

Europäische und nationale Regulierung – quo vadis Netzbetreiber?

Treffpunkt Netze am 23. und 24. März 2009 in Berlin

Hildegard Müller
Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung
BDEW - Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V., Berlin

1. Europäische Regulierung

Entflechtung bei Übertragungs- und Fernleitungsnetzen:

- Full Ownership Unbundling (FOU)
- Independent System Operator (ISO)
- Independent Transmission Operator (ITO)

Europäisches Parlament 1. Lesung
(6. Juni 2008)



Einigung Energieministerrat
(10. Oktober 2008)



Verabschiedung in 2. Lesung
(April/Mai 2009)?

Drittes Energiebinnenmarktpaket

- „Dritter Weg“ – Independent Transmission Operator (ITO)

- Gemeinsame Initiative von D, F, AT, BG, SLK, LET, LUX, GR + CZ.
- Der ÜNB/FNB soll ein Vollfunktionsunternehmen sein.
 - Der ÜNB/FNB ist zwar formal noch im Organigramm der Muttergesellschaft enthalten, wird ansonsten aber völlig unabhängig agieren (u. a. eigene „assets“).
 - Die Nutzung von „shared services“ ist beim ITO in wichtigen Bereichen unterbunden.
- Unabhängige Mitglieder des Aufsichtsgremiums sollen wirksame Kontrolle des ÜNB/FNB durch Dritte garantieren.
- Der Regulator besitzt ein Vetorecht bei der Berufung und Abberufung des Vorstands.
- Ausgestaltung als Aktiengesellschaft soll die Unabhängigkeit des Managements und die Transparenz von Entscheidungen des ÜNB garantieren.
- Sicherstellung von Investitionen durch transparentes Verfahren.

Drittes Energiebinnenmarktpaket

- Regulierungsarchitektur

- **European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E für Strom/ENTSO-G für Gas):**
 - Erarbeitet 10jährigen EU-weiten Investitionsplan,
 - Erarbeitet harmonisierte Vorgaben (Leitlinien und Netzkodizes), u. a.
 - Netzsicherheit, Netzzugang/-anschluss, Notfallprozeduren,
 - Handelsregeln, Engpassmanagement, Kapazitätsallokationen, Transparenzvorgaben,
 - Regelenergie und Reservekapazitäten, Tarifstrukturen,
 - Überwacht die Einhaltung der erarbeiteten Regelungen durch nationale TSOs.
 - Systemadäquanz-Prognosen.
- **Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER):**
 - Kontrolle des ENTSO, Überwachung nationaler Regulatoren,
 - Möglicherweise soll ACER Leitlinien/Netzkodizes der KOM zur Verrechtlichung vorschlagen können.
- **Markets Observatory for Energy (MOE):**
 - Datenbank/Tool zur Beobachtung der Öl-, Strom- und Gasmärkte.

Besonderes Augenmerk des EP auf Verbraucherschutz u. a:

- ➔ Sozialtarife, Energiearmut (u. a. Verbot, “schutzbedürftige Kunden” im Winter von der Versorgung auszuschließen, “kostenbasierte Preise”),
- ➔ Bereitstellung von Informationen sowohl für Netznutzer als auch Endkunden zur Schaffung größerer Transparenz, z.B. Verbrauchsdaten,
- ➔ Einführung von Smart-Metern bis spätestens 13 Jahre nach Inkrafttreten der RL,
- ➔ Weite Kompetenzen der RegB bei der Überwachung der Einhaltung der Vorgaben aus den RLen (z.B. Sanktionen, wenn Anschlüsse / Reparaturen von Leitungen verzögert werden),
- ➔ Zentrale Verbraucherschutzstellen, verbindliche Checkliste der Energieverbraucherrechte, “London-Retailforum” (28./29. Oktober 2008).

13. November 2008: KOM veröffentlicht Strategic Energy Review II mit umfangreichen Anhängen → Schwerpunkt: Versorgungssicherheit

- **Kernstück ist ein Vorschlag für einen „Aktionsplan Energiesicherheit und Solidarität“ basierend auf fünf großen Säulen:**
 - 1. Interner und externer Infrastrukturausbau und Diversifizierung der Energieversorgung.**
 - 2. Stärkung der Energieaußenbeziehungen.**
 - 3. Öl- und Gasbevorratung mit und Krisenmechanismen**
 - 4. Untersuchung und Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen in der EU.**
 - 5. Untersuchung und Stärkung des Potenzials heimischer Energiequellen.**
- **Vision für 2050** einer CO₂-freien Stromerzeugung, Beendigung der Erdölabhängigkeit des Verkehrssektors, Aufbau eines „Smart Grids“, Niedrig- und Positivenergiehäuser:

- **19./20.03.2009 Schlussfolgerungen des Europäischen Rates:**

➡ billigt die von der KOM vorgeschlagenen Initiativen grds.

Europäische Rat verabschiedet u. a. folgende Leitlinien:

- Infrastrukturausbau muss vorangetrieben werden, KOM soll Anfang 2010 Vorschlag zu neuem EU-Versorgungssicherheits- und Infrastrukturinstrument vorlegen,
- Stärkung der Energieeffizienz, Energieaußenbeziehungen (Entwicklung des südlichen Gaskorridors), optimale Nutzung der einheimischen Energiequellen (unter Einbeziehung der Kernenergie) soll gewährleistet werden,
- Erstellung eines geeigneten Krisenmechanismus durch Entwicklung von EU- und regionalen Plänen und besserer Koordinierung,
- Einigung zum „Recovery Plan“ zur Konjunkturbelebung (u.a. fast 4 Mrd. Euro für Energieinfrastrukturprojekte mit europäischem Mehrwert).

➡ Basis eines neuen Energiestrategieaktionsplans für 2010

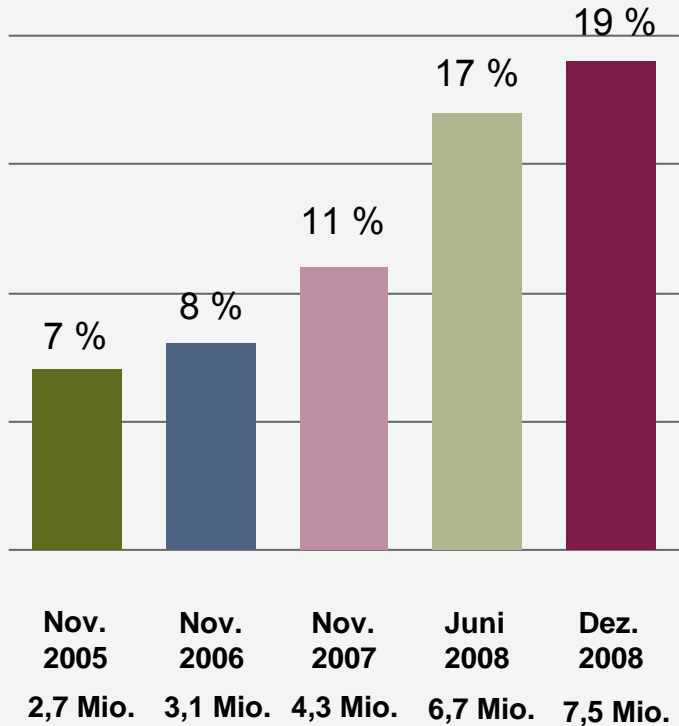
Fazit Europäische Regulierung

- Entflechtung:
 - Auswirkungen auf die Marktstruktur durch Entflechtungsvarianten sind in Deutschland massiver als in anderen EU-Staaten.
 - Entflechtung der Verteilnetzbetreiber bleibt in nationaler Hoheit.
- Regulierung:
 - Regelsetzungsprozess ist noch auszugestalten: Technische Kodizes vs. Marktkodizes.
 - Praktisches Zusammenspiel der Institutionen ACER, KOM, ERGEG, ENTSO-E, ENTSO-G?
 - Auswirkungen auf die Regulierungspraxis von DSO?
- Handels- und Vertriebsregulierung:
 - Versorgungssicherheit.
 - Verbraucherrechte und Energiearmut.
 - Ausweitung der Regulierungsbefugnisse auf Wettbewerbsbereiche.
 - Überschneidung mit Kompetenzen der Kartell- und Finanzaufsichtsbehörden in Bezug auf Preisbildung und Handelsüberwachung in Energiemärkten.

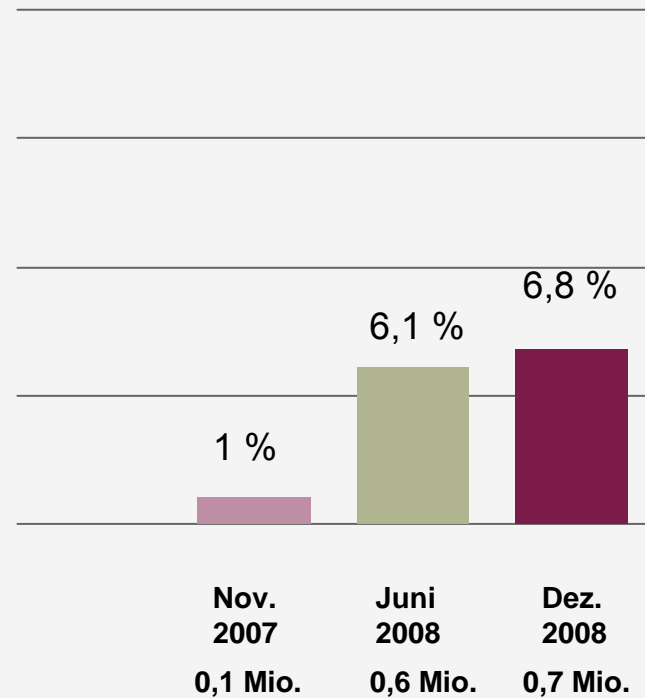
2. Regulierungspraxis in Deutschland

Zunahme des Lieferantenwechsels im Strom- und Gasmarkt

Versorgerwechsel der Haushalte in der Stromversorgung
(kumulierte Wechselquote)



Versorgerwechsel der Haushalte^{*)} in der Gasversorgung
(kumulierte Wechselquote)

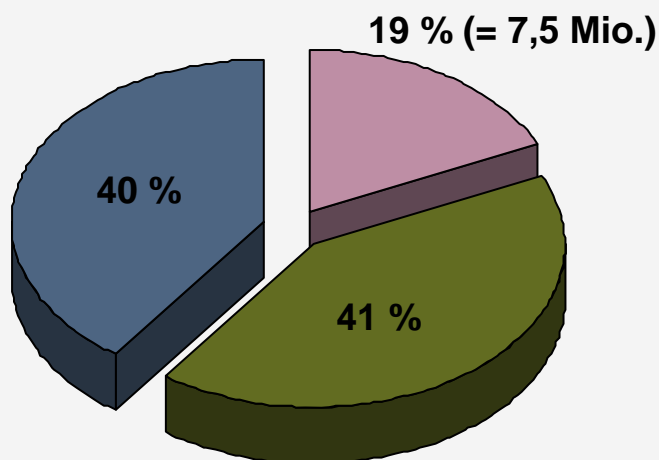


Quelle: BDEW-Kundenfokus, BDEW-Energietrends

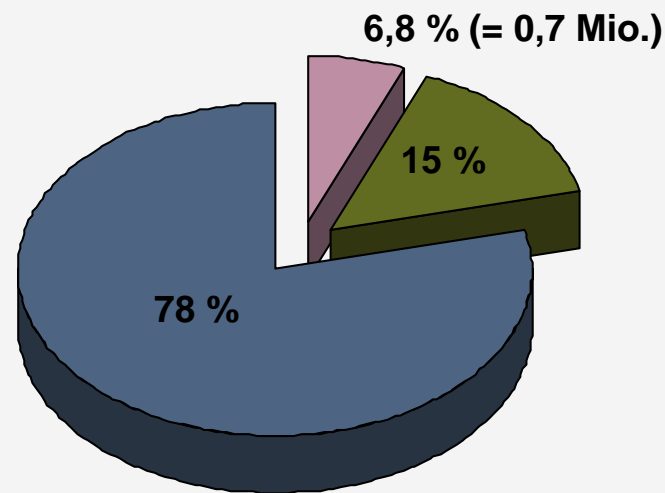
^{*)} Haushalte mit eigenem Gaszähler und direktem Vertragsverhältnis mit dem Gasversorger




Kunden nutzen Wettbewerb

Strom



Erdgas*)



-  Kunden, die einen neuen Lieferanten haben
-  Kunden, die einen neuen Vertrag mit ihrem alten Lieferanten abgeschlossen haben
-  Kunden ohne Vertragsänderungen

*) bezogen auf Haushalte mit eigenem Gaszähler und direktem Vertragsverhältnis mit dem Gasversorger

Quelle: BDEW-Energietrends Dezember 2008

Lieferantenwechselprozesse Strom und Gas (GPKE und GeLi Gas):

- Nachteile für Mehrspartenunternehmen durch unterschiedliche Regelungen.
- Umsetzungsfragen (FAQ) der Verbände sind weiterhin notwendig.
- Verlängerung der Umsetzungsfrist 01.10.2009 für IT richtiger Schritt der BNetzA.
- Weiterentwicklung und Harmonisierung von Strom- und Gasprozessen bleibt Thema.

Grundmodell für den Regel- und Ausgleichsmarkt Gas – GABi Gas:

- Tagesbilanzierung wird für mehr Wettbewerb bei Haushaltskunden sorgen.
- Umsetzungsfristen GABI Gas: „Kaltstart“ des Systemwechsels belastet die Marktakteure („Datenclearing“).

Bilanzkreisabrechnung Strom:

- Die sehr lange Verfahrensdauer stellt die einzelnen Marktrolle vor erhebliche Probleme:
 - Fehlen konkreter und einheitlicher Vorgaben zur Abwicklung der Bilanzkreisabrechnung.
 - Fehlen verbindlicher Vorgaben für die IT-Umsetzung.

Voraussetzung für reibungslosen Wettbewerb um den Letztverbraucher sind standardisierte Geschäfts- und Kommunikationsprozesse. Wir brauchen mehr Realismus bei Implementierung und Änderungsmanagement!

Messwesen

Vollständige Liberalisierung des Messwesens seit 9. September 2008:

- Ziel: Einführung innovativer Messtechnik durch marktgetriebenen Prozess und aktive Kundenentscheidungen.

Aktive Rolle der Verbände:

- Ausarbeitung von Musterrahmenverträgen (abgeschlossen)
- Ausarbeitung von Geschäftsprozessen (abgeschlossen)
- Ausarbeitung von Datenformaten (in Bearbeitung)
- Fragen zur Wirtschaftlichkeit und Kosten (in Bearbeitung)
- Technische Fragen (in Zusammenarbeit mit FNN und DVGW)

Aktive Rolle der BNetzA: Festlegungsverfahren eröffnet am 11. März 2009:

- Grundlage für Festlegungsverfahren sind Verträge und Prozesse der Verbände.

- **Netzbetreiber im Spannungsfeld zwischen Wettbewerb und Regulierung:**
 - Investitionen der Netzbetreiber in neue Technologien?
 - Interessantes Geschäftsfeld für Netzbetreiber?
- **Innovative Messtechnik/Smart Meter?**
 - Unsicherheit im Markt wegen unterschiedlicher Interpretationen der rechtlichen Rahmenbedingungen und fehlender technischer Standards (z.B. Schnittstellen)
 - Anreiz für Energieeinsparungen?
- **Prozess derzeit wenig kundengetrieben.**

3. Regulierung und Investitionsanreize

Regulierungspraxis und Anreizregulierung

Netzbetreibererlöse:

- Seit 2005 Erlöse der Netzbetreiber durch BNetzA um mehr als 3 Mrd. € gekürzt. Weitere Kürzungen durch Landesregulierungsbehörden.

Investitionen:

- Umfangreiche Investitionen in Energienetze erforderlich.
- Instrumente zur Investitionssicherung in ARegV angelegt.

Regulierungspraxis:

- Geringe erreichbare Rendite einer Investition: Gesamtrendite für Netzinvestitionen liegt bei ca. 4,1% bei Strom bzw. 3,94 % bei Gas (Gutachten Prof. Ballwieser).
- Erheblicher Kostendruck auf Netzbetreiber durch Regulierung, z.B. durch den Umgang der Regulierungsbehörden mit den Kosten aus Verlustenergiebeschaffung.
- Die Effizienzvorgaben bleiben anspruchsvoll (Beeinflussbarkeit von Kosten!).

Bisher erfolgte eine einseitige Ausrichtung der Regulierung auf Kostenreduzierung !

Verlustenergie - Beispiel für „schlechte Regulierung“

- Kostensteigerung für Netzbetreiber seit 2006 von ca. 45 – 60 Euro / MWh auf ca. 80 – 100 Euro / MWh, Prognose für 2009 / 2010 bleibt tendenziell ähnlich
- Sehr begrenzte Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber:
 - Die Beeinflussbarkeit der **Verlustenergiemengen** ist technisch und physikalisch nahezu unmöglich.
 - Der Handlungsspielraum bzgl. **Beschaffungspreis und -zeitpunkt** ist durch die Vorgaben der BNetzA stark eingeschränkt (z.B. Pflicht zur langfristigen vorherigen Ankündigung, Begrenzung der Beschaffung auf ein Jahr)
- Eine gezielte Beeinflussung der Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie ist unter diesen Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber unmöglich, die Zuordnung zu beeinflussbaren Kosten ist daher aus Sicht des BDEW nicht sachgerecht.
- Die derzeitige Praxis zur Anerkennung der Verlustenergiekosten ist je nach Regulierungsbehörde unterschiedlich.

- BNetzA konstatiert „Investitionsstau für Netzbetreiber“; Grund sind die Genehmigungsverfahren (Monitoringbericht 2008).
- BDEW-Investitionserhebung zeigt:
 - Rückgang der Stromnetzinvestitionen von 2006 auf 2007 und
 - Rückgang der Investitionen 2007 gegenüber geplanten Investitionen.
 - Gründe sind Anreizregulierung und Genehmigungsverfahren.
- Die erreichbaren Renditen der Netzbetreiber sind nicht marktgerecht.
 - Die regulatorische Praxis ist schon jetzt ein Investitionshindernis.
- Fortschritte bei den Investitionsbudgets müssen auf die restlichen Investitionen übertragen werden!

Ausrichtung der Regulierung an der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber notwendig !

Back up

Netzzugang Gas

- Gasnetzbetreiber brauchen eine „Umsetzungsphase“:
 - VV I (2000), VVII (2002), GasNZV (2005), KOV I (2006), KOV II (2007), KOV III (2008), GasNZV (2009).
- Für die Umsetzung von GABI Gas und KOV III müssen ausgewogene Lösungen gefunden werden:
 - Bilanzierungsdaten,
 - Bilanzkreisstatus,
 - Bilanzkreisabrechnung.
- Anpassung von Prozessen und Datenformaten:
 - Ausreichende Zeit für Marktkonsultationen.
 - Ausreichende Test- und Implementierungsfristen.
- Rechtssicherheit durch GasNZV erhöhen.

Positionspapier der BNetzA zu Baukostenzuschüssen und Handlungsempfehlung des BDEW

- Die **BNetzA** veröffentlichte im Januar 2009 ein Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung.
- Aus Sicht der **BNetzA** gewährt die Ermittlung von BKZ anhand von nur zwei Faktoren ein ausreichendes Maß an Transparenz sowie eine einfache Nachprüfbarkeit.
- Der **BDEW** empfiehlt für Netzanschlüsse außerhalb des Geltungsbereichs der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) die Umsetzung des Leistungspreismodells nach dem BNetzA-Positionspapier.
- Der **BDEW** empfiehlt außerdem zur Wahrung der Rechtssicherheit bei zivilgerichtlichen Verfahren eine Berechnung auf Basis einer kostenorientierten Kalkulation. Als Grundlage kann hierzu die VDN-Handlungsempfehlung „Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse“, Stand April 2007 dienen.
- Bislang liegt eine Netzanschlussverordnung nach § 17 Abs. 3 EnWG noch nicht vor, die eine Erhebung von Baukostenzuschüssen außerhalb des Geltungsbereichs der NAV regelt.

Leitfaden der BNetzA zur Ermittlung Individueller Netzentgelte und Position des BDEW

- Der **§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV** regelt, dass vom Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt anzubieten ist, wenn die Höchstlast eines Kunden systematisch erheblich von der Höchstlast der Netzebene abweicht.
- Die **BNetzA** hat Grundsätze der Ermittlung von individuellen Entgelten in einem Leitfaden zusammengestellt. Die Vereinbarung eines individuellen Netzentgeltes mit dem Netzkunden bedarf der **Genehmigung** durch die BNetzA.
- Der **BDEW** empfiehlt, die von den Netzbetreibern entwickelten und angewendeten Modelle auf Konsistenz mit den gesetzlichen Anforderungen gemäß § 19 StromNEV zu prüfen. Diese Modelle könnten den Netzkunden grundsätzlich weiterhin angeboten werden.
- Der **BDEW** empfiehlt weiterhin, das BNetzA-Modell zur Anwendung bringen, wenn sicher gestellt ist, dass ein atypisches Verhalten, nicht nur zufällig, sondern offensichtlich vorhersehbar eintritt und zusätzlich eine definierte Erheblichkeitsschwelle übersteigt.

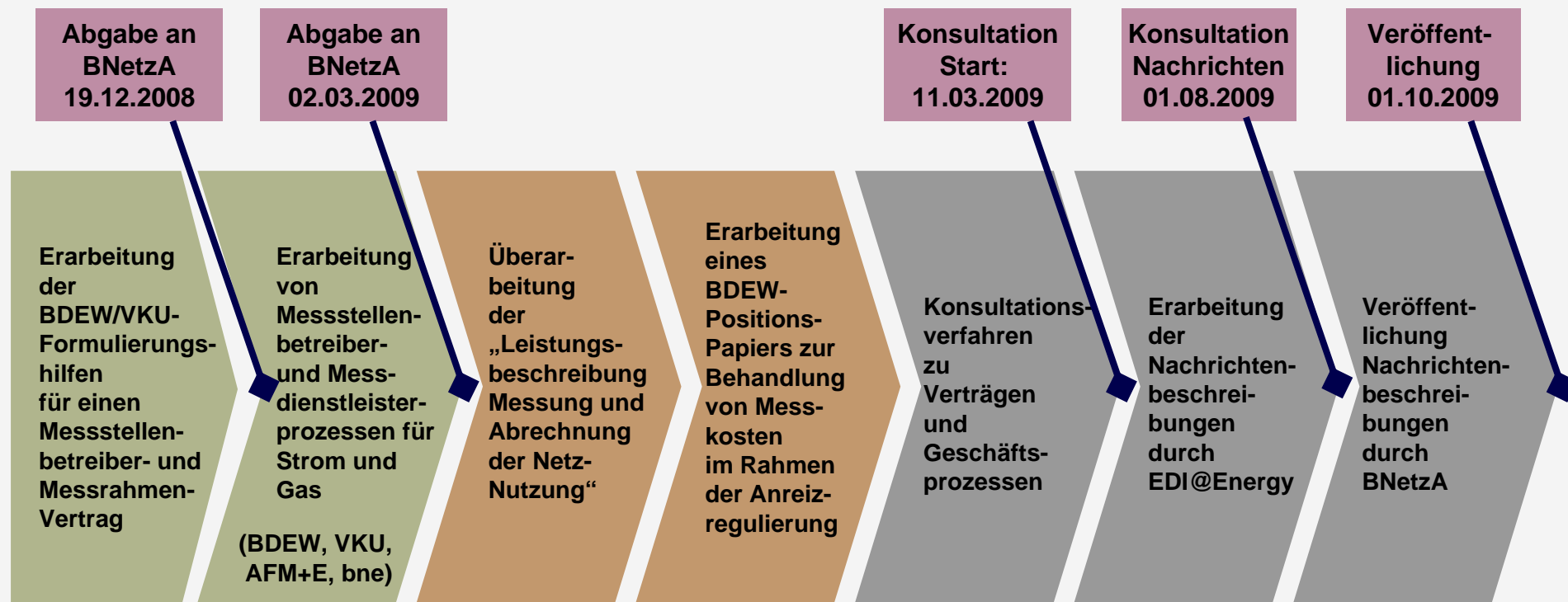
Landesregulierungsbehörden

- Erlösobergrenzen bis Ende 01.2009 weitestgehend festgelegt
- Korrekturen aufgrund von § 15 ARegV nur in Einzelfällen
- Besonderheiten
 - Aufschlag auf die Erlösobergrenze für Kosten Verlustenergie in Sachsen
 - Veröffentlichung der Erlösobergrenzen in Baden-Württemberg
 - Mehrerlöse in Baden-Württemberg bereits abgeschöpft
 - In Hessen Angebot des Verzichts auf Mehrerlösabschöpfung bei Verzicht des Netzbetreibers auf Plankosten Verlustenergie
 - Umsetzung der Mehrerlösabschöpfung in Sachsen-Anhalt, Rheinland-Pfalz und Bayern in der Diskussion
 - Periodenübergreifende Saldierung in NRW noch nicht erfolgt

Investitionshindernisse bei Netzbetreibern

Investitionshemmnis	Kurzbeschreibung
Mehrjährige Verzögerung bei Kostenanerkennungen (T-3 bis T-7)	Verzögerte Anerkennung von Kapitalkosten.
Kappung Fremdkapitalkosten	BNetzA begrenzt die Fremdkapitalzinsen auf den zehnjährigen Durchschnitt der Umlaufrendite.
Keine Anerkennung von Anlagen im Bau	Während der Bauzeit wird eingesetztes Kapital nicht vollständig verzinst.
Pauschalierter Investitionszuschlag (PIZ)	PIZ zu gering dimensioniert und nur für 1. Regulierungsperiode vorgesehen.
Erweiterungsfaktor	Ausgestaltung offen, keine Anwendung für 2009.

Umsetzung der MessZV (Stand: 11.03.2009)



MessZV
23.10.2008

18 Monate
Umsetzung Prozesse und Nachrichten

Wirksam zum
01.04.2010