

BDEW-Fachkongress

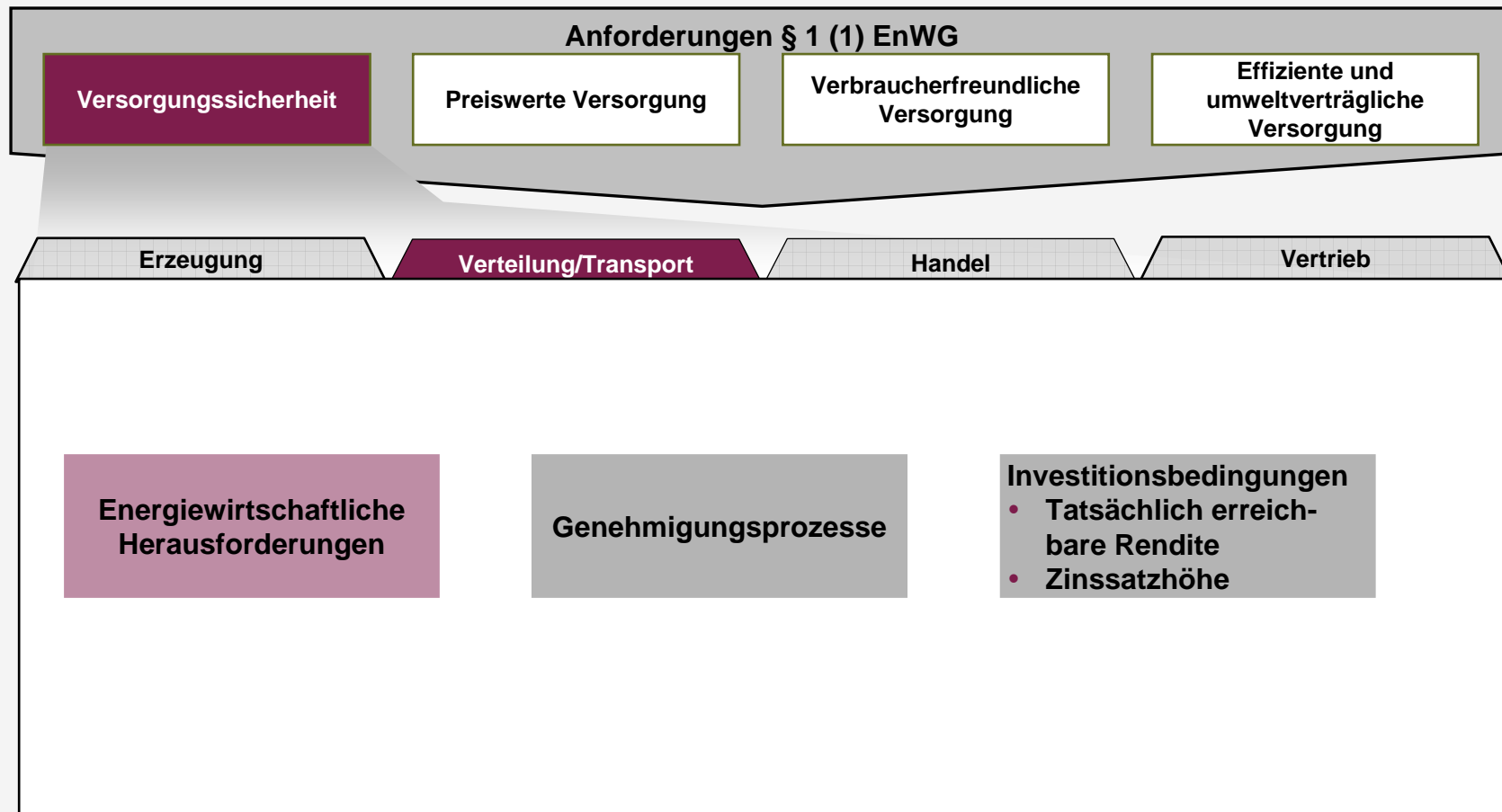
Treffpunkt Netze 2008



Der Netzbetreiber und die Regulierung



Energiapolitische Vorgaben in Deutschland



Die Aufgaben des Übertragungsnetzes verändern sich

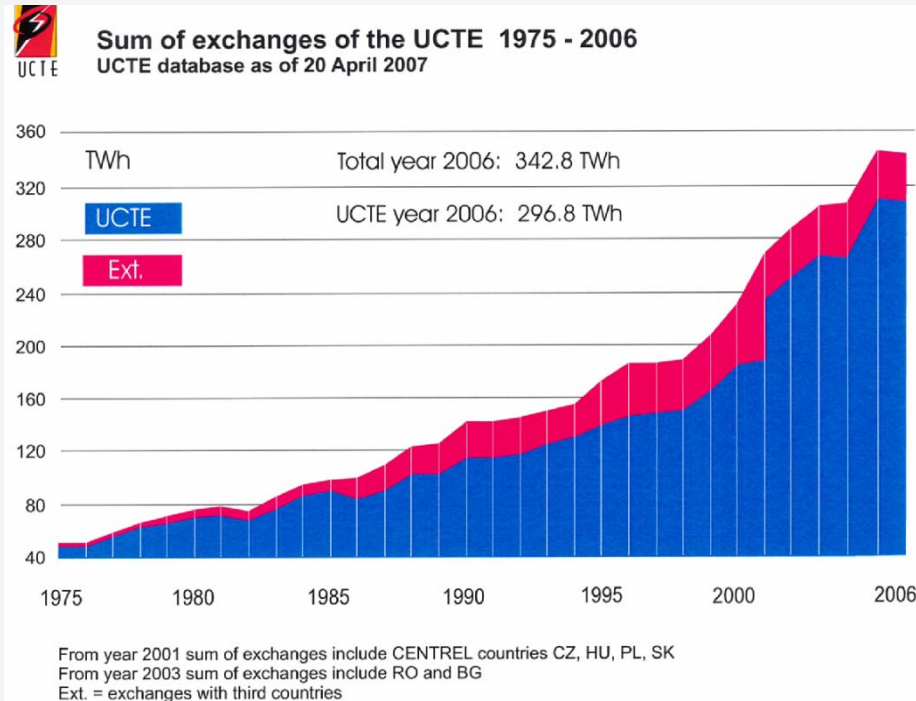
- **Florierender europäischer Stromhandel** (Transitflüsse)
- **Ausbau dezentraler Erzeugung** (insb. WEA)
 - onshore: bereits ca. 22 GW; Repowering
 - offshore: ca. 5 GW in Nord- und Ostsee bis 2012 prognostiziert
- **Erzeugungsverlagerung**
 - „Run“ auf küstennahe KW-Standorte mit etwaigem Nettozubau bei thermischen Kraftwerken von ca. 17 GW* bis 2012 in Deutschland
 - Kernenergieausstieg schwerpunktmäßig in Süddeutschland wirksam

Basis: Regionenmodell 2012 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2007

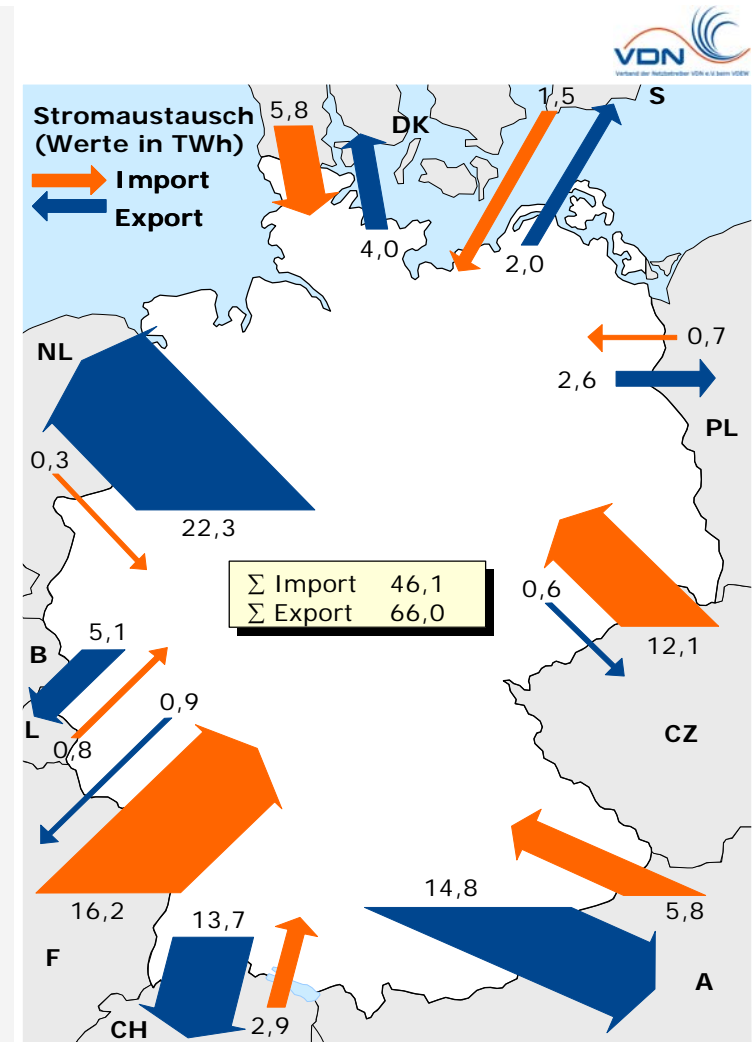


Karte: VDN / BDEW

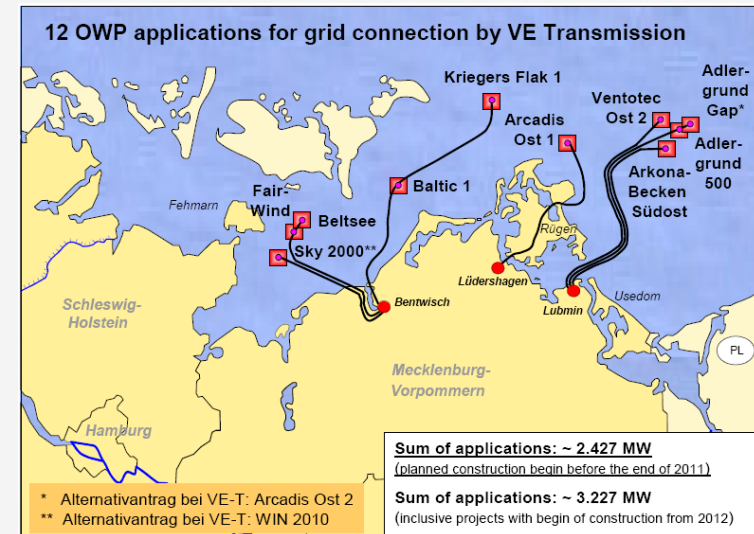
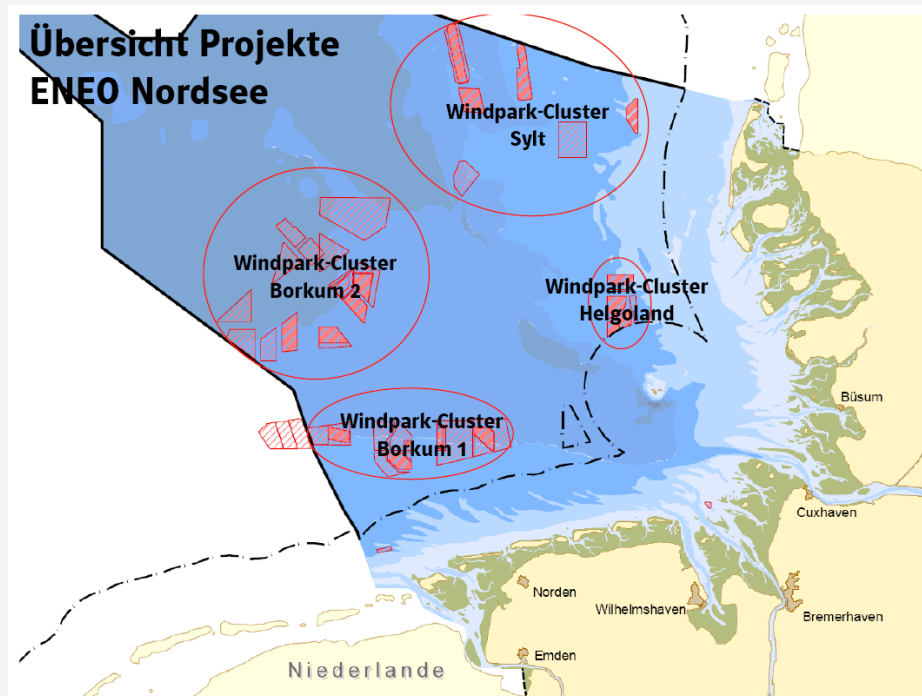
Steigende physikalische Stromausweise zeigen Entwicklung hin zum Binnenmarkt



→ Verdopplung des Stromausweises in den letzten 10 Jahren

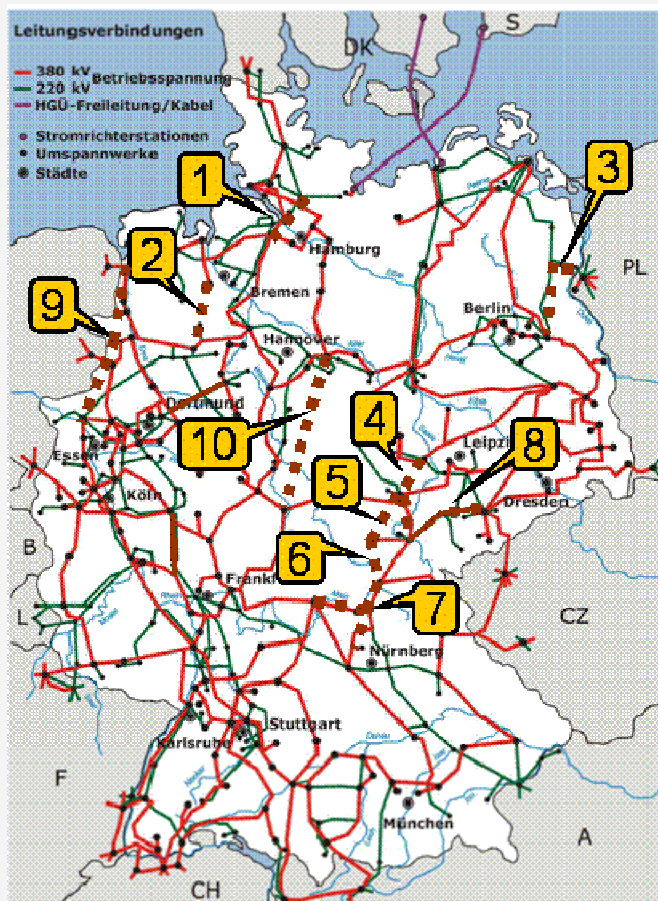


Offshore-Windparks drängen an das Netz



→ Energieüberschuss in Schleswig-Holstein/Niedersachsen/Mecklenburg-Vorpommern

Windbedingter Netzausbau reicht bis nach Bayern (dena I-Projekte)



Bis zum Jahr 2010: 460 km

- | | |
|----------------------------------|--------|
| 1. Hamburg/Nord-Dollern | 45 km |
| 2. Ganderkesee-Wehrendorf | 80 km |
| 3. Neuenhagen-Bertikow/Vierraden | 110 km |
| 4. Lauchstädt-Vieselbach | 80 km |
| 5. Vieselbach-Altenfeld | 80 km |
| 6. Altenfeld-Redwitz | 60 km |
| 7. Netzverstärkung Franken | |
| 8. Netzverstärkung Thüringen | |

Bis zum Jahr 2015: zusätzlich 390 km

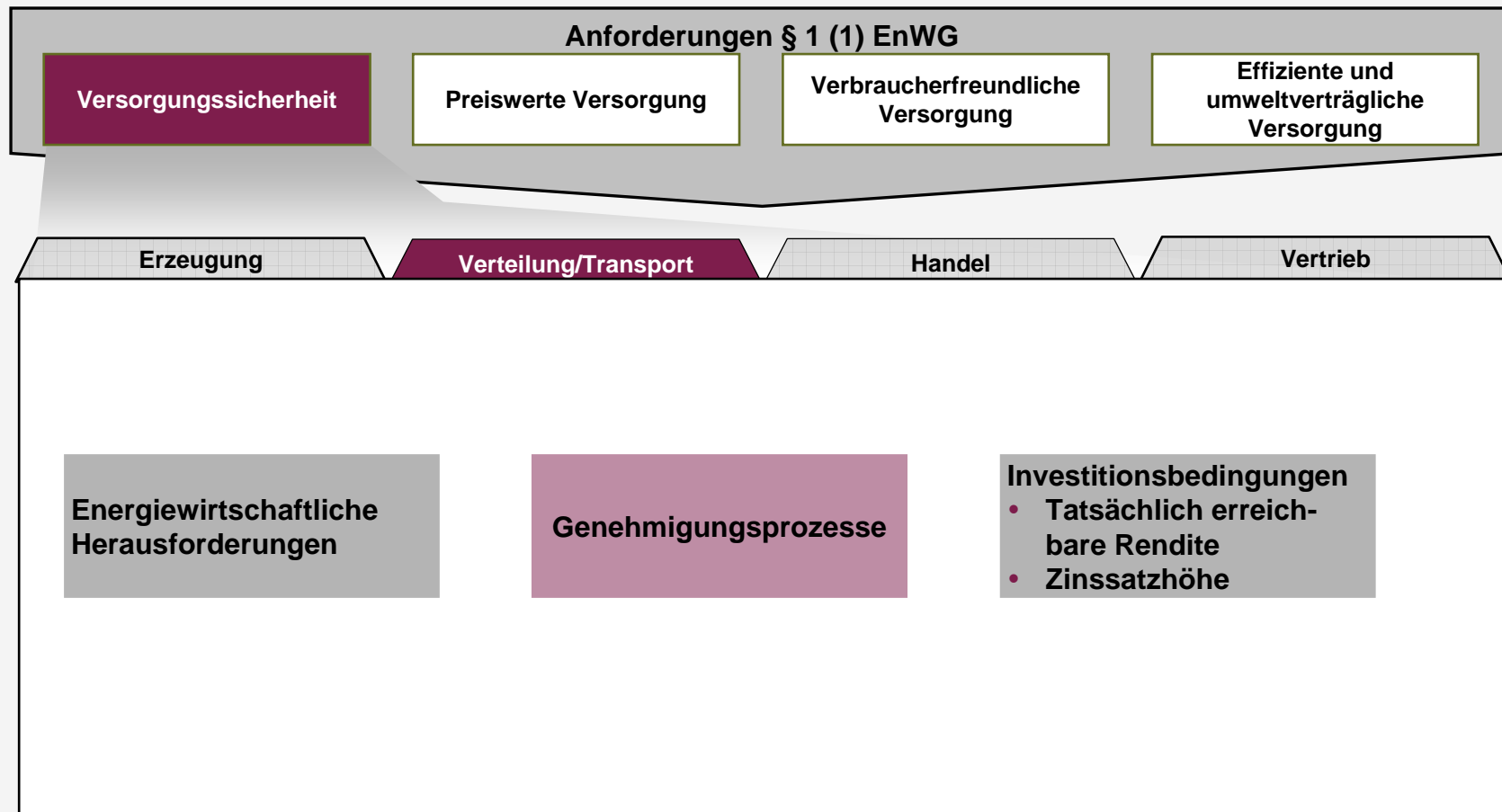
- | | |
|----------------------|--------|
| 9. Diele-Niederrhein | 200 km |
| 10. Wahle-Mecklar | 190 km |

Bis zum Jahr 2020: weitere 1.050 km

Zusätzlich 850 km Verstärkung bestehender Trassen

Kosten gesamt: 3 Mrd. € (bei Freileitungsauf.)

Energiapolitische Vorgaben in Deutschland



Genehmigungsverfahren im Überblick

	1. Schritt: Raumordnung	2. Schritt: Planfeststellung
Ziel	Erarbeitung eines Trassenkorridors	Festlegung des Leitungsverlaufs und dessen Genehmigung
Inhalte	<ul style="list-style-type: none"> • Überprüfung von Trassenalternativen nach raumordn. Kriterien, erste Abwägung der Schutzgüter Mensch/Natur • Beteiligung der TÖB • behördenverbindlicher Charakter, keine unmittelbare Rechtswirkung 	<ul style="list-style-type: none"> • Festlegung der Maststandorte • detaillierte Umweltverträglichkeitsprüfung, Bestimmung von Ausgleichsmaßnahmen • Beteiligung der TÖB und Privatpersonen • Genehmigung mit Rechtswirkung
Dauer	6 Monate nach Vorliegen der Unterlagen (§ 15 Abs. 7 S. 2 ROG)	ca. 3 bis 4 Jahre

Deshalb dauern Genehmigungsverfahren bis zu 10 Jahre

Vorgesehener Verfahrensschritt	Das zeigt die Realität
Antragskonferenz mit Klärung Umfang der Unterlagen	mehrfache Forderungen der Behörde von insg. über 200 rechtlich nicht erforderlichen Überarbeitungen (z.B. anderes Deckblatt gefordert, falscher Platz für Stempel)
Raumordnungsverfahren: Berücksichtigung von Stellungnahmen von Trägern öffentlicher Belange (TÖB)	Neben Berücksichtigung der Stellungnahmen von 70 TÖBs auch die von 2.000 Privatpersonen (→ Einwände Privater aber Gegenstand d. PFV!)
Gesetzliches Kooperationsprinzip der Behörden (z.B. Naturschutzbehörde)	Verweigerung der fachlichen Stellungnahme und Gesprächen mit der Genehmigungsbehörde
Raumordnungsverfahren: ein Erörterungstermin für die TÖBs	Trotz Gelegenheit der Stellungnahme bei Erörterungstermin wiederholte „Nacherörterungen“ (z.B. trotz Einladung und Anwesenheit beim Termin)
Verschiedene Zuständigkeiten	Mehrere Behörden bearbeiten ein Projekt (z.B. Nds: Landwirtschaftsminist. f. ROV, Wirtschaftsminist. f. PFV) → noch komplexer bei länderübergreifenden Projekten

Zeitverzögerung

Energieleitungsausbaugesetz muss ein Erfolg werden!

Frankfurter Allgemeine Zeitung, 26.09.2007

Glos dauert der Ausbau des Stromnetzes zu lange

Bundesweit einheitliches Vorgehen soll langjährige Genehmigungsverfahren überflüssig machen

- **Niedersachsen** hat Erdkabelgesetz verabschiedet
- **BMWi** plant Energieleitungsausbaugesetz (ELAG)
- **BNetzA** befürwortet aus Effizienzgründen Freileitungen

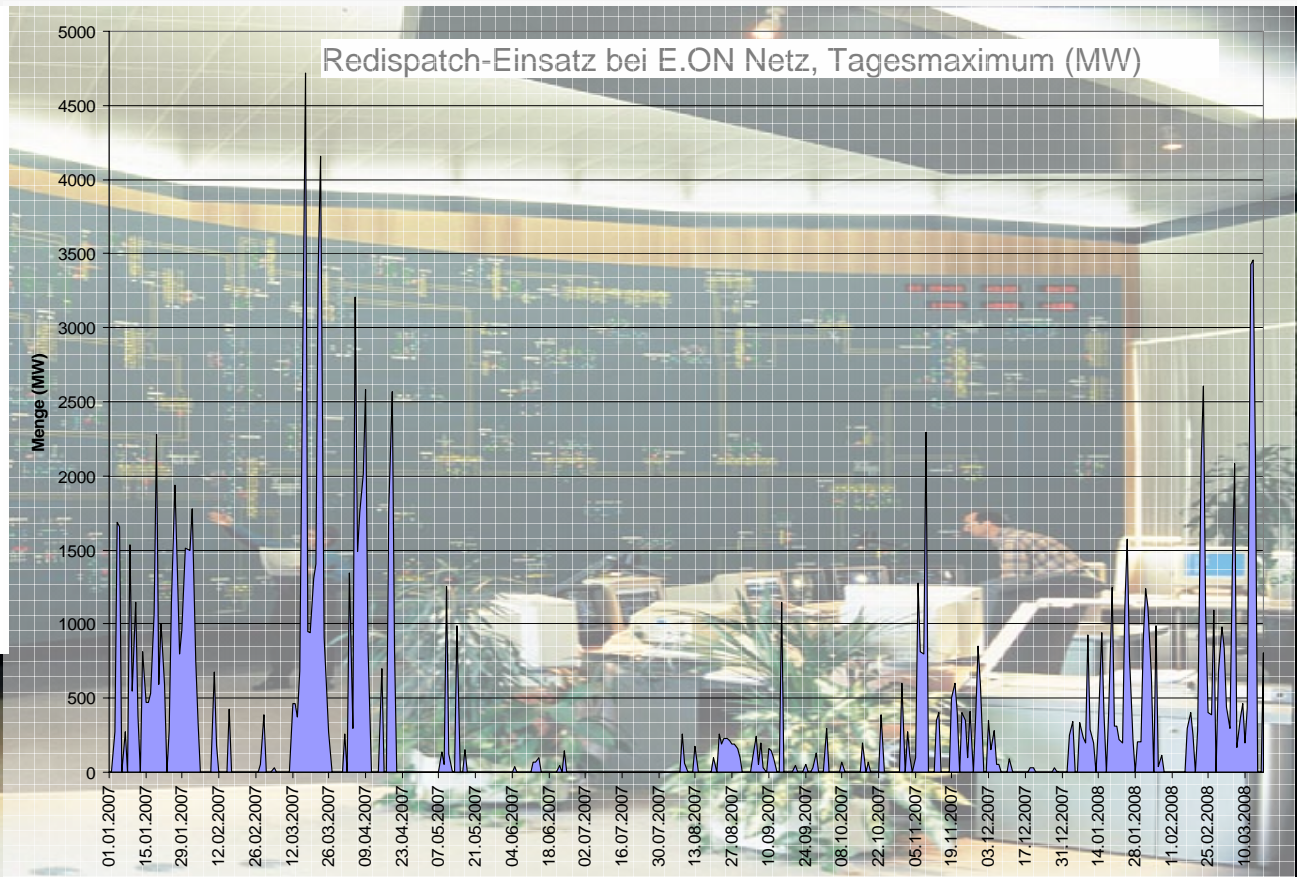
Netzbetreiber begrüßen bundeseinheitliche Lösungen zur Vermeidung

- von Doppelprüfung in Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren
- von ineffizienten Erörterungen
- jede Initiative unter den Prämissen Beschleunigung, Etablierung von Übergangslösungen (Redispatch) und Rentabilität

Redispatch als Übergangslösung

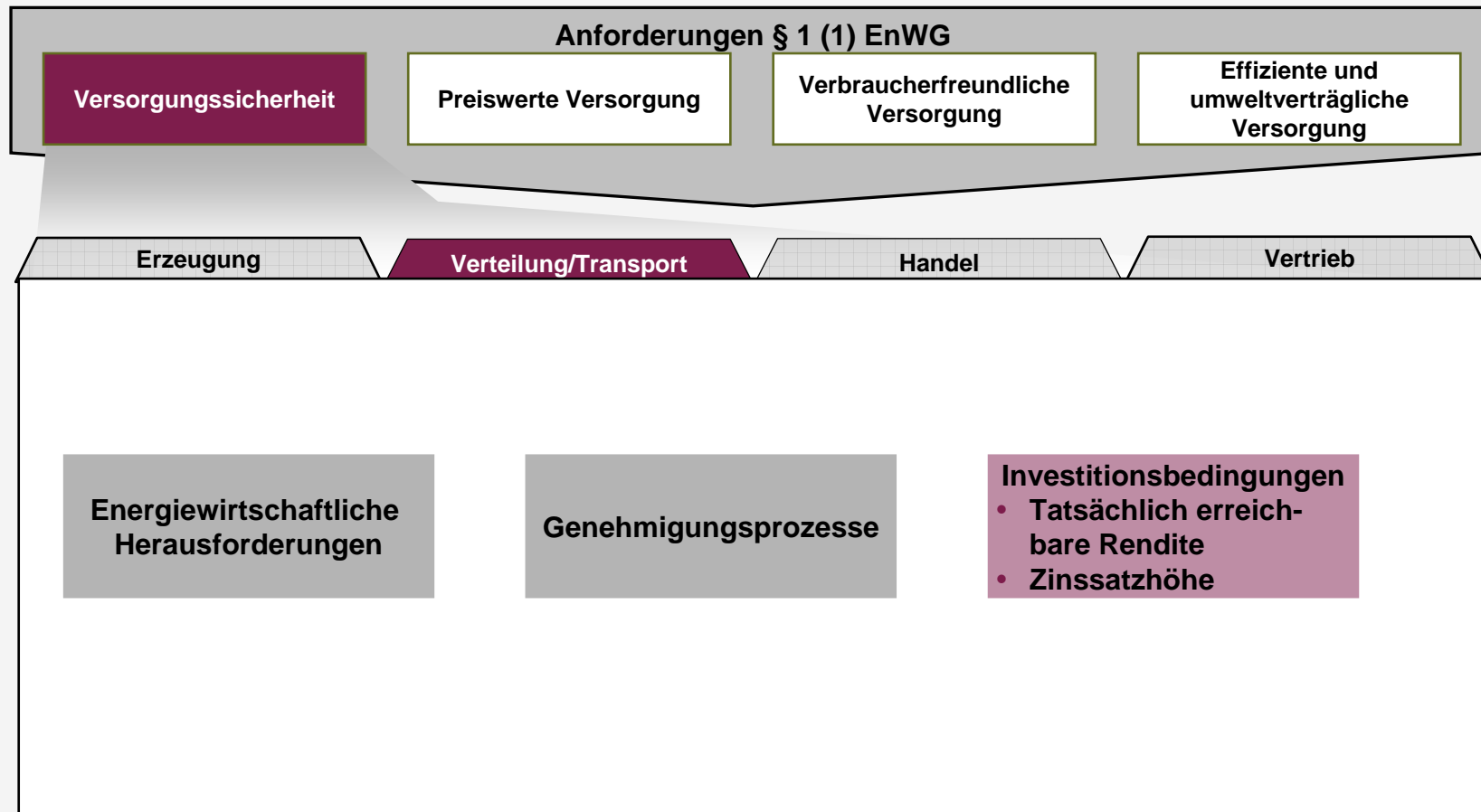
→ Unvollständige Anerkennung der Kosten durch (t-7)-Versatz aus ARegV gefährdet einheitliche deutsche Preiszone

- 2003**
8 Tage, ca. 11 GWh
- 2004**
12 Tage, ca. 42 GWh
- 2005**
57 Tage, ca. 276 GWh
- 2006**
47 Tage, ca. 302 GWh
- 2007**
113 Tage, ca. 541 GWh
- 2008**
60 Tage (bis März), ca. 226 GWh



Kostenunterdeckung zwingt Netzbetreiber Redispatch einzustellen und mindestens saisonal Engpässe in DE zu deklarieren!

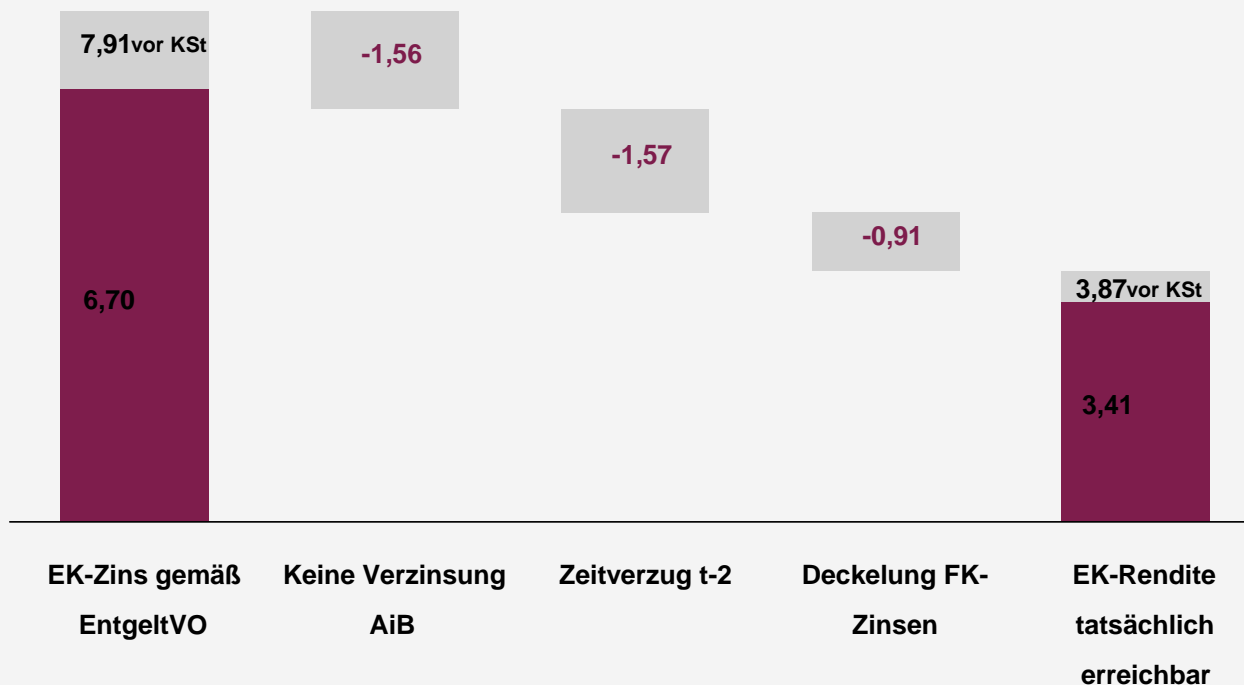
Energiepolitische Vorgaben in Deutschland



Investitionsbedingungen: Tatsächlich erreichbare Rendite
**Eigenkapitalverzinsung von 7,91% gemäß StromNEV
 ist tatsächlich nicht erreichbar**

(Beispiel-Projekt E.ON: Offshore-Netzanschluß Borkum 2.Reihe)

Darstellung nominaler EK-Renditen bei Investitionsbudgets in Prozent *



Eckdaten Investitionsrechnung

- Investitionssumme:
rund 400 Mio. €
- Bauzeit: 3 Jahre
- Zeitverzug der Erlösrückflüsse nach Inbetriebnahme 2 Jahre
- FK-Zinssatz für benötigte Fremdkapitalaufnahme 5,5% (anerkannt von BNetzA 4,23%)

Die wesentlichen renditemindernden Effekte im Einzelnen

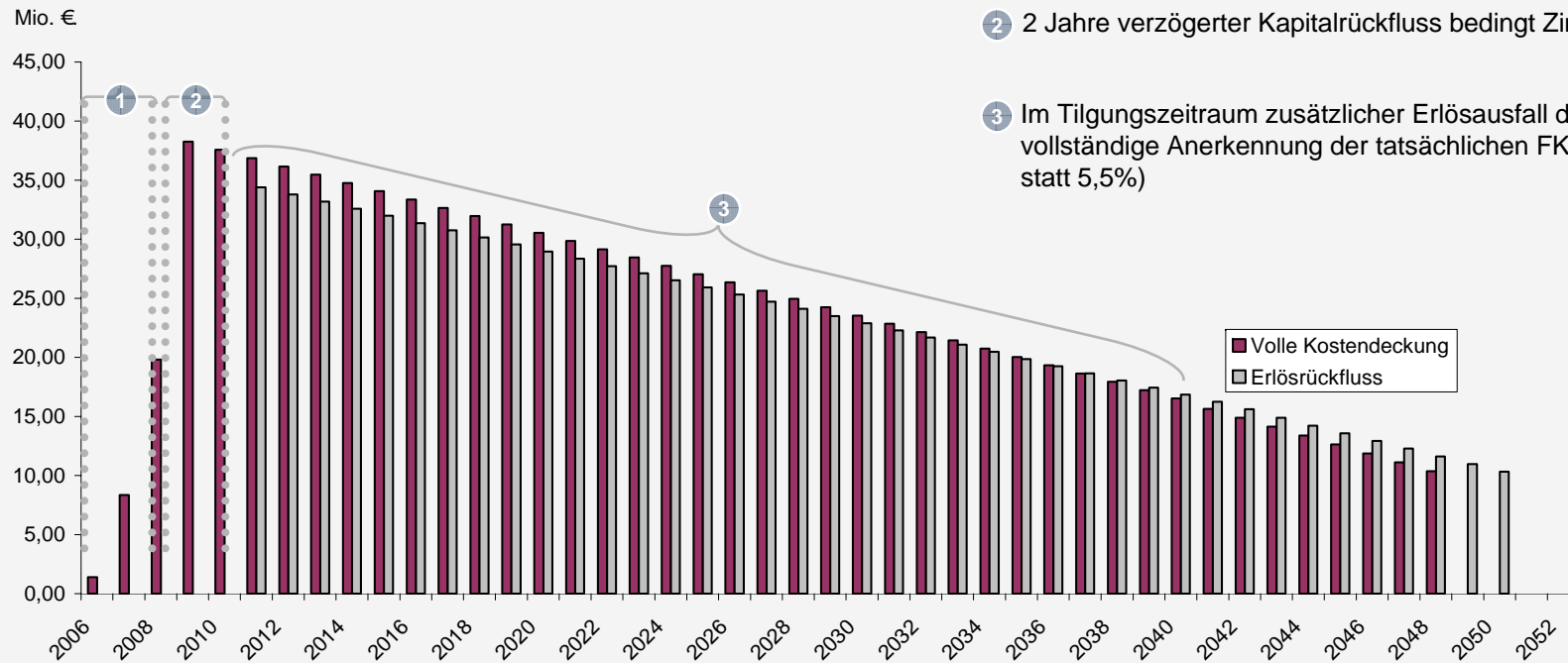
- **Keine vollständige Verzinsung für Anlagen im Bau (sog. AiB):**
 - Bei Leitungsprojekten mit mehrjähriger Bauzeit (insbesondere für Offshore-Netzanbindungen relevant) ist Kapital bereits gebunden, die Anlage aber noch nicht in Betrieb. Für das während der Bauzeit bereits gebundene Kapital wird derzeit von BNetzA keine vollständige Verzinsung anerkannt.
- **Zwei Jahre Zeitverzug bis zu Beginn Kapitalrückfluss (sog. t-2-Effekt)**
 - Der Kapitalrückfluss soll erst zwei Jahre nach Inbetriebnahme der Netzanlage erfolgen, ohne dass hierfür ein finanzieller Ausgleich vorgesehen ist.
- **Unklare Anerkennung tatsächlicher Fremdkapitalzinsen**
 - BNetzA erkennt FK-Zinsen lediglich in Höhe des 10-Jahresdurchschnitts der fast risikolosen Umlaufrendite von derzeit 4,23% an, für Offshore-Netzanbindungen werden derzeit Zinssätze von mind. 5,5% gefordert.
 - Die FK-Zins-Deckelung hat negativen Einfluss auf EK-Rendite, da Zinsdifferenz von den EK-Gebnern zu tragen ist.

Zeitliche Verteilung der Erlöse und der Kosten

Beispiel: Offshore-Netzanschluß Borkum 2. Reihe, Investitionsbudget

Statt 7,91% EK-Verzinsung (6,7% n. Kst) ergibt sich in dem Beispiel eine tatsächliche EK-Rendite von 3,87% (3,41% n. Kst).

- 1 3 Jahre Bauzeit: Vorfinanzierungskosten werden nicht vollständig erstattet (keine vollständige Verzinsung AiB)
- 2 2 Jahre verzögerter Kapitalrückfluss bedingt Zinsverluste
- 3 Im Tilgungszeitraum zusätzlicher Erlösausfall durch nicht vollständige Anerkennung der tatsächlichen FK-Zinsen (4,23% statt 5,5%)



EK-Rendite nach VO (v. KSt): 7,91%

Tatsächliche EK-Rendite (v. KSt): 3,87%

Zusätzlich wirken weitere Effekte renditemindernd

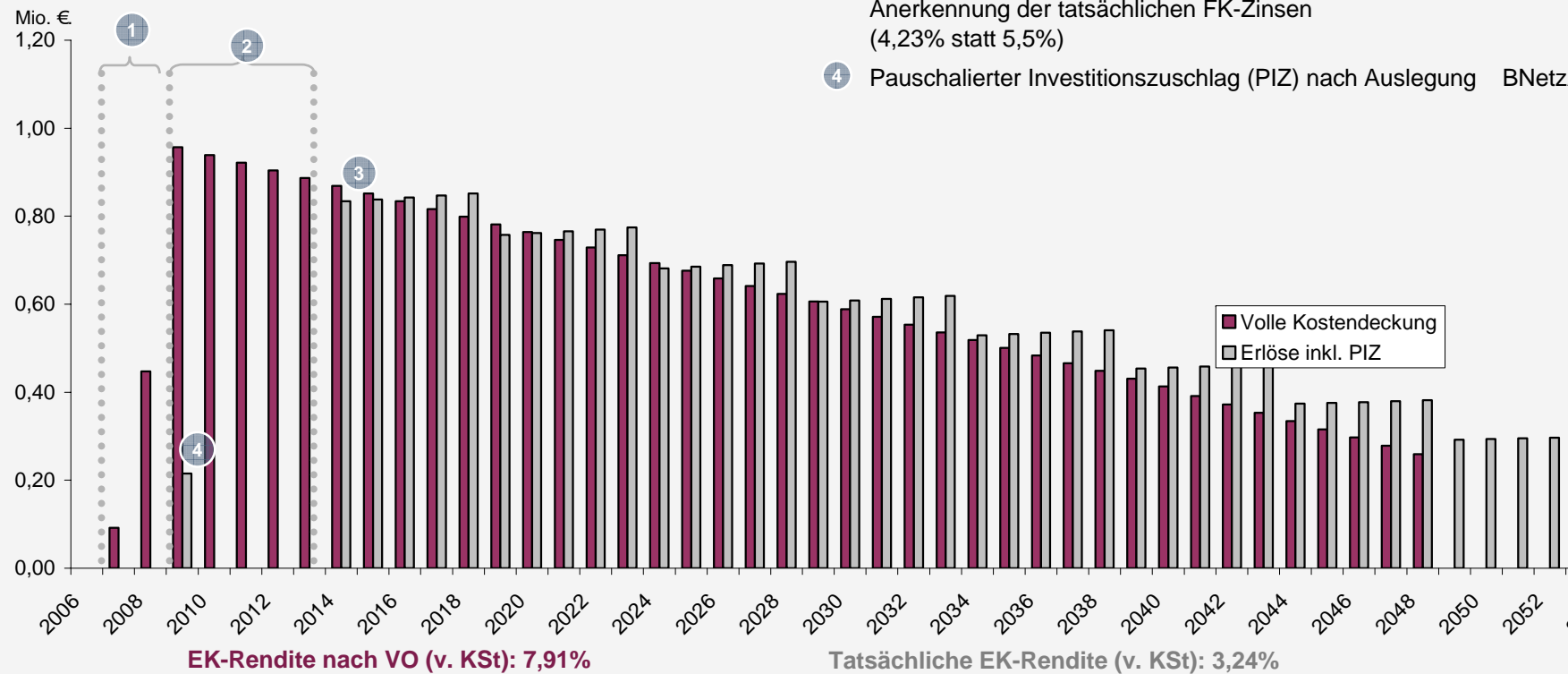
- **Anerkennung der Gewerbesteuer**
 - BNetzA lässt offen, wie genau mit der Gewerbesteuer umzugehen ist. Gemäß NEV ist die Gewerbesteuer kalkulatorisch zu berücksichtigen.
- **Anerkennung von Betriebskosten**
 - Betriebskosten, die zusätzlich mit der Inbetriebnahme von Investitionen entstehen, fließen erst bei der nächsten Erlöspfadfestlegung in die Netzentgelte ein. Damit werden diese bis zu 7 Jahre nicht gedeckt. Die Kosten aus diesem Zeitraum sind dauerhaft verloren.
- **Pauschalierte Betrachtung des Ersatzanteils**
 - Die laufenden Erlöse aus genehmigten Netzentgelten beinhalten den Kapitalrückfluss für früher getätigte Investitionen. Sie stellen keine Vorfinanzierung für neue Investitionen dar (auch nicht für Ersatzinvestitionen). Eine Verrechnung von laufenden Kapitalkosten und Investitionsbudgets ist daher nicht sachgerecht.

Auch im Verteilnetzbereich ist die Verzinsung gemäß StromNEV nicht erreichbar

Beispiel: Ersatzinvestition* eines Stromverteilungsnetzbetreibers

Statt 7,91% EK-Verzinsung (6,7% n. Kst) ergibt sich in dem Beispiel eine tatsächliche EK-Rendite von 3,24% (2,93% n. Kst).

- ① 2 Jahre Bauzeit: Vorfinanzierungskosten werden nicht vollständig erstattet (keine vollständige Verzinsung AiB)
- ② 5 Jahre verzögerter Kapitalrückfluss bedingt Zinsverluste
- ③ Im Tilgungszeitraum zusätzlicher Erlösausfall durch nicht vollständige Anerkennung der tatsächlichen FK-Zinsen (4,23% statt 5,5%)
- ④ Pauschalierter Investitionszuschlag (PIZ) nach Auslegung BNetzA



Auch im Gas wird die per GasNEV zugestandene (höhere) nominale Eigenkapitalverzinsung von 9,21% in der Praxis nicht erreicht

- Im Grundsatz gelten bei Gasnetzbetreibern für Investitionen dieselben renditemindernden Effekte wie im Strom
- Aber: Im Gas gilt derzeit mit 9,21% vor Körperschaftsteuer ein höherer Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen als im Strom

Analog Strom kann im Gas bestenfalls die Hälfte der gesetzlich zugestandenen Verzinsung erreicht werden

Gutachten von Prof. Ballwieser bestätigt die unzureichende Rendite

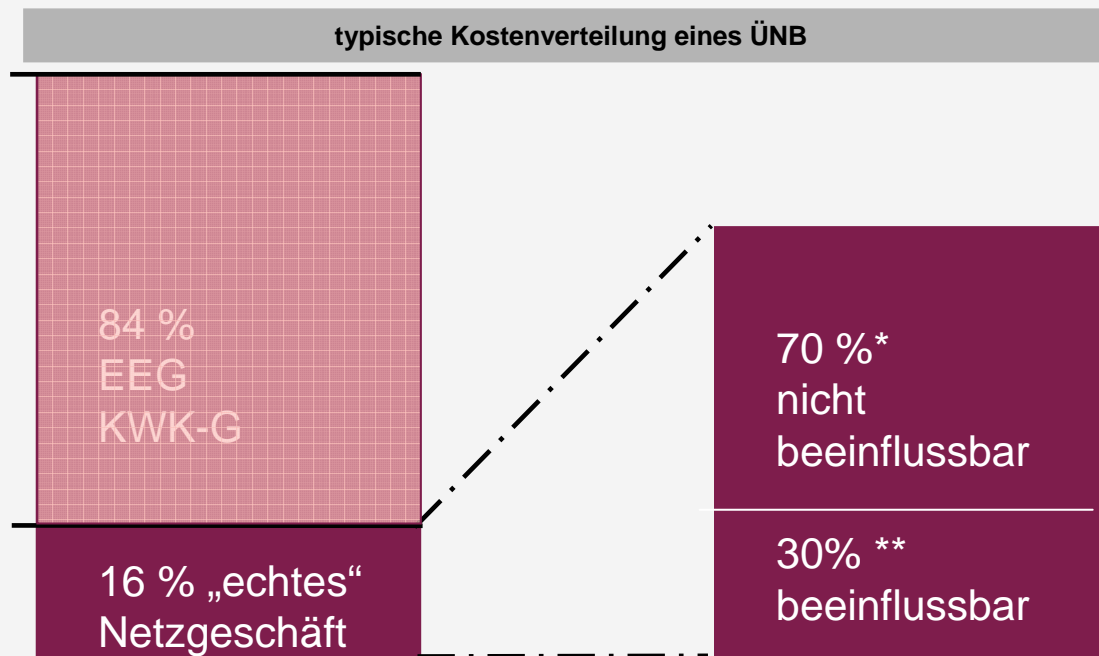
Netzinvestitionen erwirtschaften in keinem Szenario die gemäß Netzentgeltverordnung zugestandene Eigenkapitalverzinsung.

Wesentliche Ursachen hierfür sind:

- **Zeitverzögerungen des Erlösrückflusses**
- Keine Anerkennung einer Verzinsung für **Anlagen in Bau**
- Unvollständige Anerkennung der gezahlten Fremdkapitalzinsen

„Rationale Investoren werden Netzinvestitionen nur durchführen, wenn die damit erzielten Renditen ihre Kapitalkosten mindestens decken. Dies ist [] grundsätzlich nicht der Fall“. - Prof. Dr. Dr. h.c. Wolfgang Ballwieser

Weitere Verschlechterung des Investitionsklimas durch Zeitverzögerungen bei Berücksichtigung unbeeinflussbarer Kosten



- Insbesondere bei den Übertragungsnetzbetreibern haben dauerhaft nicht beeinflussbare Netzkosten einen großen Anteil in den Netzentgelten.
- Für alle Netzbetreiber gilt dass die nicht beeinflussbaren Kosten tendenziell eher steigen als zu stagnieren oder gar zu fallen.
- Zeitverzögerungen und zwischenzeitliche Kostensteigerungen machen es unmöglich, durch die Kosten des vorletzten Jahres (=Netzentgelte), die aktuellen Kosten zu decken.
 - ➔ Im Ergebnis kommt es zu einer systematischen Unterdeckung anfallender Kosten

Zeitnahe Anerkennung von „nicht beeinflussbaren Kosten“ für Übertragungsnetzbetreiber unabdingbar

* z. B. Regelenergie, EEG-Ausgleichsenergie, Netzverluste

** z. B. Personalkosten, Abschreibungen, Instandhaltung

Zeitverzug wird durch Ablehnung der Verfahrensregulierung für einzelne Kostenpositionen verschärft

Branchensicht

- Viele Kostenpositionen sind nicht beeinflussbar
- Besonderes Kosten für Ausgleichsleistungen sehr volatil bzw. ständig steigend
- Wie in der ARegV vorgesehen, müssen Kosten für Regelenergie, Netzverluste, EEG-Veredelung einer Verfahrensregulierung unterzogen werden
- Kostenbasis 2006 darf nicht als repräsentativ für den Zeitraum bis 2014 angesehen werden

Damit Investitionshemmnisse beseitigt werden können, müssen die verfahrensregulierten Kosten mit T-0 anerkannt werden!

T-0

Vorgehen BNetzA

- Regelenergie, Netzverluste, EEG-Veredelung und Redispatch sind beeinflussbare Kosten
- Falls nötig dürfen Kostenerhöhungen zu Erlösanpassungen führen, wenn ein von BNetzA definierter „Korridor“ überschritten wird („Härtefall“)

Aber:

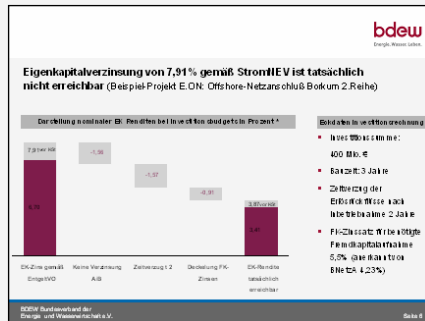
- Gemäß ARegV gilt die Härtefallregelung für unvorhersehbare Kostenanstiege. Kostenanstiege bei Ausgleichsleistungen (v.a. EEG-Veredelung, Redispatch) sind jedoch klar vorhersehbar!

Investitionshemmnisse werden durch BNetzA-Auslegung der ARegV potenziell verschärft.

T-3 bis T-7

Investitionsbedingungen: Höhe des Eigenkapitalzinssatzes

BNetzA legt die zulässige Eigenkapitalverzinsung fest:



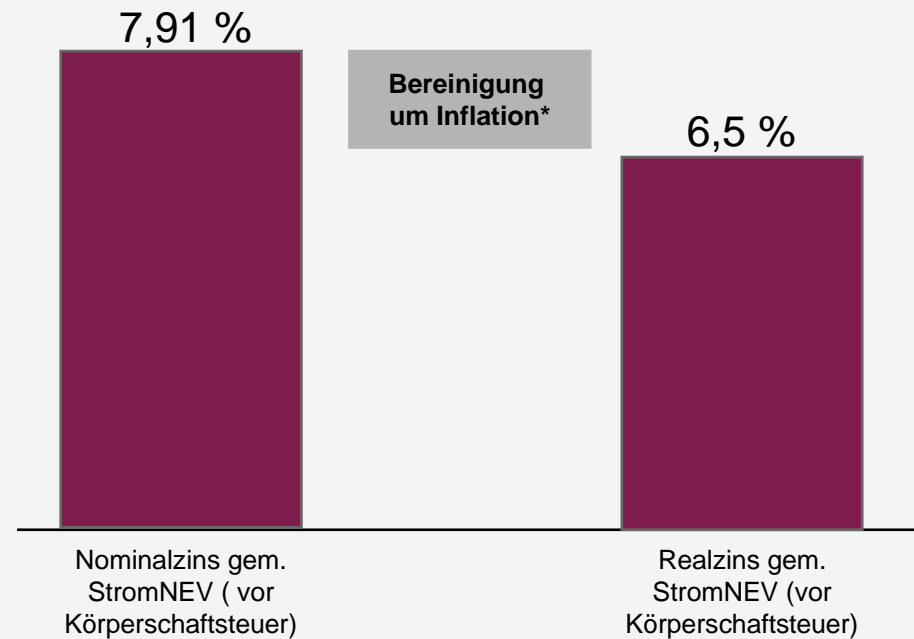
1. Kann die gesetzlich vorgesehene Eigenkapitalverzinsung erreicht werden?
2. Wie hoch sollte die gesetzlich vorgesehene Eigenkapitalverzinsung sein?

- Gemäß § 7 Abs. 5 der Netzentgeltverordnungen sind die Wagniszuschläge insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:
 1. **Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Strom- und Gasnetzbetreibern auf diesen Märkten;**
 2. **durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Strom- und Gasnetzbetreibern auf ausländischen Märkten;**
 3. **beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.**

Um Eigenkapitalzinssätze international vergleichen zu können, müssen diese vergleichbar gerechnet werden

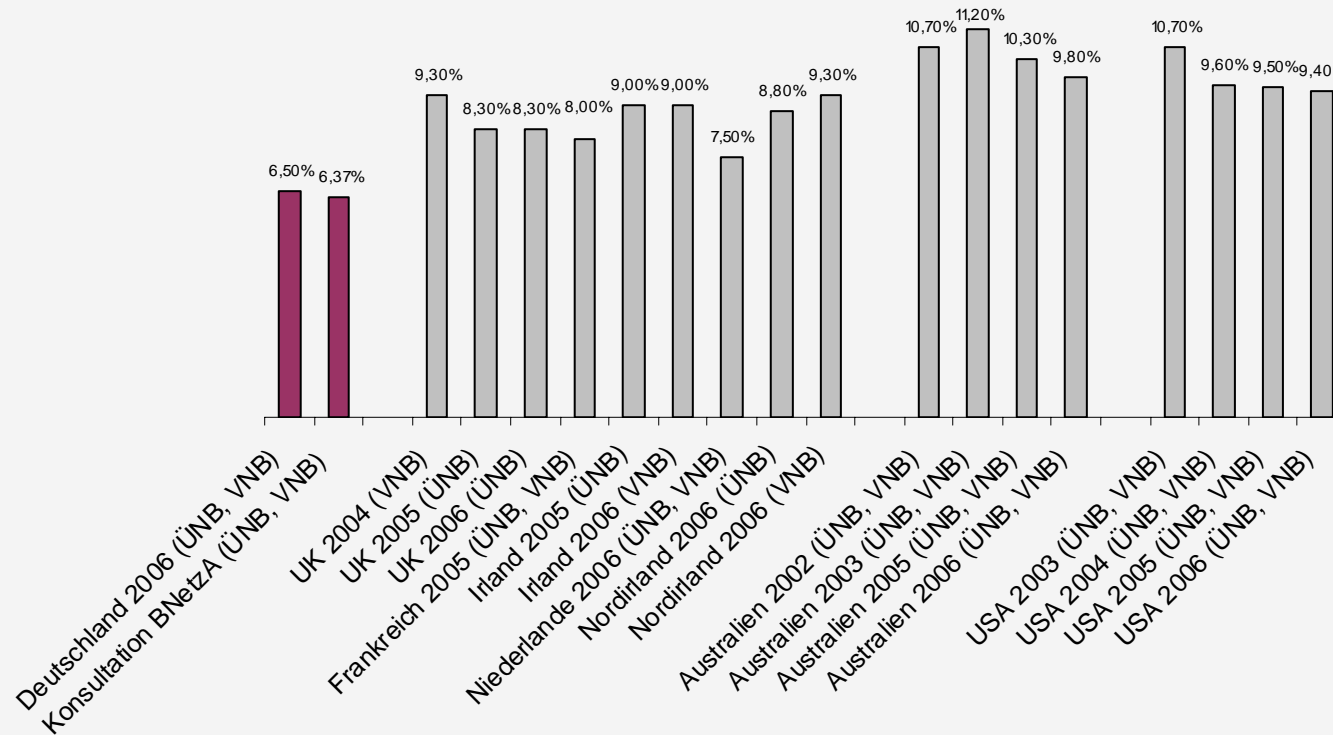
Zu berücksichtigen sind insbesondere:

- ⇒ Kapitalstruktur
- ⇒ Steuersystem
- ⇒ Inflation



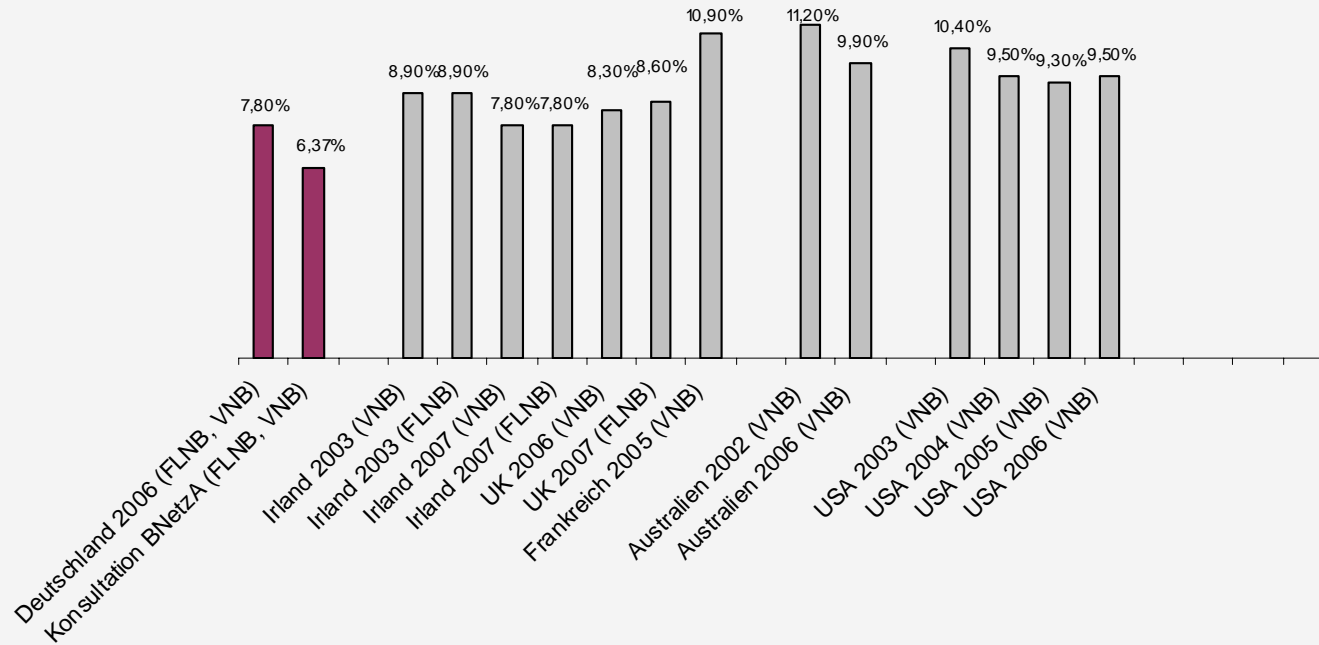
Der ansetzbare reale Eigenkapitalzinssatz ergibt sich in Deutschland auf Basis des 10-Jahresdurchschnitts der Inflationsrate. Die aktuelle Preissteigerungsrate liegt deutlich darüber, der tatsächliche Eigenkapitalzinssatz entsprechend niedriger.

Die zulässigen Eigenkapitalzinssätze für Stromnetzbetreiber sind im Ausland zum Teil deutlich höher



Vergleichbar gerechnete reale Eigenkapitalzinssätze vor Steuern (15,825%) bei Annahme einer 40%igen EK-Quote (gem. StromNEV).
Der auf alle Zinssätze angewandte Steuersatz von 15,825% entspricht dem deutschen Körperschaftssteuersatz plus Solidaritätszuschlag.

Auch im Gas liegen die zulässigen Eigenkapitalzinssätze im Ausland häufig höher

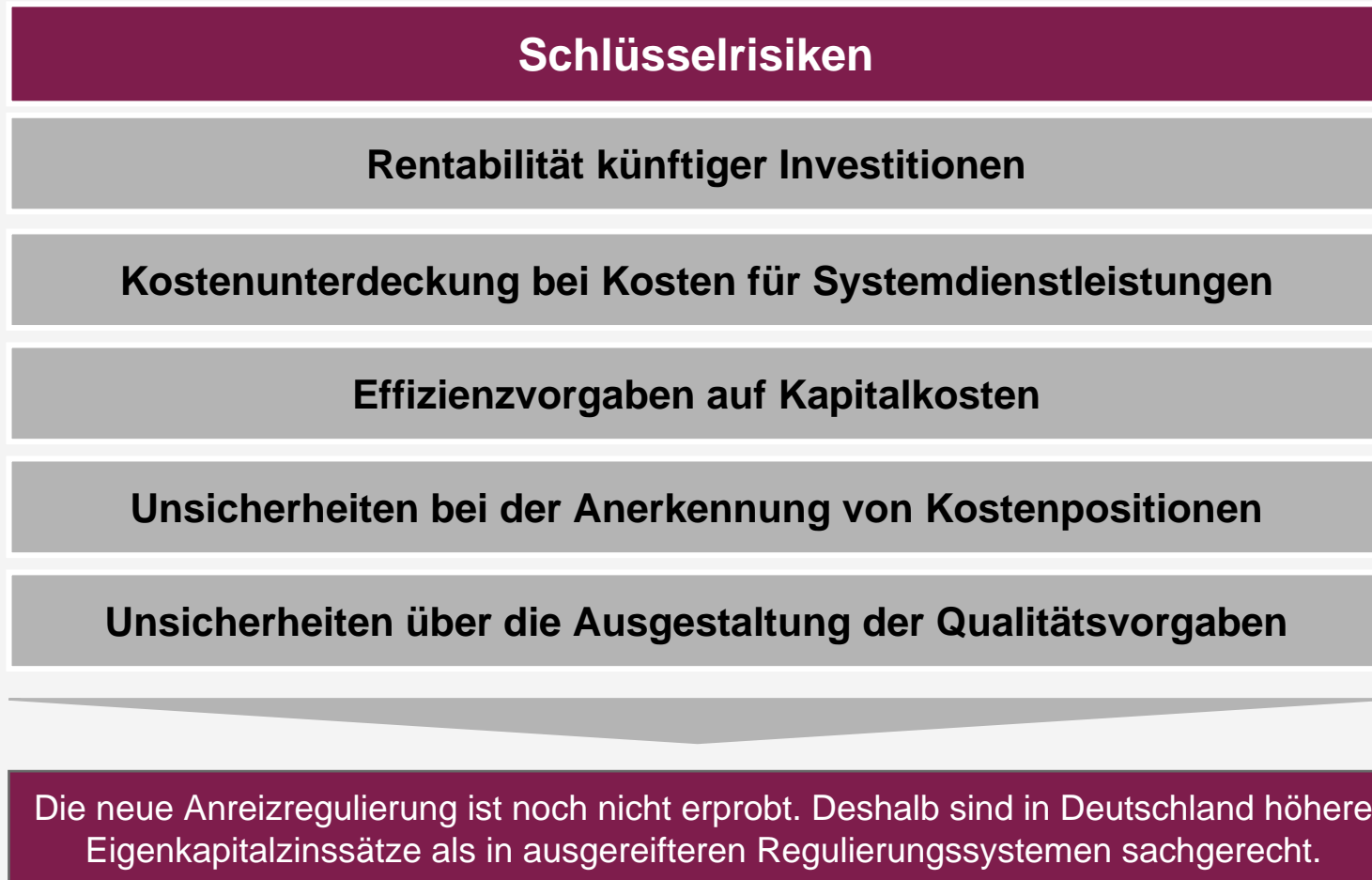


Vergleichbar gerechnete **reale** Eigenkapitalzinssätze **vor** Steuern bei Annahme einer 40%igen EK-Quote (gem. GasNEV). Der auf alle Zinssätze angewandte Steuersatz von 15,825% entspricht dem deutschen Körperschaftssteuersatz plus Solidaritätszuschlag.

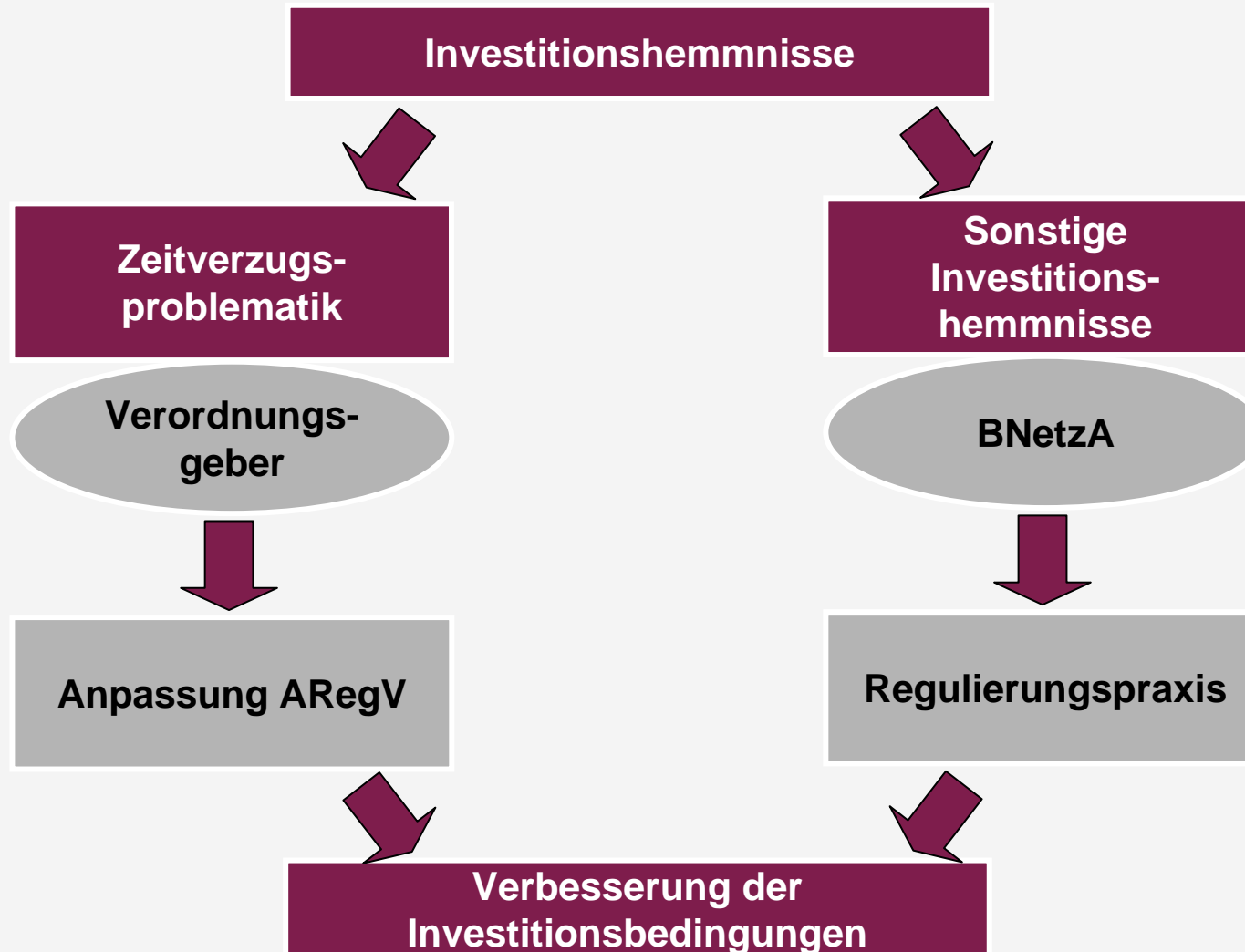
BNetzA lehnt höheren Risikozuschlag für Gas ab.

Um Eigenkapitalzinssätze international vergleichen zu können, müssen diese vergleichbar gerechnet werden

Netzbetreiber unterliegen erheblichen Risiken



Gemeinsam können BNetzA und Verordnungsgeber die Investitionsbedingungen verbessern



BDEW-Fachkongress

Treffpunkt Netze 2008



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.