



Bundesnetzagentur

# Ergebnisse der Evaluierung der ARegV und Empfehlungen

Barbie Haller

Workshop zum Energierecht

Berlin, 5.11.2014

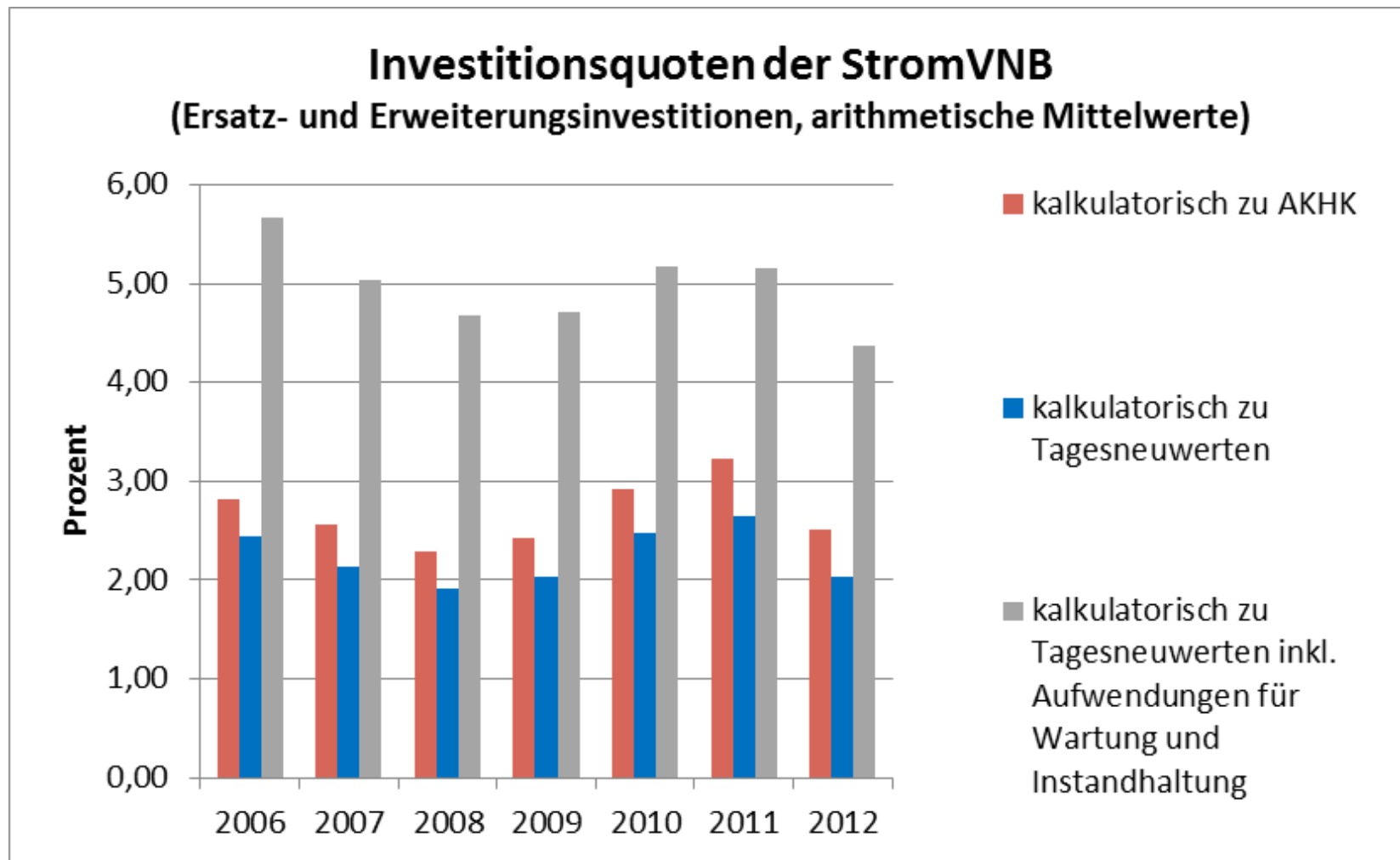


[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)



- Evaluierungsergebnisse und -befunde
  - Investitionen, Erweiterungen, Effizienz, Verfahren
  - Äußerungen von Stakeholdern
- Handlungsoptionen
  - Modellunabhängige Vereinfachungen
  - Modell ARegV-Reform
  - Modell Kapitalkostenabgleich
  - Modell Gesamtkostenabgleich mit Bonus
  - „Modell“ Differenzierte Regulierung

# Evaluierungsergebnisse und – befunde



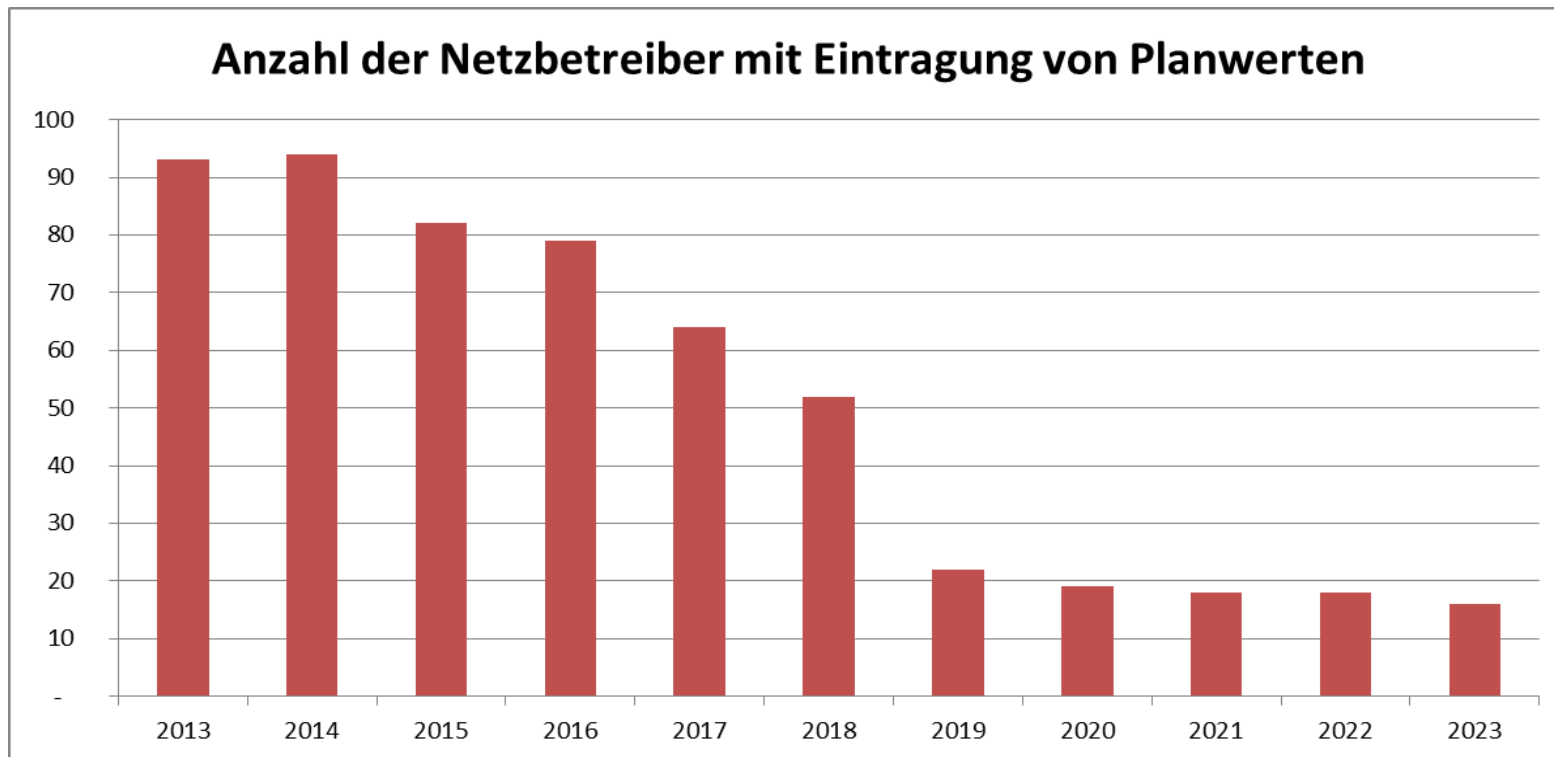
**Quelle:** DIW ECON - Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV



- ARegV hat insgesamt einen leicht positiven Einfluss auf Investitionstätigkeit der VNB-Strom: in 2009-2012 ist kalkulatorische Investitionsquote im Mittel 0,1 Prozentpunkte gegenüber 2008 erhöht (reiner ARegV-Effekt)
- Indizien für Basisjahreffekt erkennbar: in 2010-2011 („Basisjahre“) ist kalkulatorische Investitionsquote im Mittel 0,2 Prozentpunkte gegenüber 2008 erhöht
- keine Anzeichen für einen Einbruch Investitionen in 2013
- Bei der Interpretation zu beachten:
  - Anstiege beziehen sich auf die kalk. Investitionsquote zu Tagesneuwerten von ca. 2,0 % in 2008
  - Effekte anderer Einflussfaktoren sind in den Modellen so gut wie möglich separiert worden, bspw. Veränderung der Versorgungsaufgabe, wirtschaftliche Entwicklung (BIP), Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen, etc.



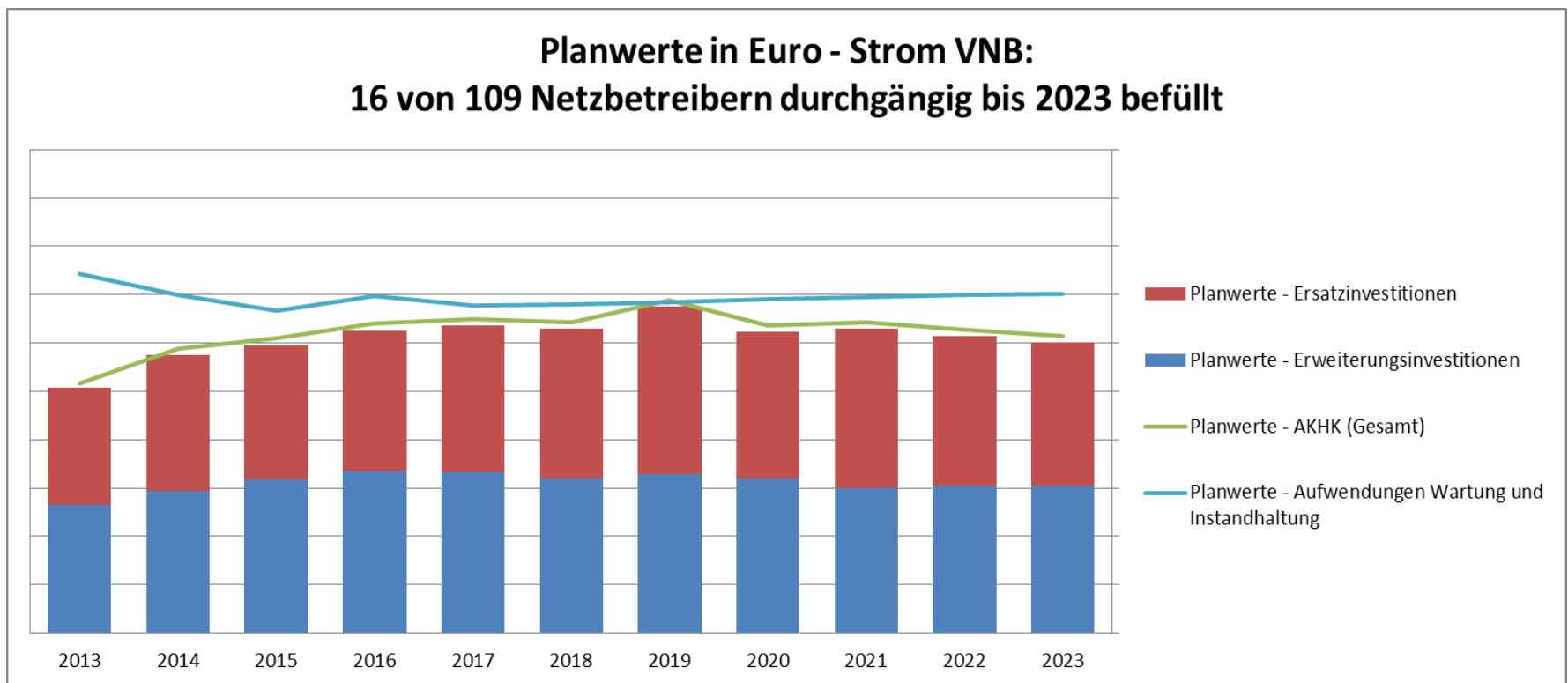
- Angaben zu Planinvestitionen sind lückenhaft; lediglich 16 von 109 Strom-VNB haben durchgängig Planinvestitionen eingetragen:



- Ergebnis: Investitionsplanungen – auch für kurze Frist - nur teilweise geliefert, somit Daten wenig belastbar
- Verbesserungen bei der Investitionsplanung erforderlich?

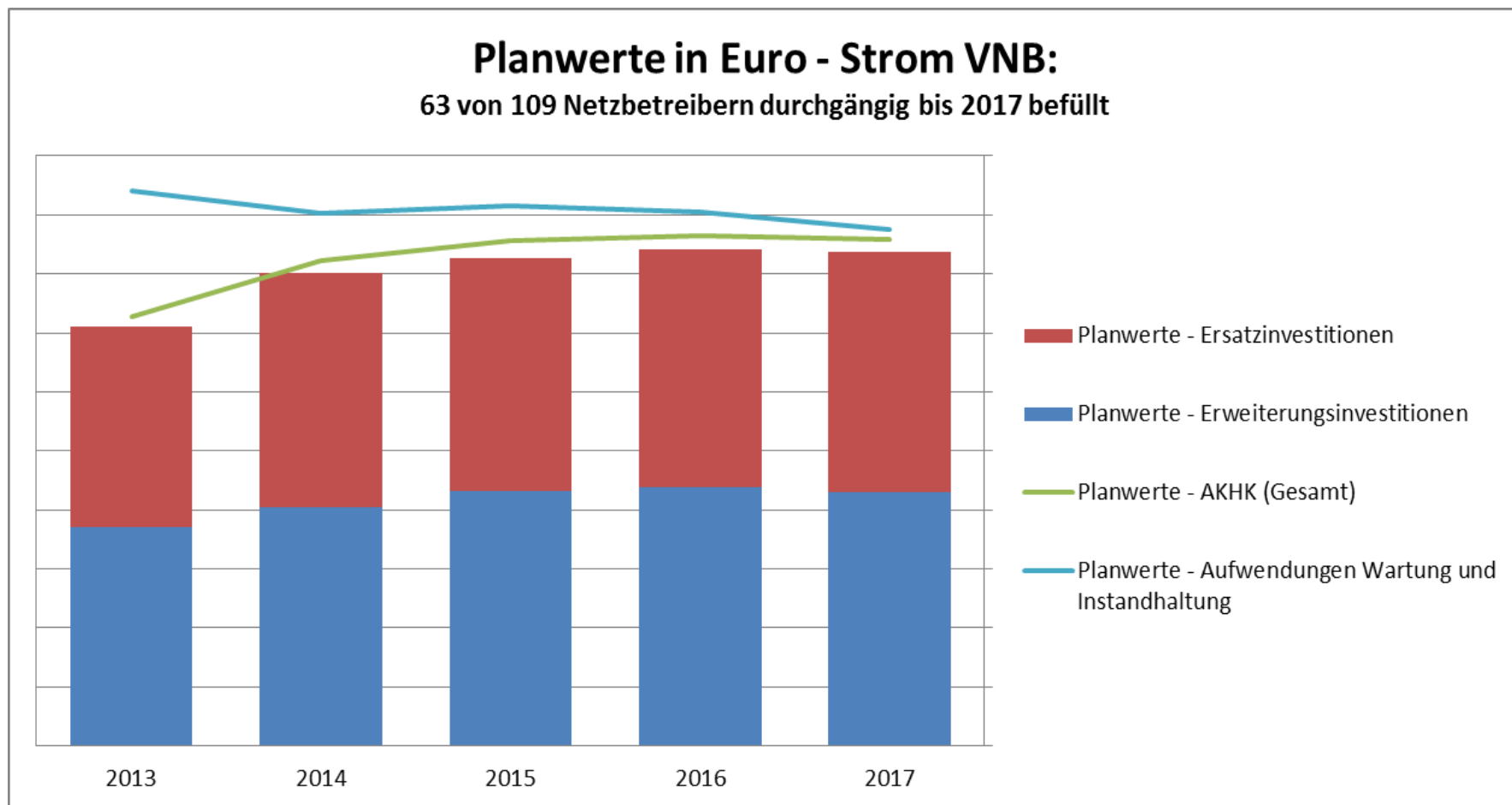


- Vorliegende Planangaben zeigen keinen massiven Anstieg der Erweiterungsinvestitionen
- Vorliegende Planangaben zeigen keine Bugwelle der Ersatzinvestitionen





- Für 63 Netzbetreiber liegen Zahlen bis 2017 vor: Der Befund „keine massive Investitionswelle“ wird auch hier gestützt







- Für Angemessenheit der Investitionen fehlt der Maßstab
- Keine Änderung der Aktivierungspraxis erkennbar
- Differenzierung zw. Ersatz und Erweiterung scheint für viele Netzbetreiber problembehaftet
- Kein akuter Handlungsbedarf aufgrund des Investitionsverhaltens erkennbar



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
- TOTEX-Benchmarking gewährleistet Technologieneutralität
- vollumfängliche Bestätigung durch die Gerichte
- aus methodischer Sicht daher wenig Anpassungsbedarf



- Auf Basis der Bestandsanlagen bis 2006 stehen den Strom-VNB bis zur vollständigen Abschreibung des heutigen Anlagevermögens insgesamt fast 15 Mrd. € an Sockelbeträgen zur Verfügung.
- Die Sockelbeträge belaufen sich perspektivisch auf ca. 2 Mrd. € pro Regulierungsperiode.
- Die Sockelbeträge stellen ein Budget zur Verfügung, das selbst einen 1-zu-1- Ersatz der im Zeitablauf kalkulatorisch entfallenden Anlagen ermöglicht.
- Auf Grundlage der anerkannten Kosten sind keine Unterdeckungen erkennbar (Ausnahmen bei Netzübergängen oder bei Nichterreicherung der Effizienzvorgaben vorstellbar).



## **Erweiterungsfaktor**

- Orientierung nicht an individuellen Kosten, sondern an der Veränderung der Versorgungsaufgabe
- Ziele
  - Anreizwirkung
  - Technologieneutralität
- Angemessenheit
  - Über-/Unterdeckungen bei Abgleich von Kosten und Erlösen über die Regulierungsperiode
  - Überdeckung steigt mit zunehmender Versorgungsaufgabe (629 Mio. €/RegP)
  - Mögliche Ursachen: Vorlaufeffekt der Parameter gegenüber den Kosten, effiziente Maßnahmen, hohe Netzleistungsfähigkeit



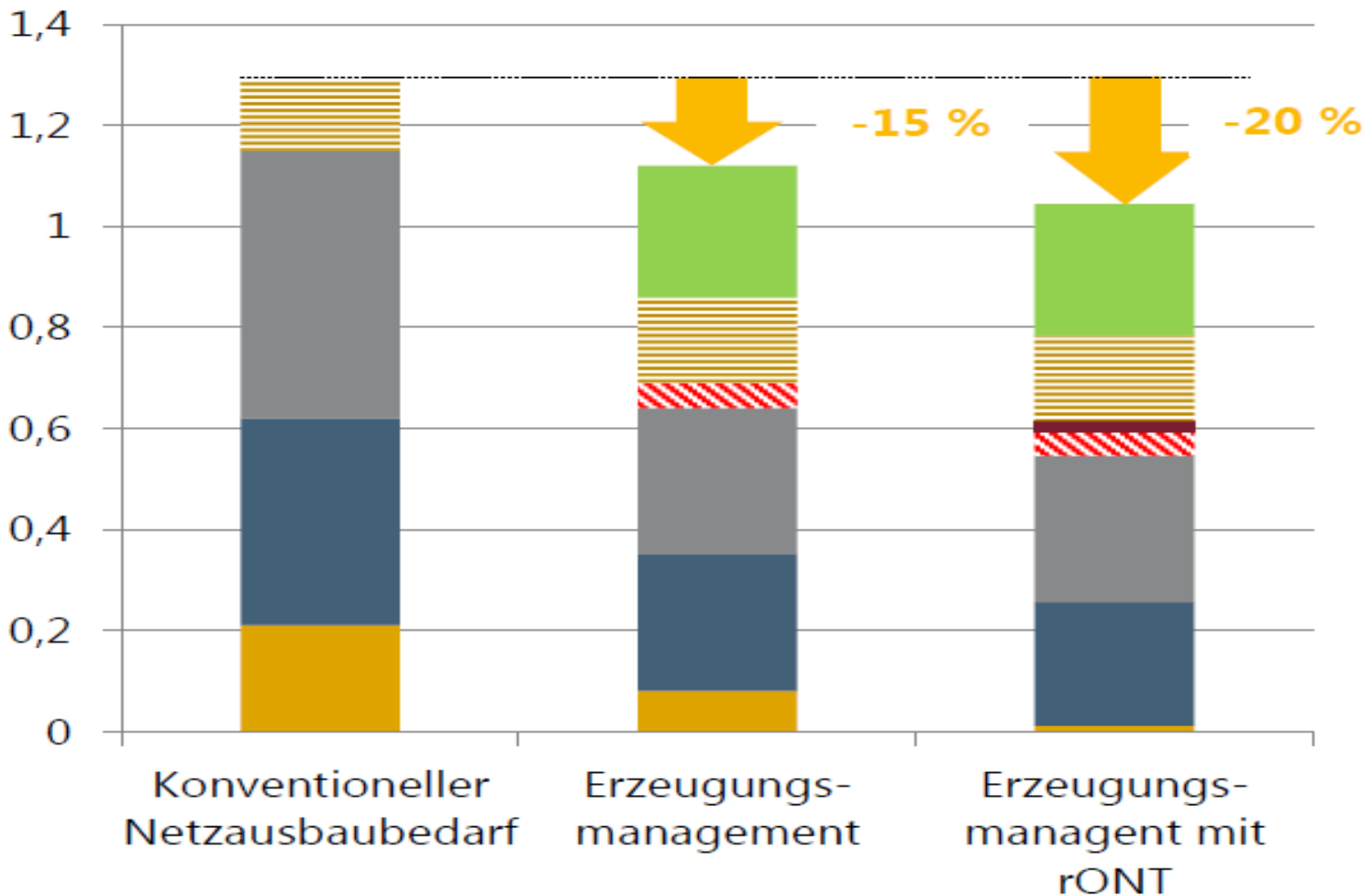
## **Erweiterungsfaktor**

- Unterdeckungen vom Umfang her geringer (119 Mio. €/RegP) und eher bei kleineren Netzbetreibern
  - Kein Zusammenhang mit vereinfachtem Verfahren feststellbar
  - Keine generellen Ursachen erkennbar, möglicherweise fehlende Durchmischung oder sinkende Skalenerträge
  - Individuelle Gründe wie Bevölkerungsrückgang in Ostdeutschland, etc.
- Möglicherweise individuelle Probleme durch Schwellenwerte in den Umspannebenen und Zeitverzögerungen zwischen Beantragung und Erlöswirksamkeit



Durchschn. jährliche Zusatzkosten bis 2032

Mrd. EUR p.a.



■ NS 
 ■ MS 
 ■ HS 
 ■ IKT 
 ■ rOnt 
 ▨ OPEX 
 ■ Abg. Energie

Quelle: BMWi-Verteilnetzstudie



## **Innovationsanreize in der ARegV**

- Budgetierung der Kosten und Effizienzvergleich setzen grundsätzlich Anreize für kostensenkende Innovationen (+)
- aber:
  - attraktive Kapitalverzinsung setzt Anreize für kapitalintensive Lösungen (-)
  - Leitungslänge als Vergleichsparameter im Effizienzvergleich verringert Anreize für kapitalkostensenkende Innovationen (-)
  - geringere Anreize für kostensenkende Innovationen, bei denen sich die OPEX erhöhen oder bei denen CAPEX durch OPEX ersetzt werden (-)
  - wenige Anreize zu langfristig kostensenkenden Innovationen durch frühzeitiges Abschöpfen der Effizienzgewinne durch Kostenprüfung und Beschränkung des Effizienzwertes auf 100 Prozent (-)



- hohe Komplexität und sehr lange Verfahrensdauern
- materielle Ursachen für Verzögerungen liegen insb. in
  - Umsetzung **Netzübergänge** § 26 ARegV
  - Prüfung **Regulierungskonto** § 5 ARegV als Teil der EOG Festlegung und am Ende der Regulierungsperiode
  - Umsetzung der Regelung zu **Personalzusatzkosten** in § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV
  - Ermittlung des betriebsnotwendigen **Umlaufvermögens**
  - Prüfung der Besonderheiten des **Basisjahres**
- Zahl der gerichtlichen Beschwerden weiterhin hoch





- UNB/FLNB: Keine wesentlichen Kritikpunkte
- VNB/Verbände
  - Zeitverzug bei Investitionen
  - Treffsicherheit Erweiterungsfaktor
  - Stärkere Ausrichtung an Innovationen
  - Verfahren lang und Regulierung komplex
- Investoren und Finanzierer
  - Transparenz
  - Stabilität
- Netznutzer
  - Sorge vor signifikantem Anstieg der Netzentgelte
  - Mangelnder Effizienzdruck für Großteil der Netzbetreiber
  - Transparenzdefizite

# Handlungsoptionen



- **Regulierungskonto:** Zeitnahe und fortlaufende Auflösung wie ehemals PÜS
- Stärkere **Pauschalierung** der **Kapitalverzinsung**
  - Pauschalierung für die Kapitalstruktur, die Höhe der Fremdkapitalkosten und die Verzinsungsbasis
  - Hoher pauschaler Ansatz von 40% EK denkbar, dann aber kein gesonderter Ansatz von Umlaufvermögen
  - Sondersachverhalte, z.B. EE, ggf. zu berücksichtigen
  - Vorschlag dient der Vereinfachung: Besser- oder Schlechterstellung der Branche nicht intendiert
- **Personalzusatzkosten:** Vereinfachung angestrebt, hierbei verschiedene Varianten denkbar



## ■ Vereinfachtes Verfahren

- Befund: dnbK im Ausgangsniveau
  - Strom: 34,75% (2. RegPer), 33,03% (1. RegPer)
  - Gas: 12,3% (2. RegPer), 14,12% (1. RegPer)
- darin: hoher Anteil an vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten - Restgröße ca. 5%
- daher: Individuelles Abbilden der vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelte zuzüglich eines Pauschalwertes für die restlichen dnbK
- Verbindliche Festlegung der Erlösobergrenzen im Falle von **Teil-Netzübergängen**: Festlegung von Amts wegen anhand eines einfachen Maßstabs
- **Transparenz** erhöhen durch Veröffentlichung von u.a. der EOG, des EWFs und der Strukturparameter des Effizienzvergleichs

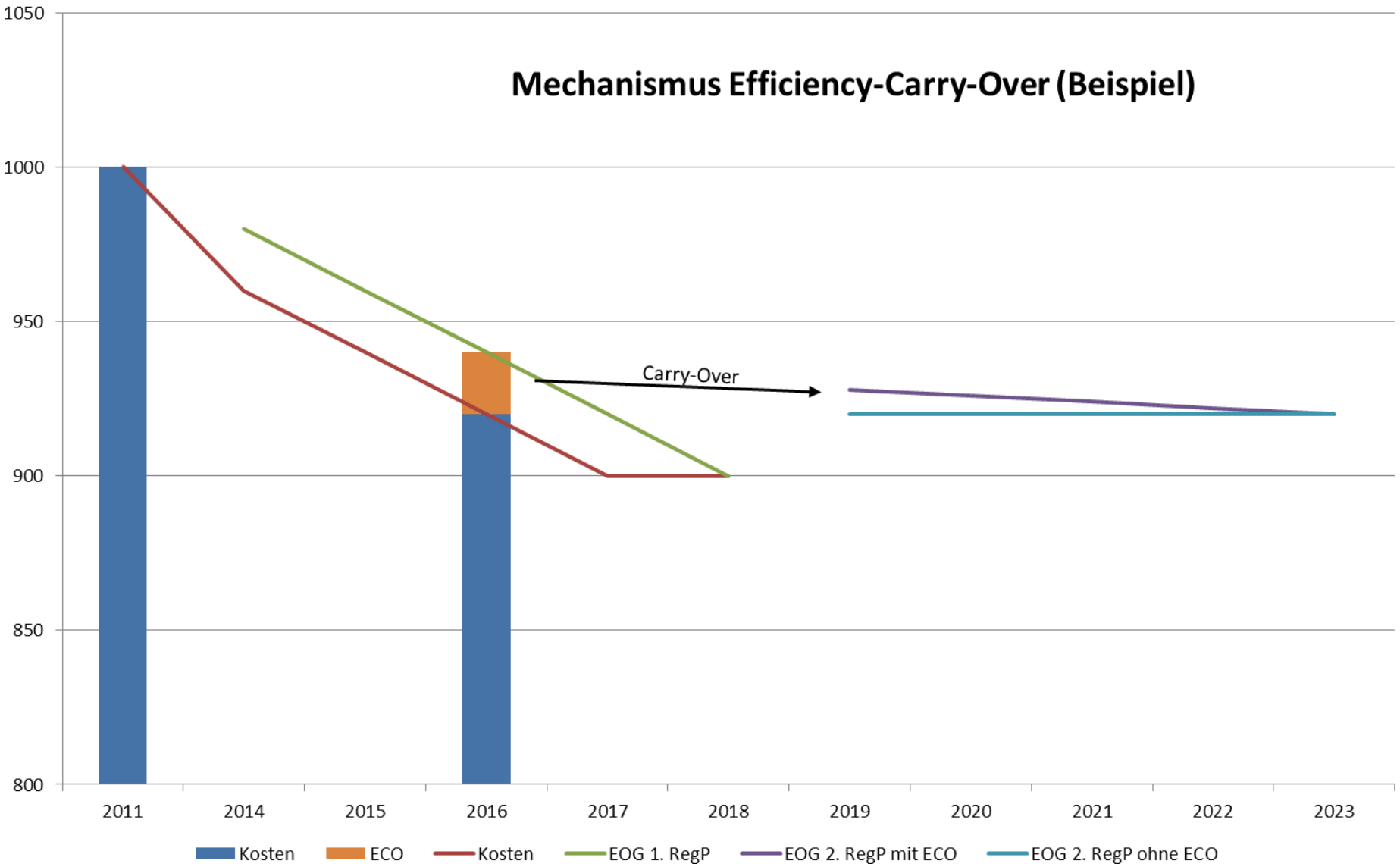
„ARegV-Reform“	„Kapitalkostenabgleich“	„Gesamtkostenabgleich mit Bonus“	„Differenzierte Regulierung“
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Angepasster Erweiterungsfaktor</li> <li>▪ Efficiency Carry Over</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Jährlicher Abgleich der CAPEX auf Plankostenbasis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



- **Beseitigung des Zeitverzuges beim Erweiterungsfaktor**
- z. B. auf Istkostenbasis mit Zinsausgleich: Ermittlung des EWF auf Basis von Istwerten im Rahmen des Status Quo
- Ansatz zur Steigerung der Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors **dem Grunde nach**
  - durch Anpassung des Schwellwertes in der Umspannebene um der Heterogenität der NB besser Rechnung zu tragen (unterschiedlich betroffene Teilnetze)
- Ansatz zur Steigerung der Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors **im Hinblick auf Höhe der Kosten**
  - denkbar durch Ausgestaltung als Summand
- Einführung eines **Efficiency-Carry-Over**-Mechanismus auf Grundlage des Basisjahres mit dem Ziel, längerfristige Effizienz- und Innovationsanreize (über eine Regulierungsperiode hinaus), z.B. für intelligenten Netzbau, anzureizen; Zudem: Minderung des Basisjahreffektes



## Mechanismus Efficiency-Carry-Over (Beispiel)





- Pro
  - Technologieneutralität des Erweiterungsfaktors
  - Anreiz zu kosteneffizienter Erweiterung innerhalb der Periode
  - Beibehaltung des Budgetansatzes
  - Gleichstellung mit ÜNBs hinsichtlich der zeitlichen Anpassung
- Contra
  - Keine Verfahrensvereinfachung neben den modellunabhängigen Vereinfachungen
  - Weiterhin Basisjahreffekt (gemindert durch Einführung des Efficiency-Carry-Over-Mechanismus)





- Ziele:
  - Investitionsanreize durch Beseitigung des Zeitverzugs bei Kapitalkosten
  - Abschöpfen des Sockeleffekts
- Voraussetzung:
  - Modellunabhängige Vereinfachungen notwendig
- 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; Justiergröße erforderlich



- Pro
  - Behebung Zeitverzug bei Kapitalkosten
  - Wegfall von Teilprozessen (Erweiterungsfaktor, Investitionsmaßnahmen)
  - Einsparungen durch Entfall des Sockeleffekts
  
- Contra
  - Bevorzugung kapitalkostenlastiger Maßnahmen
  - kein Anreiz zu kapitalkostensenkenden Innovationen oder effizientem Netzausbau
  - Anreiz zur Verschiebung operativer Kosten in Kapitalkosten
  - Jährliches Massenverfahren



- Ziel: Innovationen technologieneutral fördern, dabei kein Zeitverzug bei Investitionen
- Voraussetzung: Einführung der modellunabhängigen Vereinfachungen
- Umsetzung
  - Verkürzung der Regulierungsperiode auf 2 Jahre
  - Jährlichen Kapitalkostenabgleich (Planwerte)
  - Effizienzvergleich und Berücksichtigung effizienter Kosten in der EOG als kontinuierlicher Anreiz zur Effizienzsteigerung (Abbau von Ineffizienzen anteilig wie in ARegV über mehrere Jahre)
  - Bonus: Als Anreiz zu mittel- und langfristigen Effizienzsteigerungen für besonders effiziente Unternehmen durch Vergleich der eigenen Effizienz mit der Effizienzgrenze, die ohne den jeweiligen Netzbetreiber gebildet wird



- Pro
  - sehr zeitnahe Anpassung von Opex und Capex
  - keine Differenzierung Erweiterungs-/Ersatzinvestition
  - Wegfall von Teilprozessen (EF und IM)
  - Abschaffung von Fehlanreizen (Basisjahreffekt und Ratchet-Effekt)
  - Innovationsanreize durch Bonusmöglichkeit
  - Hebung des allgemeinen Effizienzniveaus durch Aussicht auf Bonus
- Contra
  - jährliches Massenverfahren (Plan-/Istabgleich)
  - auch bei Realisierung der modellunabhängigen Vereinfachungsvorschläge verbleibt hoher Aufwand
  - Erklärungsbedarf bei Investoren und Finanzierern



- Ziel: Differenzierte Regulierung (nur) für diejenigen Netzbetreiber, deren energiewendebedingter Ausbaubedarf besonders hoch ist
- Voraussetzung: Robuste Abgrenzung einer geringen Zahl besonders ausbauverpflichteter Netzbetreiber
  - aber: bislang kein objektivierbares Abgrenzungskriterium gefunden (siehe folgende Folie)
  - daher: Abgrenzung erfolgt durch ein Verfahrensinstrument
- Umsetzung
  - Besonders ausbauverpflichtete VNB erhalten Zugang zum Instrument der Investitionsmaßnahme
  - Vorlage einer mit den anschlussbegehrenden Netznutzern, den zuständigen Planungsbehörden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmten und ausformulierten Ausbau- und Investitionsplanung für die nächsten 5 Jahre.



### Beispiele

- Netzanschlussbegehren (Leistung) der nächsten 3-5 Jahre im Verhältnis zur derzeitigen zeitgleichen Jahreshöchstlast
  - Verzerrung durch Mehrfachbeantragung seitens der EEG-Anlagen,
  - bessere Abbildbarkeit der Umstände im EWF,
  - Kein inhaltlich begründbarer Grenzwert bestimmbar
- Kriterium geplante Investitionen zum Umsatz (genehmigte EOG)
  - stark endogen,
  - Verhältnis zum EWF unklar,
  - Abgrenzung zu Ersatzinvestitionen kaum möglich
  - Kein inhaltlich begründbarer Grenzwert bestimmbar
- Menge der abgeregelten Erzeugung im Verhältnis zur EEG-Einspeisung
  - wetterabhängig
  - Vergangenheitszahlen sagen wenig über künftige Belastung aus
  - Kein inhaltlich begründbarer Grenzwert bestimmbar



- Pro
  - prinzipiell für jeden VNB zugänglich
  - Anwendung eines bekannten und in den Wirkungen abschätzbaren Instruments
  - Erhöhung der Planungskompetenz der VNB in jedem Falle erforderlich
- Contra
  - schwierige Prüfungen zur Vermeidung von Doppelerkennungen erforderlich
  - starke Anreize für kapitalintensive Problemlösungen
  - hoher Verfahrensaufwand für VNB
  - schwer schätzbare Zahl der Anwendungsfälle
  - Nachsteuerungsbedarf nach ersten Verfahrenserfahrungen wahrscheinlich

back up



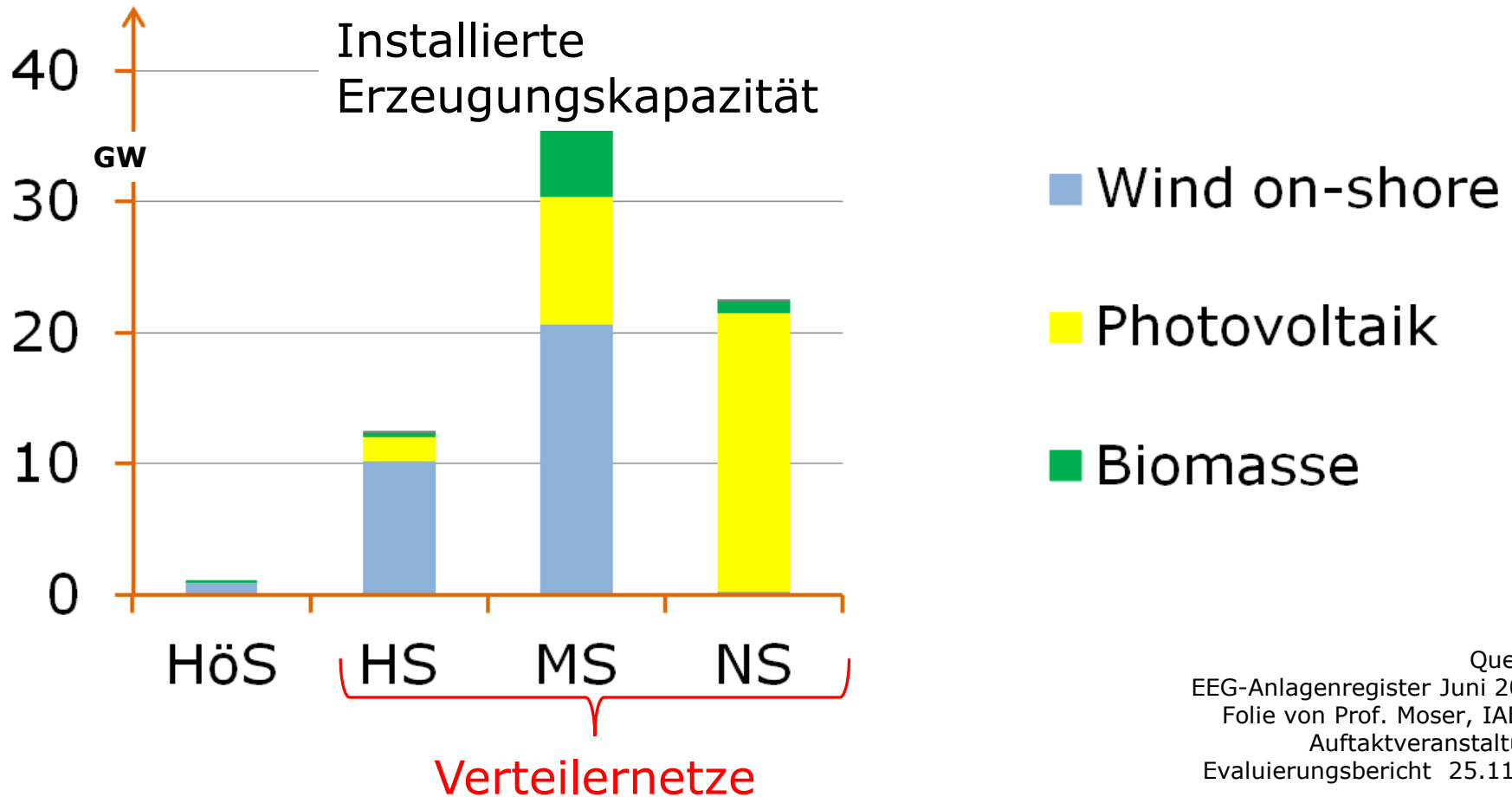


- Es werden Kapitalkosten der Vergangenheit (Sockeleffekt) in die Kosten einbezogen, obwohl die Kapitalkosten aller Anlagen bereits vergütet werden – ungerechtfertigte Zusatzrendite aus der Vergangenheit
  - IKD umfasst von 2014 bis zur Abschreibung aller Anlagen auf Basis 2006 noch einen Sockeleffekt von ca. 5 Mrd. €
- jede künftige Investition erzeugt ihren eigenen, neuen Sockeleffekt, der für dann folgende Investitionen aber gar nicht benötigt wird – ungerechtfertigte Zusatzrendite für die Zukunft
  - von 2014 bis 2032 (zeitliches Ende des Investitionsszenarios BMWi) entstehen durch den IKD ggü. dem tatsächlichen Kapitalkostenabgleich Zusatzkosten - allein bei den Capex - von 6,9 Mrd. €



- Es werden Opex-Aufschläge vorgenommen, die wie eine ungerechtfertigte Zusatzrendite wirken.
  - Die Opex-Pauschale im IKD von 0,8 % bezieht sich auf die Restwerte: Alte Anlagen mit geringeren Restwerten gehen ab, neue Anlagen mit hohen Restwerten kommen hinzu
  - Die zeitnahe Anpassung der Capex, der Sockel aus neuen Anlagen und die Opex-Pauschale auf die Capex machen den IKD stark Capex-lastig
  - Der IKD wirkt daher noch stärker als der Kapitalkostenabgleich in Richtung kapitalintensiver Problemlösungen und gegen ausbauvermeidende innovative Lösungen, ohne im Gegenzug die Einspareffekte des Kapitalkostenabgleichs zu zeigen

## Warum findet der **Ausbau im Verteilernetz** statt?



Quelle:  
EEG-Anlagenregister Juni 2013  
Folie von Prof. Moser, IAEW,  
Auftaktveranstaltung  
Evaluierungsbericht 25.11.13