvermeidbare Abwärme überhaupt erst ermöglicht.
- Dadurch werden Stromnetze entlastet und wird Stromnetzausbau vermieden, da andernfalls hauptsächlich dezentrale Wärmepumpen zum Einsatz kommen müssten.
- Zusätzlich ermöglichen Wärmenetze die Integration unterschiedlicher Gebäudeeffizienzstandards in ein Wärmenetz bzw. einen „Quartiersansatz“: Nicht jedes einzelne Gebäude muss höchsten Effizienzstandards genügen. Sondern zeitliche Ausgleichseffekte ermöglichen beträchtliche volkswirtschaftliche Einspareffekte. Denn die Summe

der Wärmehöchstlast aller Gebäude in einem Quartier bzw. Wärmenetzsystem liegt weit unterhalb der spezifischen Wärmehöchstlast des Einzelgebäudes – unabhängig von der energetischen Sanierungstiefe.

- Um den weiteren Ausbau leitungsgebundener Wärmeversorgungslösungen zu ermöglichen, muss der Rechtsrahmen angepasst werden. Dafür braucht es rasch ein großes Wärmepaket. Denn die aktuellen Bestimmungen der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) sowie der Wärmelieferverordnung (WärmeLV) brauchen dringend ein Update. Dabei müssen die Interessen des Verbraucherschutzes und der Versorgungsunternehmen in einen fairen Ausgleich gebracht werden.
- Die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) sollte daher mit 3,5 Mrd.€/p.a. ausgestattet sein, damit alle Wärmenetzausbau- und Projekte zur Wärmenetzdekarbonisierung finanzierbar sind.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Dr. Kai Roger Lobo

Stv. Hauptgeschäftsführer
Geschäftsführer Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-140

E-Mail: lobo@vku.de

Martin Larsson

Senior Fachgebietsleiter Grundsatzfragen Energiewirtschaft
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-143

E-Mail: larsson@vku.de