



Bundesnetzagentur

Die Umsetzung der Energiewende durch die Bundesnetzagentur - gelöste Probleme und offene Fragen

Peter Franke, Vizepräsident der Bundesnetzagentur

Jahrestagung enreg

Berlin, 2. Dezember 2014



www.bundesnetzagentur.de



Netzausbau



Szenarien



Netzentwicklungsplan und
Umweltprüfung



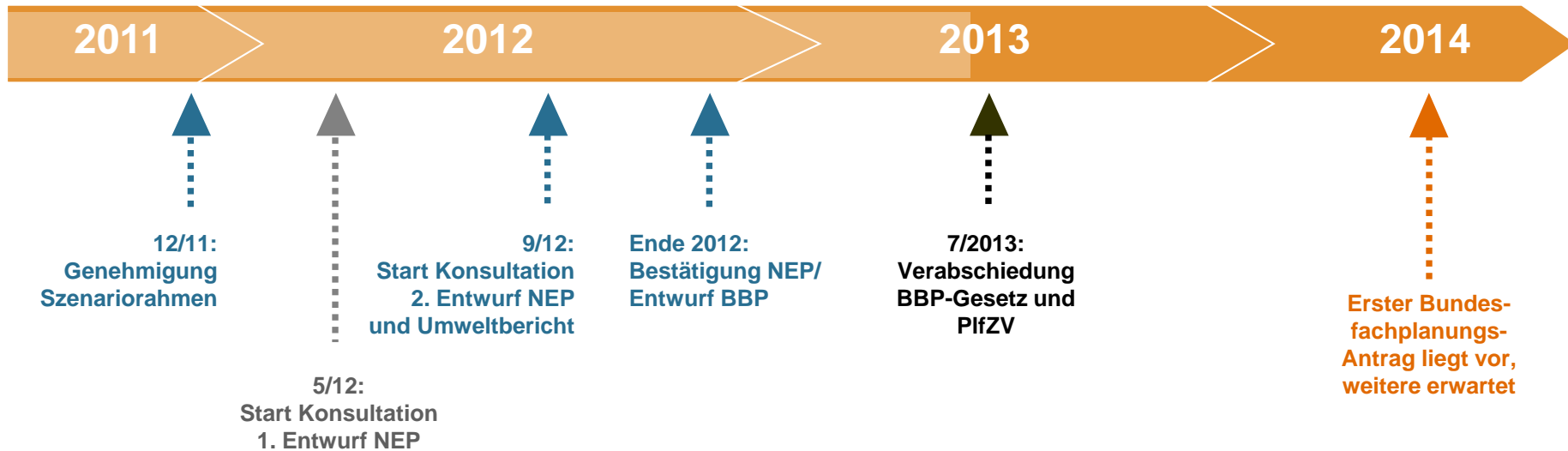
Bundesbedarfsplan



Trassenkorridore

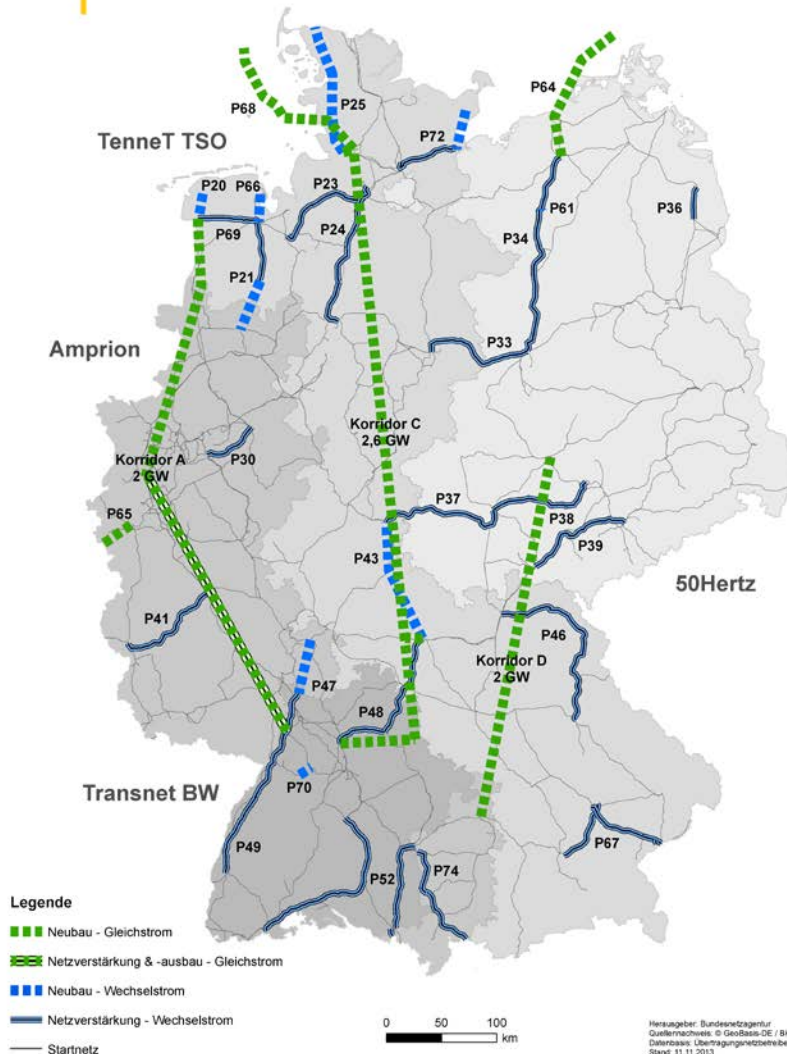


Konkrete Trassen

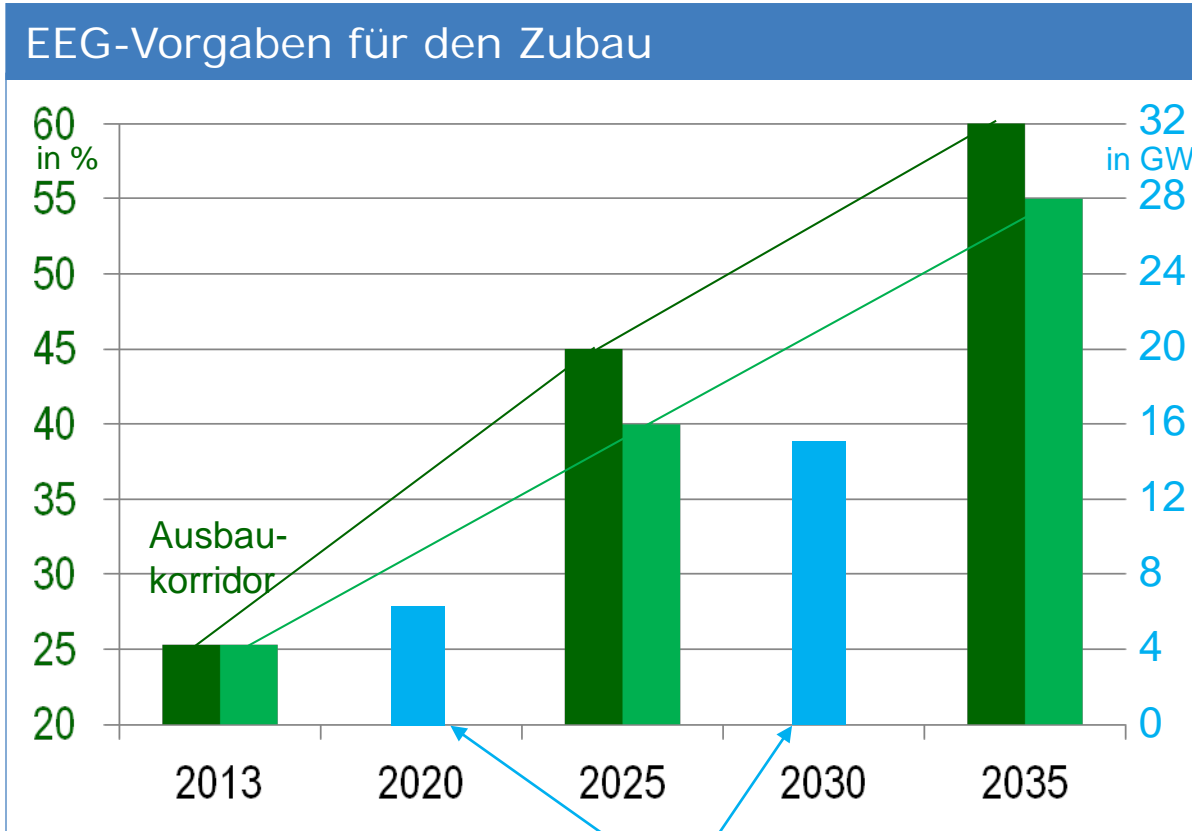




Netzentwicklungsplan Strom 2013: Bestätigung der Bundesnetzagentur - Szenario B 2023 -



- rund 2.650 km Neubautrassen
- rund 2.800 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen
- von 4 HGÜ-Korridoren wurden **3 bestätigt**
- von insgesamt 90 vorgeschlagenen Maßnahmen wurden **56 bestätigt**
- geschätzter Investitionsbedarf: **ca. 16 Mrd. Euro**



Eckpunkte:

- **Ausbaukorridor**
 40-45% (2025)
 55-60% (2035)
- **Offshore-Leistung**
 6,5 GW (2020)
 15 GW (2030)
- **Mengenregulierung**
 Photovoltaik + 2,5 GW/a
 Onshore-Wind + 2,5 GW/a
 Biomasse + 0,1 GW/a

EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %

- obere Grenze des Ausbaukorridors
- untere Grenze des Ausbaukorridors



Kraftwerke und Wintervorsorge



- Mangelnde Kraftwerkskapazität:
ein räumlich und zeitlich begrenztes Problem in Süddeutschland und eine grundsätzliche Herausforderung für die Versorgungssicherheit im gesamten Bundesgebiet.
- Sondersituation in Süddeutschland:
 - durch die sofortige Außerbetriebnahme der 8 ältesten Kernkraftwerke sowie den weiter erfolgenden zeitlich gestaffelten Stilllegungen ist Süddeutschland überproportional betroffen:
 - daher Verbot der Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerksblöcken in Süddeutschland und Kontrahierung von Reservekraftwerken im Ausland
 - Es handelt sich um ein vorübergehendes Risiko für die Systemstabilität, solange der dringend erforderliche Netzausbau zum Transport innerdeutscher Erzeugungsleistungen kommt.

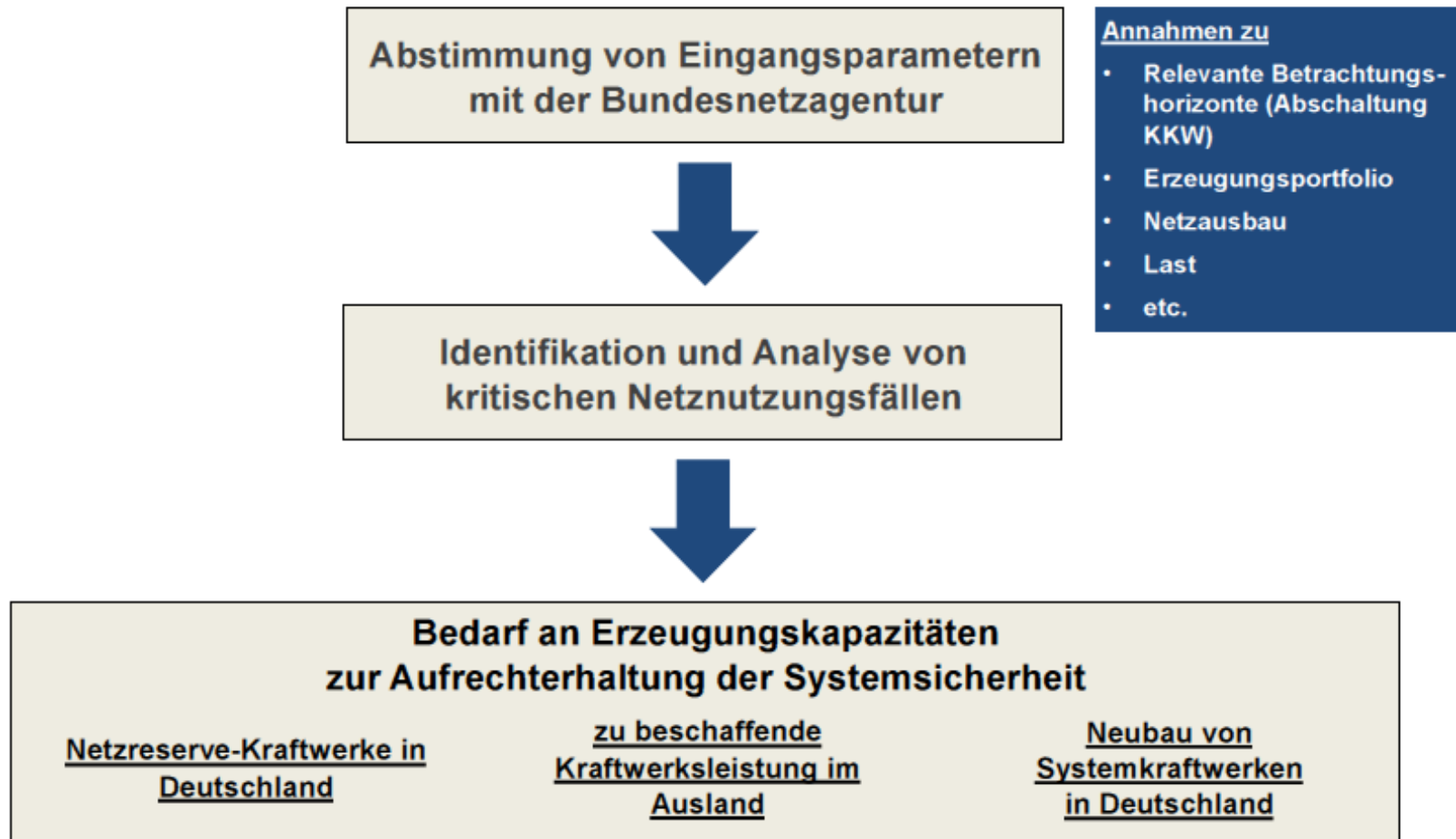


- Bezogen auf das gesamte Bundesgebiet reichen die Kraftwerkskapazitäten derzeit aus.
- auf mittlere Sicht aber Besorgnis, dass vorhandene Kraftwerke tendenziell unwirtschaftlich werden und keine Anreize für den Bau neuer Kraftwerke bestehen
 - Diese Besorgnis ist Ausgangspunkt der Diskussion über die Notwendigkeit eines „Kapazitätsmechanismus“.
- **Fazit:**
 - konventionelle KW werden durch den Markt verdrängt
 - EE-Zubau wächst ungebremst weiter → Problem: Zubau erfolgt nicht anhand marktwirtschaftlicher Signale
 - Transportkapazitäten müssen im gleichen Maße „mitwachsen“
 - Schere zwischen Erzeugung (Norden) und Verbrauch (Süden) klafft immer weiter auseinander und gefährdet die Systemstabilität/Versorgungssicherheit



- **Bewältigung der Engpasssituation in Süddeutschland bis 2013 („Wintervorsorge“)**
 - in den Wintern 2011/12 und 2012/13 „freihändiges“ Kontrahieren von Reservekraftwerken im Ausland
 - flankiert durch individuelle Vereinbarungen zur Abwendung von Kraftwerksstilllegungen im Inland
- **seit 2013: Reservekraftwerksverordnung**
 - bis Ende 2017 befristetes Modell zur Sicherung von Kraftwerkskapazitäten im In- und Ausland
 - zielt nur auf die Lösung der Probleme in Süddeutschland
 - kein rechtlicher Einstieg in einen dauerhaften Kapazitätsmechanismus
 - Beschaffung von Reservekapazitäten im Ausland über ein Interessenbekundungsverfahren (IBV)
 - regelt auch die Voraussetzungen, unter denen neue Anlagen zur Gewährleistung der Systemstabilität errichtet werden könnten

Reservebedarfsermittlung und –beschaffung





■ **Kostenerstattung**

- nur Erstattung der Erzeugungsauslagen und der Betriebsbereitschaftsauslagen (einschließlich Leistungspreis für die zusätzlichen Kosten der Bereithaltung)
- keine Erstattung von Opportunitätskosten oder von Kosten, die auch im Falle einer Stilllegung angefallen wären

■ **Kraftwerkseinsatz nur für Reservezwecke**

- zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen Einsatz von Reservekraftwerken nur außerhalb des Energiemarktes.



- festgestellter Reservebedarf: **3091 MW**

- gesicherte Netzreserveleistung:
 - DE: 2242 MW
 - AT: 785 MW

- **Kontrahierung** von **64 MW** (IBV im **Mai 2014**) ist erfolgt.



- festgestellter Reservebedarf: **6000 MW**
- gesicherte Netzreserveleistung:
 - DE: 2542 MW
 - AT: 785 MW
- **Kontrahierung** von
 - **1234 MW** (IBV im **Januar 2014**) und
 - **1439 MW** (IBV im **Mai 2014**) ist erfolgt.
 - Aufgrund des **Streckbetriebs des KK Grafenrheinfeld** wurden **zusätzliche 545 MW** (aus IBV **September 2014**) für das Q1 2015 kontrahiert.



- festgestellter Reservebedarf: **7000 MW**
 - unterstellt ist die Fertigstellung der Süd-West-Kuppelleitung
- Nach derzeitigem Stand stehen in Deutschland 3924 MW als Netzreserveleistung zur Verfügung.
- **Kontrahierung** von **3076 MW** (IBV im **Mai 2014**) ist erfolgt.



- **Anreize zur Vorhaltung von Leistung oder Kapazität werden aktuell in zwei Grundansätzen diskutiert:**
 - anlagenbezogene strategische Reserve
 - umfassender Kapazitätsmechanismus, der auf der Verfügbarkeit „gesicherter Kapazitäten“ beruht
- **Stromspeicher** als Patentrezept?
 - Stromspeicher können bei Starkwind oder hoher Sonneneinstrahlung überschüssig erzeugten Strom in Zeiträume mit geringerer EE- Erzeugung verlagern; das Energiedargebot aus EE wird damit besser genutzt.
 - Stromspeicher (z.B. Batteriespeicher) können sich an Mechanismen zur Kapazitätsabsicherung beteiligen - sind bislang allerdings großtechnisch nicht verfügbar.
 - „Power-to-Gas“ als Speichertechnologie macht weiterhin konventionelle Erzeugungskapazitäten erforderlich – kein Ersatz für gesicherte Erzeugungskapazitäten



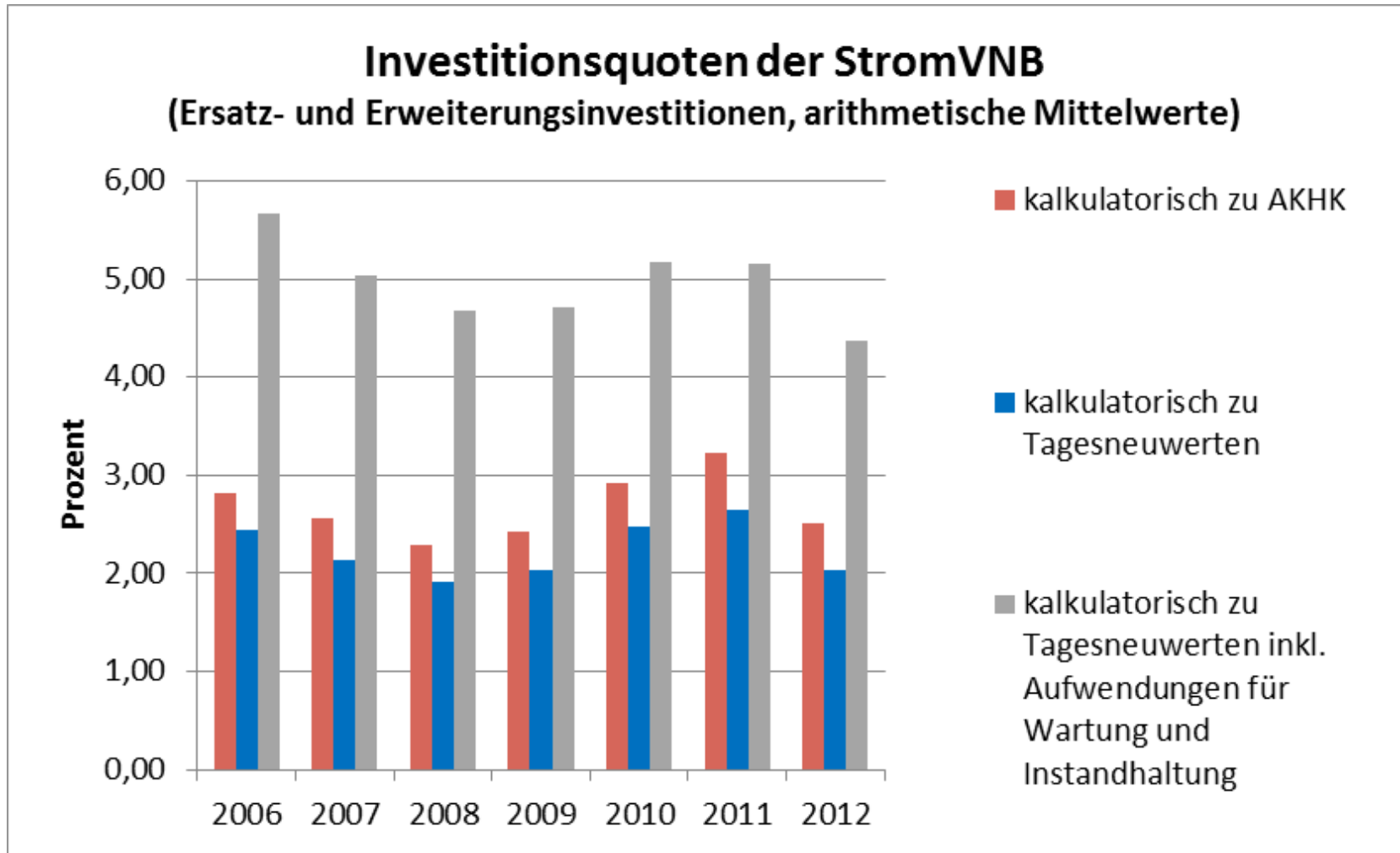
	■ Vorteile	■ Nachteile
■ Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none">■ rel. geringe Eingriffsintensität in das Marktgeschehen■ Mechanismus kann ohne Probleme wieder rückgängig gemacht werden	<ul style="list-style-type: none">■ Strategische Reserve als (zu) attraktives Geschäftsmodell („Sog vom Markt in die Reserve“?)■ Ineffizienter Kraftwerkseinsatz■ Probleme bei der Bestimmung des Reservebedarfs■ Mögliche Marktmacht in extremen Knappheitssituationen■ Bürokratie (z.B. Teilnahmebedingungen, Sanktionen bei Nichteinsatz)
■ Verfügbarkeitsoptionen	<ul style="list-style-type: none">■ Verbleib der Kapazitäten am Markt und effizienter Kraftwerkseinsatz■ geringere Anforderungen bei Bestimmung des Reservebedarfs■ kein Marktmachtproblem durch Kapazitätzurückhaltung■ geringere Anforderungen bei Präqualifikation	<ul style="list-style-type: none">■ Mechanismus nicht mehr rückgängig zu machen (Werden neue Kraftwerke angereizt, haben diese eine Lebensdauer von fast 50 Jahren.)■ tiefgreifender Eingriff in die Marktstruktur■ Komplexität des Mechanismus



Evaluierung der ARegV



- **Keine Hinweise für grundlegenden Änderungsbedarf**
- **Ziele:**
 - „investitionsfreundlich“
 - Anreize für intelligente Lösungen



Quelle: DIW ECON - Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV



VNB-Strom	Best-Of RP1	Best-Of RP2
Mittelwert	89,81%	92,36%
→ Verbesserung: 2,55%-Punkte		
Streuung	8,9%-Punkte	7,4%-Punkte
→ Reduktion der Streuung		

VNB-Gas	Best-Of RP1	Best-Of RP2
Mittelwert	89,85%	91,12%
→ Verbesserung: 1,27%-Punkte		
Streuung	7,1%-Punkte	6,6%-Punkte
→ Reduktion der Streuung		

- Verbesserung der Effizienzwerte bei gleichzeitiger Verringerung der Streuung



Handlungsoptionen

„ARegV-Reform“	„Kapitalkostenabgleich“	„Gesamtkostenabgleich mit Bonus“	„Differenzierte Regulierung“
<ul style="list-style-type: none">▪ Angepasster Erweiterungsfaktor▪ Efficiency Carry Over	<ul style="list-style-type: none">▪ Jährlicher Abgleich der CAPEX auf Plankostenbasis inkl. OPEX-Pauschale▪ Alle 5 Jahre: TOTEX-Benchmarking	<ul style="list-style-type: none">▪ Alle 2 Jahre: Abgleich der TOTEX und TOTEX-Benchmarking▪ Jährlicher Abgleich der CAPEX auf Plankostenbasis inkl. OPEX-Pauschale▪ Bonus für Netzbetreiber, die die Effizienzgrenze setzen	<ul style="list-style-type: none">▪ Öffnung der Investitionsmaßnahme für besonders von der Energiewende betroffene VNB



- **Fortentwicklung** des bisherigen Modells
- Beseitigung des **Zeitverzuges** beim **Erweiterungsfaktor**
- Steigerung der **Treffgenauigkeit** des **Erweiterungsfaktors**
- Einführung eines **Efficiency-Carry-Over**-Mechanismus auf Grundlage des Basisjahres
- Ziel: längerfristige Effizienz- und Innovationsanreize über eine Regulierungsperiode hinaus, z.B. für intelligenten Netzbau



- Ziele:
 - Investitionsanreize durch Beseitigung des Zeitverzugs bei Capex
 - Abschöpfen des Sockeleffekts
- Umsetzung:
 - unveränderte 5-jährige Regulierungsperiode
 - jährlicher Abgleich von Kapitalkosten
 - Planangaben für Kapitalkosten mit nachträglichem Ist-Abgleich
 - Abschaffung von Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme
 - Beibehaltung des Effizienzvergleichs als Totex-Benchmark



- Pro
 - Behebung Zeitverzug bei Kapitalkosten
 - Wegfall von Teilprozessen (Erweiterungsfaktor, Investitionsmaßnahmen)
 - Einsparungen durch Entfall des Sockeleffekts

- Contra
 - Bevorzugung kapitalkostenlastiger Maßnahmen
 - Anreiz zur Verschiebung operativer Kosten in Kapitalkosten
 - jährliches Massenverfahren



■ **Wesentliche Elemente:**

- Verkürzung der Regulierungsperiode auf 2 Jahre
=> weitgehende Ausschaltung des Basisjahreffekts,
sehr zeitnahe Abbildung von OPEX-Änderungen
- Berücksichtigung von Planwerten für Neuinvestitionen durch
jährlichen Kapitalkostenabgleich
einschließlich jährlichem, nachträglichen
Ist-Abgleich (VPI und PF entfallen)
=> Beseitigung des Zeitverzugs bei Anerkennung der Investitionen

■ **Bonus**

- für besonders effiziente Unternehmen durch Vergleich der eigenen
Effizienz mit der Effizienzgrenze, die ohne den jeweiligen
Netzbetreiber gebildet wird
- als Anreiz zu mittel- und langfristigen Effizienzsteigerungen



- Netzbetreiber sind von der Energiewende stark unterschiedlich betroffen
- BMWi-Verteilnetzstudie legt nahe, diese Heterogenität aufzugreifen und regulatorisch abzubilden
- eine differenzierte Regulierung sollte **nur** für diejenigen Netzbetreiber eröffnet werden, deren energiewendebedingter Ausbaubedarf besonders hoch ist
- Problem:
 - objektive Differenzierungskriterien
 - Abgrenzung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

Peter Franke
Vizepräsident der Bundesnetzagentur

0228-14 4521

Peter.Franke@bnetza.de