



Bundesnetzagentur

Regulierung der Energiewende - aktuelle Herausforderungen für die BNetzA

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung

13. Niedersächsische Energietage

Hannover, 03.11.2021



www.bundesnetzagentur.de



Wesentlicher Inhalt

Allen vier Rügen wurde stattgegeben:

3 Entflechtungsrügen, eine Unabhängigkeitsrüge:

§ 24 Abs. 1 EnWG verstoße gegen die „ausschließliche Zuständigkeit“ der Regulierungsbehörde zur Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen.

die „völlige Unabhängigkeit“ der Regulierungsbehörde sei notwendig, um Unparteilichkeit und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten.

damit sei die normative Regulierung nicht vereinbar



ein Danaer-Geschenk

1. keine konkreten Aussagen zur Reichweite der getroffenen Feststellungen,
 2. keine Nichtigkeit oder Aufhebung des nationalen Rechts
 3. kein Anwendungsvorrang der Unionsvorschriften mangels unmittelbarer Anwendbarkeit
 4. Umsetzung des Urteils durch nationalen Gesetzgeber
- ⇒ BNetzA wird bis auf Weiteres die nationalen Regelungen vollständig und umfassend anwenden
- ⇒ durch neu zu erlassende Vorgaben muss das Rad nicht ein zweites Mal erfunden werden
- ⇒ tatsächliche Stärkung der Unabhängigkeit ergibt sich - auch im europäischen Kontext - nicht ohne weiteres, da z.B. der Einfluss der Netzbetreiber auf die Schaffung europäischer Netzkodizes stärker ist, als auf die deutschen Regeln



Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 16.07.2021 seit 27.07.2021 in Kraft

Detailregelungen zu Kosten und Entgelten in einer WasserstoffNEV

- am 22.09.2021 im Kabinett verabschiedet am 05.11.2021 im Bundesrat
- nur 1 § zu Entgelten, wichtig: Teilnetzbildung

■ **Ziele der Regelungen in EnWG und WasserstoffNEV:**

- Übergangsregelung zum zügigen und rechtssicheren Markthochlauf
- Wasserstoff-Startnetz soll ermöglicht werden
- so viel Regulierung wie nötig, so wenig wie möglich
- Schaffung von Flexibilität beim Aufbau von H₂-Transportnetzen



Opt-in-Regulierung (§ 28j)

- Betreiber von Wasserstoffnetzen und Wasserstoffspeichieranlagen können **freiwillig** für Regulierung optieren
 - Die Erklärung ist **unwiderruflich** und gilt **unbefristet**
 - Voraussetzung: Leitung/Speicher ist bedarfsgerecht
-

ad-hoc-Bedarfsprüfung (§§ 28p, 113b)

- Prüfung über NEP nur alle zwei Jahren und nicht dynamisch genug
- Bestätigung durch die BNetzA nach 4 Monaten
- im **NEP Gas** wird Entbehrlichkeit von Erdgasleitungen geprüft
- *schnelle Prüfung gewährleistet zügigen Aufbau des Startnetzes und damit den Markthochlauf ohne zu viel Bürokratie*



Plan-Ist-Kosten-Abgleich (§ 28o) → noch **keine Anreizregulierung**

- durch Anerkennung von Plankosten, haben Netzbetreiber Sicherheit, dass Kosten zeitnah in den Entgelten berücksichtigt werden
- durch Abgleich der Plankosten mit den (effizienten) tatsächlichen Kosten fließen etwaige Mehrerlöse an die Netznutzer zurück

Keine Vorgaben für die Entgeltbildung

- feste Vorgaben zur Entgeltbildung sind mangels entwickeltem Markt weder sinnvoll noch sachgerecht
- Netzbetreiber und Netznutzer (!) sollten Entgeltmodelle entwickeln, die auf den Hochlauf von Wasserstoff zugeschnitten sind.
- Tarifanalogie zum Gasbereich kaum umsetzbar, da kein Marktgebiet mit vernetzter Infrastruktur existiert

*WasserstoffNEV „**wirbt**“ für Regulierung mit sehr hohen Zinssätzen*



Verhandelter Netzanschluss und -zugang (§ 28n)

- aktuell **lokal begrenzte Cluster**, in denen Erzeuger mit einzelnen großen Unternehmen verbunden sind
- Bedingungen werden zwischen Netzbetreiber und Netzanschlussnehmer **bilateral auf Augenhöhe verhandelt**

fallweise, passgenaue Lösungen können durch die Akteure selbst besser bestimmt werden

Planfeststellung, Wegerechte (§§ 43l, 113a)

- **Behördliche Zulassungen** gelten auch für Transport von Wasserstoff.
- **Gestattungsverträge, beschränkt persönliche Dienstbarkeiten oder sonstige Vereinbarungen** gelten fort

Rechtssicherheit; Planungsrechtliche Verzögerungen werden vermieden



1. **Legislativ-Vorschläge** der EU-Kommission zur Gasrichtlinie und Gasverordnung sowie zur Wasserstoffregulierung bis Ende 2021
2. Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff (§ 28q EnWG) spätestens zum 1. September 2022
3. Konzept zur Weiterentwicklung der regulatorischen Vorgaben für die Wasserstoff- und Gasnetzinfrastruktur bis 31.12.2022 durch das BMWi (§ 112b Absatz 1 EnWG)
4. Bericht zur Evaluierung der Regulierung von BNetzA an BMWi bis zum 30. Juni 2025 (§ 112b Absatz 2 EnWG)



Ausgangslage Strom und Gas

Die EOG-Festlegungen für die 4. Regulierungsperiode Gas (2022 bis 2027) und Strom (2023 bis 2028) erfolgen bisherigem Recht

Aktueller Stand Kostenprüfung Gas für 4. RP

- seit Mai 2021: Prüfung für 145 Netzbetreiber in BNetzA-Zuständigkeit.
 - 16 FNB: Prüfung weit fortgeschritten.
 - 64 VNB (Regelverfahren): Prüfung läuft auf Hochtouren.
 - 65 VNB (Vereinfachtes Verfahren): Unterlagen vollständig, Prüfung startet direkt im Anschluss an die der Regelverfahrensteilnehmer.
- Prüfung der Überleitungsrechnung parallel zur Kostenprüfung
- bis Ende 2021: Versand der Anhörungen im Regelverfahren

Effizienzvergleich Gas für 4. RP

- Ende März 2022: Bereitstellung der für die Ermittlung des Effizienzwerts relevanten geprüften/plausibilisierten Daten geplant.



Aktueller Stand Kostenprüfung Strom für 4. RP

Die Verfahren zur Kostenprüfung Strom (Basisjahr 2021) starten in 2022 mit folgendem Zeitplan:

- Q3 2021 Konsultation der Festlegung Datenabfrage
Aufwandsparameter
- Q1 2022 Erlass der dazugehörigen Festlegung

Bestimmung des Qualitätselements Strom für 4. RP

- Festlegung von **Methoden zur Bestimmung des Qualitätselements** zur 4. RP Strom **erstmalig bundeseinheitlich** (§ 54 Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG)
- BNetzA plant Überprüfung der bestehenden Methodik



Neuerungen durch ARegV-Novelle 2021

- Anreizinstrument zur **Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber** (§ 17 ARegV) als Bonus-/Malus-System (kollektiver Anreiz); jährliche Wälzung der EPM-Kosten selbst mittels FSV
 - **Referenzwertmodell:** modifizierte („gedämpfte“) lineare Trendfunktion; fünfjähriger Referenzzeitraum
 - **Gemeinsame Beteiligung:** 6% der Abweichung der tatsächlichen EPM-Kosten des Jahres vom Referenzwert
 - **Kappungsgrenze:** +/- 30 Mio. Euro (Anreizbereich +/- 500 Mio. Euro)
 - **Aufteilung in Bonus/Malus:** Vereinbarung der ÜNB, sonst KWK-Schlüssel
 - **Übergangsregelungen:** Zuschläge für Grenzkuppelöffnungen; reines Bonus-System in 3. RP



Neuerungen durch ARegV-Novelle 2021

- **Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber** werden volatile Kosten (§ 11 Absatz S. 1 Nr. 2 ARegV) mit Übergangsregelungen (dreistufiges Konzept)
 - **bis Ende der 3. RP:** EPM-Kosten gelten weiter als dnbK (sonst Lücke bei Wälzung ab 10/2021).
 - **ab der 4. RP:** Wälzung als volatile Kosten; Wirkung „wie“ dnbK mangels Einbezug in Effizienzvergleich der 4. RP.
 - **ab der 5. RP:** Einbezug in Effizienzvergleich der 5. RP unter der Voraussetzung einer BNetzA-Festlegung zur Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes von EE-Ausbau und Netzausbau.



Text der Sondierungsvereinbarung deutet ehrgeizige Klimaschutzpläne an → Das 1,5-Grad-Ziel soll eingehalten werden

- Bei Wind soll der Onshore- und Offshore-Ausbau schneller voran gehen (zwei Prozent der Landesfläche soll für Onshore ausgewiesen werden),
- Gewerbedächer sollen verpflichtend mit PV ausgestattet werden,
- Auf privaten Dächern bleibt der PV-Ausbau freiwillig,
- Genehmigungsverfahren sollen beschleunigt und erleichtert werden und der Artenschutz soll zugleich verbessert werden → bleibt ein Spagat,
- Kohleausstieg soll „nach Möglichkeit“ beschleunigt werden,
- Die EEG-Umlage soll abgeschafft werden.



Reform der Netzentgeltsystematik Strom

Die heutige **Netzentgeltsystematik** ist **gut 20 Jahre** alt;
nicht alles passt mehr zur neuen Energiewelt.

- Systematik ist besser als ihr Ruf, weil sie einen günstigen Ausgleich zwischen Verursachungsgerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit herstellt
- Bestehende Systematik komplett einzureißen, könnte Unsicherheit erhöhen

Hohe Dringlichkeit hat das Finden praktikabler Lösungen für die Sonderentgelte nach **§ 19 Abs. 2 StromNEV**.

- Prämierung eines Bandlastverhaltens, das Angebot und Nachfrage nach Energie bewusst ignoriert, **vernichtet Flexibilität** am Markt und ist „aus der Zeit gefallen“

Kostenzurechnung an die Strukturen der Energiewende anpassen

- **bspw. durch eine bi-direktionale Kostenwälzung**

unterschiedliche Entgelt-niveaus könnten sachgerecht angeglichen werden.

Kapazitätspreise oder zeitvariable Netzentgelte sind in Erwägung ziehen

Ziele: weniger Verzerrungen des Energiemarktes,
Attraktivität des Energieträgers Strom



- a) NEP-Strom 2021-2035 bis Ende 2021
Szenariorahmen für Folge-NEP am 10.01.22
- b) NEP-Gas Szenariorahmen für NEP 2022-2032
bis Ende 2021, NEP bis Ende 2022
- c) H₂-NEP Bericht FNB und H₂-Netzbetreiber bis 9/22,
Empfehlung BNetzA ohne Termin
- d) *SEP?* *offene Politische Diskussion, wesentlich:
politische Leit-Entscheidung zum Einsatz
der Energieträger und zu Allokationsfragen*
- e) *Anlagenförderung (EE, Kraftwerke, Elektrolyseure, Speicher)*
- f) *Wärme-Netze*



Ich danke für Ihre Aufmerksamkeit

Achim Zerres
Abteilungsleiter Energieregulierung

Achim.Zerres@BNetzA.de



- **Kapitalkostenabgleich auf Transportnetzebene** (§ 35 ARegV)
- **Ergänzende Übergangsregelung für Kapitalkosten** der Verteilernetzbetreiber (§ 34a ARegV), die (abschließend) an den sog. Übergangssockel für die 3. RP anknüpft (Initiative Bayerns)
- **Anpassung der EKII-Regelung** in § 7 Abs. 7 StromNEV/GasNEV (Initiative Niedersachsens)
 - Streichung der Reihe „Hypothekenpfandbriefe“ sowie neue Gewichtung der beiden übrigen Reihen:
 - Anleihen der öffentlichen Hand zu 1/3
 - Anleihen von Unternehmen zu 2/3
 - Fortgeltung der bisherigen Regelung bis zum Ende der 3. RP
 - Zusätzliche Auswirkungen ab der 4. RP auf Fremdkapitalzinssätze der Verteilernetz-betreiber im System des Kapitalkostenabgleichs (Verweis in § 10a Abs. 7 ARegV)



Für Strom- und Gasnetzbetreiber wurde ein Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen von 5,07 Prozent sowie für Altanlagen von 3,51 Prozent vor Körperschaftssteuer festgelegt.

Der Eigenkapitalzinssatz ergibt sich aus dem 10-Jahresdurchschnitt des risikolosen Zinssatzes zuzüglich eines angemessenen Wagniszuschlags

- Der risikolose Zinssatz beträgt 0,74 Prozent.
- Der Wagniszuschlag beträgt rund 3 Prozent.
- Unter Abwägung der Gutachter Frontier/Randl/Zechner und im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Argumente erhöhte die Beschlusskammer den Wagniszuschlag um 0,395.
- Ergänzt durch steuerliche Folgen führte dies zu einer Gesamterhöhung des zunächst konsultierten Wertes von 4,59 Prozent um 0,48 Prozent.



Die nächste Legislaturperiode wird auch von der Umsetzung bereits begonnener Energiewendeprozesse geprägt sein:

- Netzausbau und Redispatch 2.0 werden ihre Potenziale entfalten,
- In der letzten Legislatur wurde die Förderung für fossile Stromerzeugung (KWK) angehoben und ausgeweitet,
- Die Realisierungszeiten vieler bezuschlagter EE-Projekte reicht bis in die Mitte der Legislatur (darunter erhebliche Offshore-Leistung),
- Die hohe Förderung der Klein-PV im Eigenverbauchs-Modell von bis zu 20 ct/kWh führt zu einem Boom. Sie ist teurer als Biomasse (17 ct/kWh) und innovative KWK (12 ct/kWh).
- Die Ausschreibungsverfahren für PV auf Gewerbedächern wurde mit dem EEG-2021 zielführend novelliert: Der Bürokratie- und Transaktionsaufwand wurde drastisch gesenkt.



Systementscheidung: Welche Energieträger für die Energiewende?

- Finanzierung der Energiewende bisher weitgehend über den Strompreis.
- Strom wird durch eine Vielzahl an Steuern, Abgaben und Umlagen belastet.
- Belastungen derzeit noch höher als bei konkurrierenden fossilen Energieträgern
- Nutzung von Strom in weiteren Sektoren dadurch erschwert.
- Emissionshandel kann bei entsprechender Höhe des CO₂-Preises zur Angleichung der impliziten Kostenbelastung je emittierter Tonne CO₂ führen und strombasierte Technologien wettbewerbsfähig machen.
- Finanzierung der Energiewendekosten über staatliche Haushaltsressourcen oder über Einbeziehung anderer Energieträger entsprechend ihrer CO₂-Emissionen ist in der politischen Diskussion