



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

# Weiterentwicklung der Anreizregulierung in dieser Legislaturperiode

Workshop zur Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze  
Berlin, 10. Oktober 2019

Dr. Guido Wustlich, Referatsleiter IIC4 – Digitalisierung,  
Regulierung und Recht der Stromnetze

# Gliederung

1. Warum Anreizregulierung?
2. Wirkungsweise der Anreizregulierung
3. Aktuelle Herausforderungen
4. Ausblick

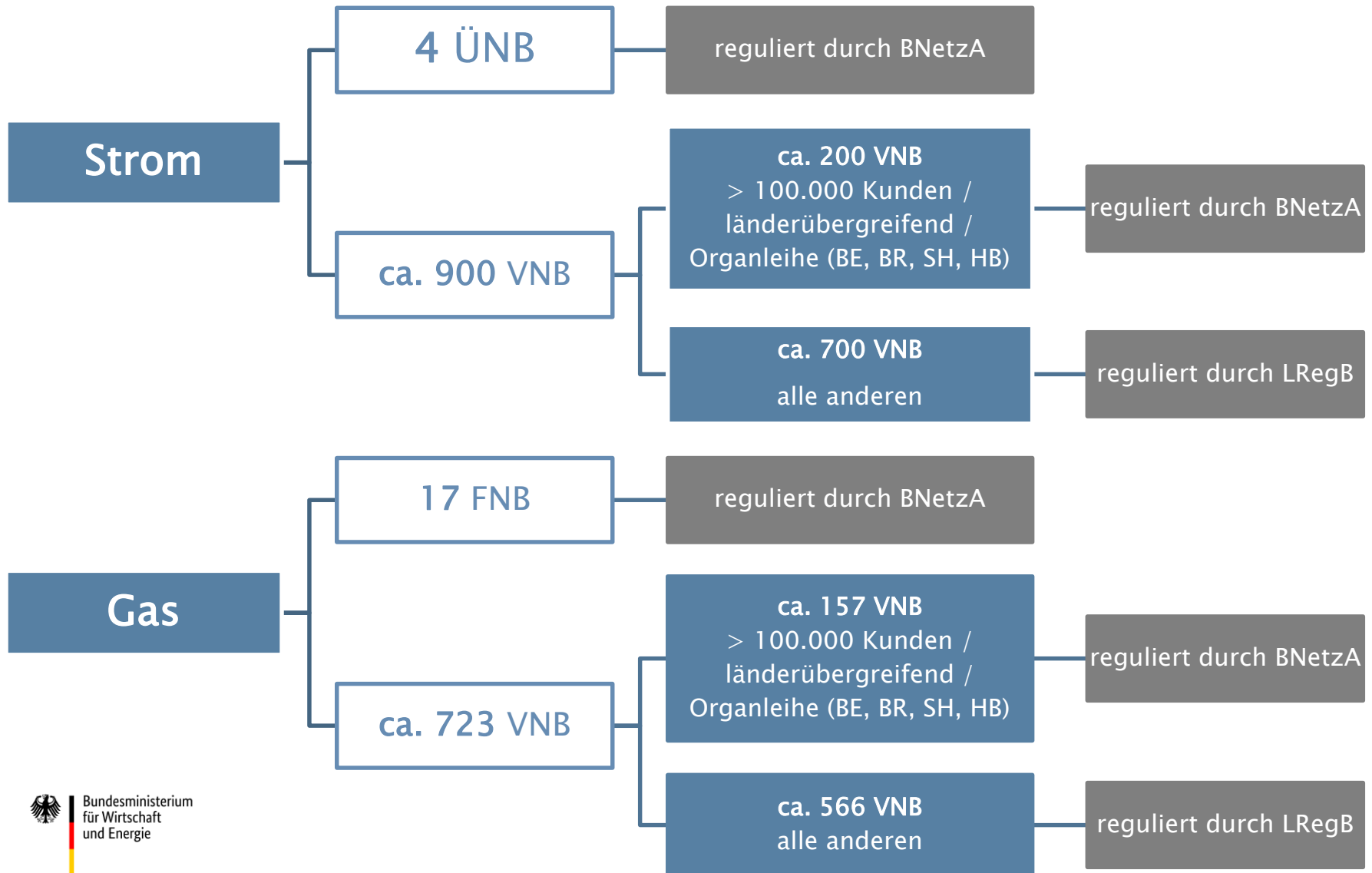
# Warum Anreizregulierung? (I)

- Netze sind natürliche Monopole. Ohne Regulierung gibt es
  - keinen Wettbewerb,
  - keinen Effizienzdruck,
  - keinen Innovationsdruck.
- Regulierung ist notwendig, um Monopolrenditen zu vermeiden und Verbraucher vor überhöhten Netzentgelten zu schützen.
- Die Anreizregulierungsverordnung stellt mit ihren Instrumenten sicher, dass
  - ausreichende Mittel für den Ausbau, Erhalt und Betrieb der Netze zur Verfügung stehen und
  - das Netz effizient betrieben wird.

# Warum Anreizregulierung? (II)

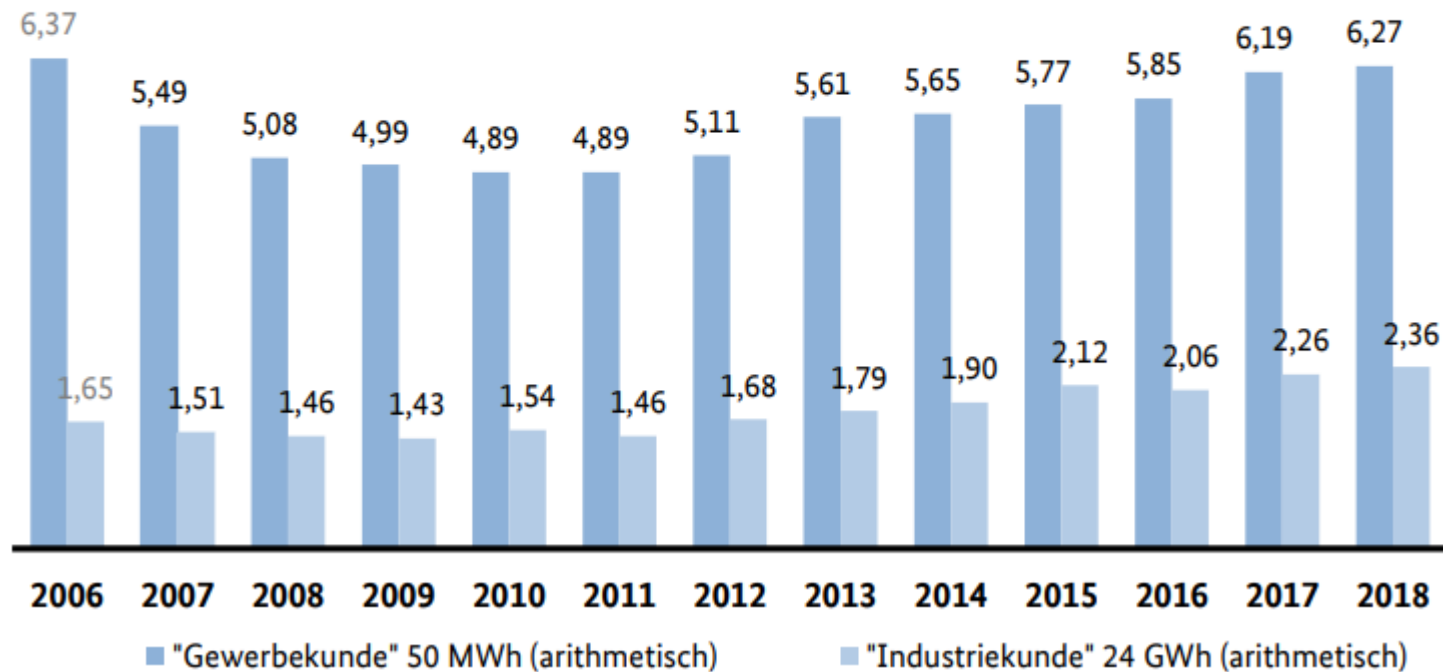
- Gesetzgeber muss Grundsätze zur Kalkulation von Netzentgelten festlegen
  - 2007: Entscheidung für System der Anreizregulierung.
- Cost-Plus-Regulierung (2005–2008) – Nachteile:
  - keine Anreize zur Kostensenkung und
  - asymmetrische Informationsverteilung.
- Anreizregulierung (seit 2009)
  - Prinzip: Anreize setzen, Effizienzsteigerungen im eigenen Interesse anzustreben
  - (zeitweise) Entkopplung von Kosten und Erlösen
  - Effizienzvergleich

# Landschaft der Netzbetreiber



# Entwicklung der Netzentgelte

**Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh in ct/kWh**



# Gliederung

1. Warum Anreizregulierung?
2. **Wirkungsweise der Anreizregulierung**
3. Aktuelle Herausforderungen
4. Ausblick

# Elemente der Anreizregulierung

1

Bestimmung der  
TOTEX

**Kostenprüfung**

- individuell
- Prüfung von OPEX und CAPEX (= TOTEX)
- CAPEX = kalk. Kosten, *umfasst auch kalk. EK-Verzinsung*
- Unterscheidung nach beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten (§ 11 ARegV)

2

X-Faktor:  
Effizienzvergleich,  
Effizienzwert,  
Abbaupfad

**Benchmarking**

- individueller Netzbetreiber vs. Gruppe von Netzbetreibern
- TOTEX
- Nach Abzug der nicht beeinflussbaren Kosten
- Inputs (Kosten) vs. „Outputs“ (Beschreibung der Leistungserbringung, z.B. versorgte Fläche)
- Benchmark: individuelle Effizienz vs. „best in class“ (relative Effizienz)

3

Festlegung der  
EOG

**Genehmigung der  
EOG (Budget)**

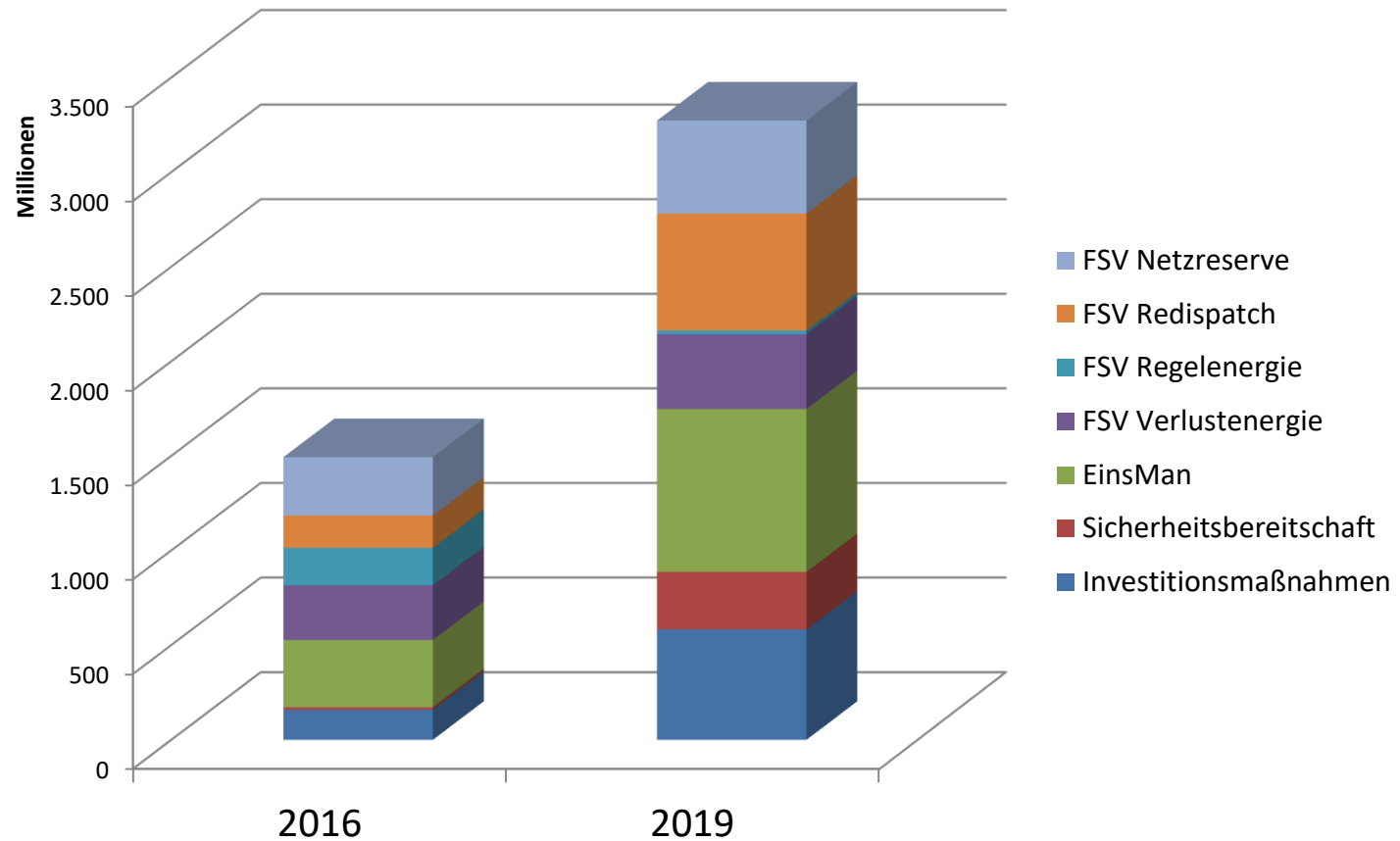
- Individuell pro Netzbetreiber auf Basis der Kostenprüfung
- Abbaupfad für Ineffizienzen
- Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt
- Kein Mengenrisiko
- Strom: Qualitätselement



# Ausnahmen vom Budgetprinzip

- Budgetprinzip als Grundansatz
  - Budgetansatz grundsätzlich sinnvoll, taugt aber nur für eingeschwungenen Zustand
  - Sonderinstrumente für Investitionsphase:
    - Investitionsmaßnahme (ÜNB)
    - Kapitalkostenabgleich (VNB)
- Ausnahme vom Budgetprinzip: dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
  - bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten kein Effizienzdruck
    - gehen nicht in Effizienzvergleich ein
    - Änderungen führen zu Anpassungen der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode
  - Erheblicher Anteil an gesamten Netzkosten, u.a.:
    - Kosten für Investitionsmaßnahmen
    - Kosten für Engpassmanagement (Redispatch / Einspeisemanagement)
    - Netzreserve, Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft

# ausgewählte Bestandteile der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Strombereich



# Gliederung

1. Warum Anreizregulierung?
2. Wirkungsweise der Anreizregulierung
3. **Aktuelle Herausforderungen**
4. Ausblick

# Die Anreizregulierung hat sich grundsätzlich bewährt

- Die ARegV wurde 2007 beschlossen und gilt seit 2009. Sie hat sich über zwei Regulierungsperioden eingespielt.
- Die Evaluierung im Jahr 2015 hat ergeben, dass
  - die Anreizregulierung die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber sicherstellt und
  - eine angemessene Rendite im aktuellen Regulierungssystem erwirtschaftet werden kann (Ergebnis von Modellrechnungen).
- Die ARegV wurde mehrfach weiterentwickelt – Beispiele:
  - Novelle in 2016 (u.a. Einführung des Kapitalkostenabgleichs für Verteilnetzbetreiber),
  - Änderungen mit der Verordnung zur Offshore-Haftungsumlage in 2019, insbesondere punktuelle Anpassungen bei den IMAs
- Außerdem direkter Einfluss der NABEG-Novelle („Redispatch 2.0“)

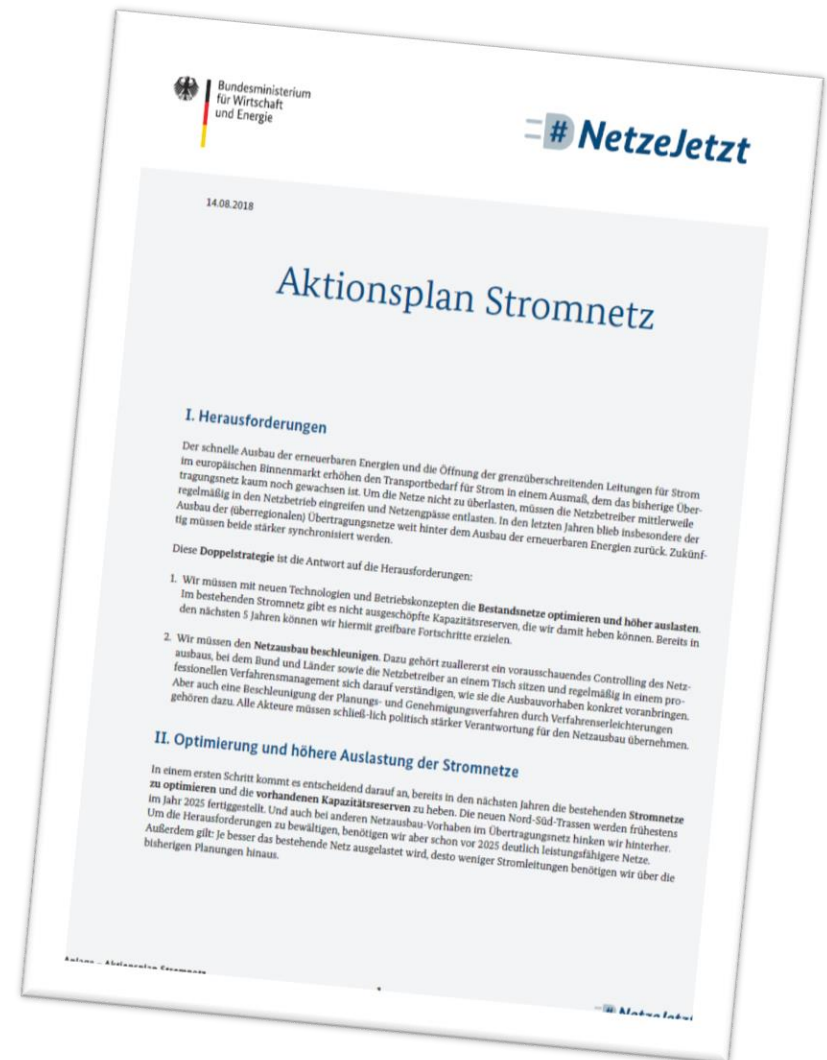
# Aktuelle Herausforderungen

- Insbesondere die Stromnetze stehen vor Herausforderungen:
  - Umbau der Erzeugungslandschaft, insb. Ausbau der erneuerbaren Energien,
  - Erhalt der einheitlichen Gebotszone / Öffnung der Grenzkuppelstellen,
  - steigende Redispatch-Kosten und steigende Netzentgelte im Allgemeinen
- Daher:
  - mehr Transportkapazitäten im Netz schaffen durch zügigen Netzausbau und eine optimierte Auslastung des Bestandsnetzes,
  - Redispatch verringern und effizienter machen,
  - Kostenentwicklung beachten.
- Die ARegV ist hierfür grundsätzlich der richtige Rahmen.  
Aber:
  - Adressiert die ARegV diese Herausforderungen in ausreichendem Maße?
  - Bedarf es punktueller Anpassungen der ARegV?
- Zudem: zunehmende Relevanz des Europarechts.

# Aktionsplan Stromnetz nimmt ökonomische

## Anreize in den Blick

- Der Aktionsplan Stromnetz wurde am 14.8.2018 von Herrn BM Altmaier vorgestellt:
  - Optimierung und höhere Auslastung der Stromnetze
- Netzausbau beschleunigen durch
  - vorausschauendes Controlling,
  - gesetzliche Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus,
  - ökonomische Anreize für schnelleren Netzausbau sowie Optimierung des Stromnetzes.

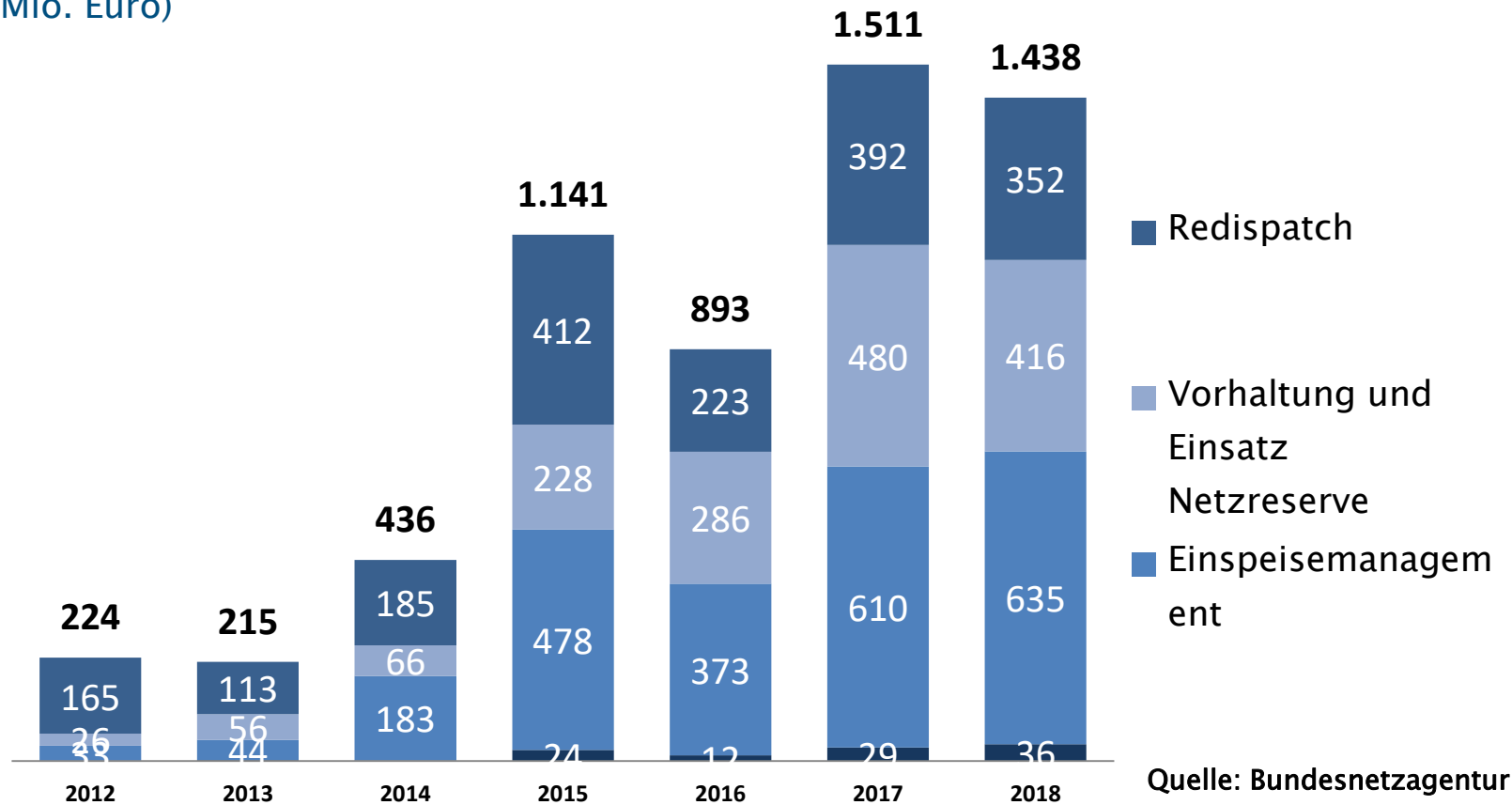


# mögliche Ansatzpunkte für eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung

- Differenzierte Betrachtung des großen Kostenblocks der Engpassmanagement-Kosten
  - stärkere Anreize für effizientes Engpassmanagement?
  - stärkere Anreize für erfolgreichen Netzausbau?
- Überprüfung der Finanzierungsinstrumente für den Netzausbau
- Ziel ist auch eine möglichst einheitliche Regulierung von Strom und Gas sowie von ÜNB/FNB und VNB
- Fokus der laufenden Gespräche ist die ÜNB-Ebene, dabei sind die Rückwirkungen auf VNB bzw. FNB stets zu berücksichtigen.

# Anreize für ein effizientes Engpassmanagement

(in Mio. Euro)



Quelle: Bundesnetzagentur



# Anreize für ein effizientes Engpassmanagement

- Die Kosten des Engpassmanagements sind derzeit dnbK – Folgen:
  - kein Druck aus Effizienzvergleich,
  - keine Ertragschancen durch Engpassvermeidung,
  - Engpass-Kosten nicht (monetär) entscheidungsrelevant,
  - kein unmittelbarer Anreiz, diese Kosten gering zu halten.
- Ziele einer Reform:
  - Kostenentwicklung beim Engpassmanagement dämpfen,
  - Kosten teilweise „ertragswirksam“ machen und
  - auch Chancen für Netzbetreiber eröffnen.
- ÜNB und VNB sind unterschiedlich betroffen und ggfs. auch unterschiedlich zu regulieren

# Finanzierungsinstrumente für den Netzausbau

- Finanzierung wesentlicher Erweiterungs- und Umstrukturierungs-investitionen über Investitionsmaßnahmen (IMA)
- System der IMA wirkt nicht neutral hinsichtlich des Zeitpunkts von Investitionen und Abschluss von Investitionsmaßnahmen
- „Richtige“ Anreize für die zügige Schaffung von Transportkapazität?
- bereits erste Anpassungen durch „chirurgische Maßnahmen“ durch VO-Novelle Offshore vom März 2019, u.a.
  - Unterscheidung bei OPEX-Pauschale zwischen vor und nach Inbetriebnahme statt pauschal 0,8% der Kapitalkosten
  - Befristung der IMA-Genehmigungen auf eine Regulierungsperiode
  - Auslaufen aller Strom-IMA Ende 2023; Gas tlw. noch bis Ende 2027
- Sind diese Anpassungen ausreichend? Gibt es Alternativen?

# Gliederung

1. Warum Anreizregulierung?
2. Wirkungsweise der Anreizregulierungsverordnung
3. Aktuelle Herausforderungen
4. **Ausblick**

2016:  
Novelle

- u.a. Einführung des Kapitalkostenabgleichs für VNB

August 2018:  
Aktionsplan  
Stromnetz

- Ökonomische Anreize für schnelleren Netzausbau sowie Optimierung des Stromnetzes

März 2019:  
VO-Novelle Offshore

- punktuelle Anpassungen bei Investitionsmaßnahmen (IMA):
  - „Flexibilisierung“ der OPEX-Pauschale
  - Befristung der Genehmigungsdauer / Auslaufen Strom-IMA

Mai 2019:  
NABEG

- Überführung von EinsMan in Redispatch, aber noch keine vollständige Regelung zu den Kosten ab 1.10.2021

Mai – vsl. Ende  
2019:  
Branchendialog

- Finanzierung von Investitionen im Übertragungsnetz
- Behandlung der Kosten für Engpassmanagement
- weitere Themen

ARegV-Novelle

- 2020