

Forschungsseminar Radein zum Vergleich von Wirtschafts- und Gesellschaftssystemen e.V.:  
49. Forschungsseminar Radein (14.02.-21.02.2016) zum Thema „Europäische Energiewende“

15.02.2016

# **Eine (institutionen-)ökonomische Analyse des institutionellen Designs des Stromsektors**

Thorsten Beckers

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP),  
Bereich Verkehrspolitik und Infrastrukturmanagement (IM-VP)

*Dieser Vortrag basiert auf gemeinsamen Forschungsarbeiten  
mit Albert Hoffrichter sowie Klaus Jäkel, Daniel Weber und Florian Gizzi*

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) **BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“**
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) **Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“**
- 7) **Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors**
- 8) **Fazit**

# Agenda

---

## 1) Grundlagen

## 2) Abstrakte Analysen

2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)

2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)

2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)

## 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung

## 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen

## 5) BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“

5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung

5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr

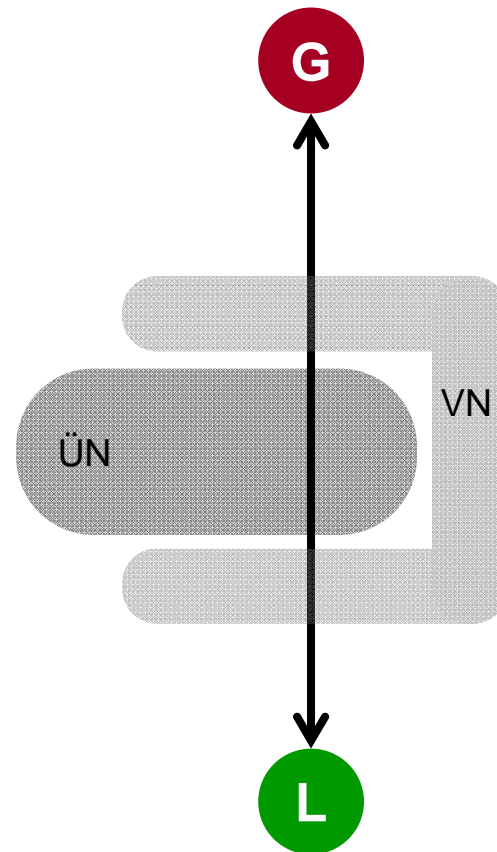
## 6) Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“

## 7) Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors

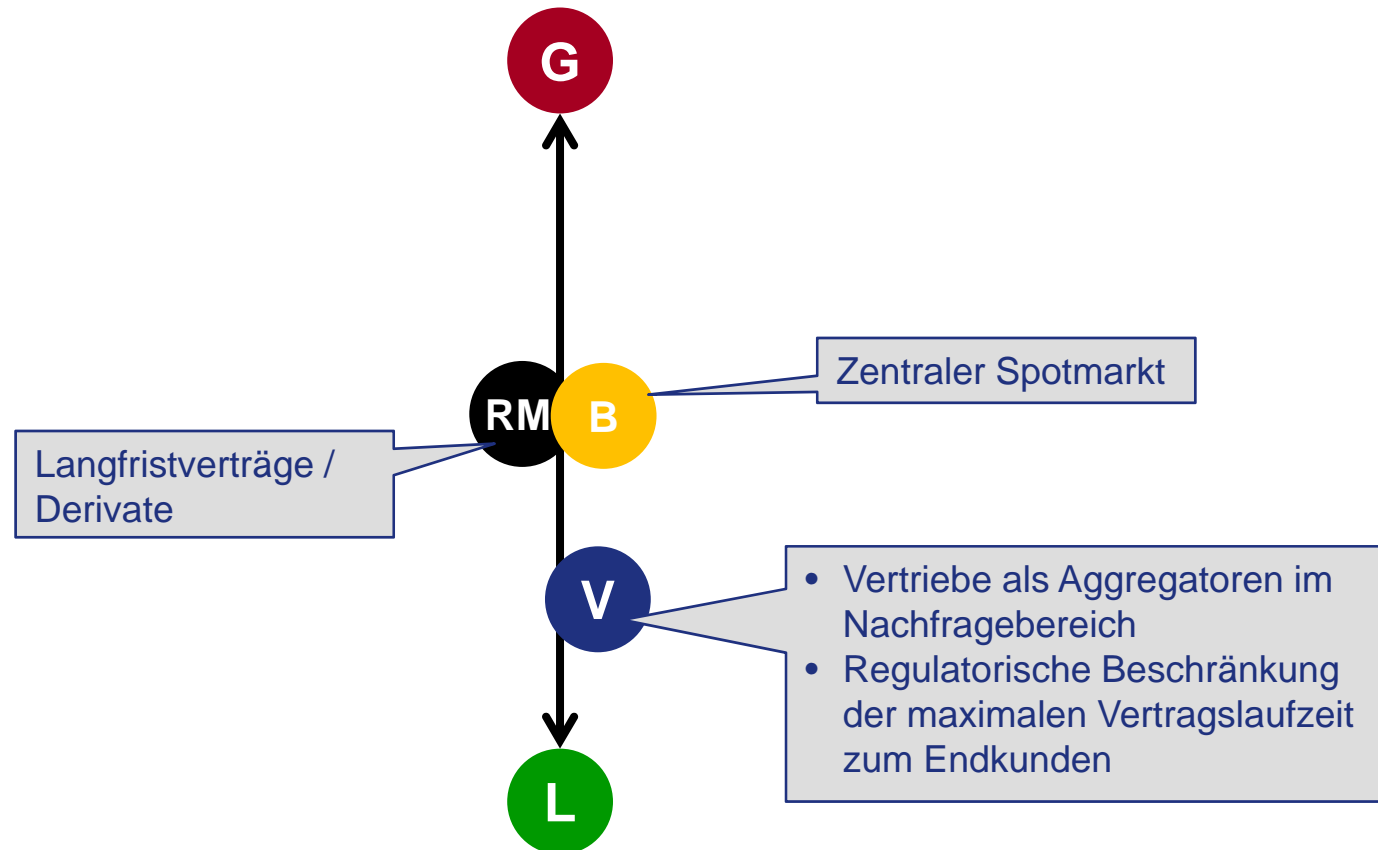
## 8) Fazit

# Zentrale Elemente im Stromsystem aus technischer Sicht

---



# Zentrale Rollen / Akteure im Status Quo (vom Netz abstrahierend)



# BACK UP: Untersuchungsansatz

## Orientierung an folgendem Vorgehensmodell

- Festlegung (und ggf. spätere Anpassung) von Untersuchungsfragen und -grenzen, Zielsystem, (institutionellen und technischen) Nebenbedingungen, sonstige Annahmen
- Aufnahme des technischen Systems (i.w.S., d.h. inkl. Nachfrage) und Entwurf von Entscheidungsmodell(en) (betrachtete Entscheidungen und Aufgaben)
- Aufnahme des Status Quo (Akteure, Märkte, Institutionen)
  - Ggf. auch von Entscheidungsregeln / -abläufen hinsichtlich Reformen
- Entwurf von Rollenmodell(en)
  - Ggf. auch hinsichtlich Entscheidungsfindung und Beschlussfassung hinsichtlich Reformen
- Entwurf von alternativen Organisationsmodellen (Institutionen, Akteure und ggf. auch gewisse technisch-systemische Entscheidungen), die jeweils in Untersuchungsmodelle (Entscheidungsmodell + Rollenmodell + Organisationsmodell) eingebettet sind
- Analyse von Organisationsmodellen (unter Rückgriff auf ökonomische Modelle und Theorien)
  - Mit / ohne Pfadabhängigkeiten
  - und dabei mit / ohne Berücksichtigung von Entscheidungs-/Beschlussfassungsprozessen

## Warum nur Orientierung und kein striktes „Abarbeiten“?

- Diverse vorgezogene Analysen (insbesondere bei Entwurf von Entscheidungs- und Rollenmodellen)
- Rücksprünge und Ausweitung von Analysen
- Ressourceneinsatzentscheidungen (technisch-systemisches vs. institutionelles Wissen),
- Berücksichtigung von Dynamik und langfristigen Entwicklungen
- Zerlegen von Untersuchungen
- Umgang mit „(Organisations-)Modellverunreinigungen“ bei (politischer) Entscheidungsfindung und Implementierung

# Zielsystem

## § 1 Zweck des Gesetzes

(1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

### Versorgungssicherheit

Quelle: www.juris.de, Stand 2016-02-15

### Umwelt / Klima

#### Effektivität hinsichtlich des Mengenziels bei EE

Gewisse Schwankungen um einen Zielpfad (und damit sich langfristig aufhebende positive und negative Abweichungen in einzelnen Jahren) werden als unproblematisch angesehen, insbesondere wenn dies mit einer erhöhten Effizienz einhergeht

#### Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei der Erzeugung zur Abdeckung der Residuallast

### Kosteneffizienz

- Zu differenzieren: aus Nachfragerperspektive, aus Wohlfahrtsperspektive oder Zwischenlösung?
- Zu klären: Gesonderte Berücksichtigung von Renten bei Unternehmen im Eigentum von Konsumenten oder den jeweiligen Gebietskörperschaften?

## Umgang mit Design-, (politische) Durchsetzungs- und Implementierungs-/ Anpassungskosten bei Reformen?

# Fällung von Entscheidungen im Stromsystem: Wettbewerb vs. Planung

---

## Wettbewerb vs. Planung = Zentralität vs. Dezentralität

- Zentrales Wissen vs. Dezentrales Wissen (Hayek, 1945, AER)
- Planung / Zentralität
  - Rahmensetzung (auch bei „Marktdesign“!) sowie Wahrnehmen von Aufgaben gemäß Regelrahmen
  - Entscheidungen durch Politik oder Verwaltung?

## ... auf verschiedenen Bereitstellungsebenen

- Eingriff des Staates in „freien Wettbewerb“ der Güter: Wann? Warum?
  - Z.B. bei Umweltgütern, z.B. aus distributiven Gründen, ...
  - § 1 EnWG
- Wie? Auf welcher Ebene?
  - Strom, Investitionen in Kraftwerke, bestimmte Kraftwerkstypen, Standorte, ...
  - Rahmen für Wettbewerb (z.B. „EOM 2.0“) oder direkte Vorgaben an einzelne Akteure im Rahmen von (Vertrags-)Beziehungen (z.B. „Kapazitätsinstrumente“, „EEG“) oder Mischlösungen
- Zu differenzieren (in Theorie einfach, in der Praxis deutlich schwieriger):  
Investitionen und Betrieb
  - Betrieb („Nutzung von Kapazität“): „Preis  $\geq$  GK  $\rightarrow$  Angebot“ grundsätzlich vorteilhaft
  - Investitionen: Im Kontext hoher spezifischer Investitionen und politischer Bereitstellungsentscheidungen oftmals (aber keinesfalls immer!) Planung sinnvoll



# Agenda

## 1) Grundlagen

## 2) Abstrakte Analysen

### 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)

### 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)

### 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)

## 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung

## 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen

## 5) BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“

### 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung

### 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr

## 6) Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“

## 7) Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors

## 8) Fazit

- Keine Berücksichtigung der Besonderheiten einzelner Erzeugungsbereiche
- Keine Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten und dabei auch nicht von (politischen) Entscheidungsprozessen

# Investitionsfinanzierung „durch Betreiber im Kontext des EOM“ oder „im Rahmen von Kapazitätsinstrumenten“

---

## Bereitstellung von Erzeugungskapazität und Investitionsfinanzierung

- Modell 1: „durch Betreiber im Kontext eines Wettbewerbs der Vertriebe und des Energy-Only-Marktes“ (EOM)

vs.

- Modell 2: „Regulatorische Planung und regulatorische Verträge hinsichtlich der Erzeugungskapazität plus Umsetzung durch Betreiber“ (Kapazitätsinstrumente)

## Grundsätzlich relevant für

- Kraftwerke zur Abdeckung der Residuallast
  - „normale“ Kraftwerke
  - Speicher
- Erneuerbare Energien
  - Fluktuierende Erneuerbare Energien (Wind, PV)
  - Steuerbare Erneuerbare Energien

# Modell 1: „Investitionsfinanzierung durch Betreiber im Kontext eines Wettbewerbs der Vertriebe und des Energy-Only-Marktes“ (EOM)

---

## Funktionsweise

- ...

## Allgemeines Problem

- Hohe TAK bei Koordination zwischen Erzeugung-Vertriebe-Nachfrage
- ... welche sich insbesondere in Form sehr hoher Kapitalkosten äußern
- ... und bedingt sind durch die Langfristigkeit, Kapitalintensität und Spezifität von Erzeugungsinvestitionen

## Weitere Probleme

- Koordination Netz-Erzeugung
- Umweltpolitisch motivierte Maßnahmen, die im Betrieb Kosten-erhöhend wirken (bzw. wirken sollen), beeinflussen oftmals nicht die Investitionsentscheidungen in einer unter Berücksichtigung technisch-systemischen Aspekte als sinnvoll angesehen Weise

## Spezielle Probleme im Bereich der Residuallastabdeckung hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit („Bereitstellung und Finanzierung der letzten Kraftwerke“)

- Rationalität für Strategische Reserve im Falle des Rückgriffs auf den EOM-Ansatz

# Modell 1: „Investitionsfinanzierung durch Betreiber im Kontext eines Wettbewerbs der Vertriebe und des Energy-Only-Marktes“ (EOM)

BACK UP

...

## Spezielle Probleme im Bereich der Residuallastabdeckung hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit („Bereitstellung und Finanzierung der letzten Kraftwerke“)

- Investitionsfinanzierung erfordert sehr hohe Preise auf EOM, aber politisches Commitment-Problem hinsichtlich der Akzeptanz entsprechend hoher Preise
  - Übrigens: Besonders hohes Investitionsrisiko im Kontext der hohen Finanzierungsrelevanz der Zeiten hoher Preise
  - Ggf. extreme Renteneffekte (zu Lasten der Konsumenten)
  - Probleme bei Umsetzung „harter“ Verantwortungszuordnung für Ausgleich des Bilanzkreises an einzelne Vertriebe
- Rationalität für Strategische Reserve im Falle des Rückgriffs auf den EOM-Ansatz
- Übrigens auch noch weitere Argumente für Strategische Reserve: (1) Gewährleistung der nationalen (Erzeugungs-)Autarkie, (2) Versorgungssicherheit als öffentliches Gut bzw. Synergieeffekte bei der Bereitstellung von Reservekapazität im Kontext eines Vertriebswettbewerbs

# Modell 2: „Regulatorische Planung und regulatorische Verträge hinsichtlich der Erzeugungskapazität“ (Kapazitätsinstrumente)

---

## Funktionsweise

- Langfristige Verträge zwischen Regulierer und Betreiber
- Zwei mögliche Einnahmequellen der Betreiber
  - (1) Kapazitätzahlung (ggf. über Laufzeit der Verträge, um Verfügbarkeitsanreize zu implementieren)
  - (2) Einnahmen aus Verkauf am EOM (Spotmarkt); Risikoreduktionsmöglichkeit: „Kapazitätsoptionen“

## Herausforderung / Probleme

- Wissensbedarf beim Planer / Regulierer
- Übliche Vertragsprobleme (unvollständige Verträge, Reinvestitionen, ...)
- Anfälligkeit der politischen Beschlussfassung für die Durchsetzung von Partikularinteressen

## Vor- und Nachteile von Technologiedifferenzierung

- + Höhe der Kapazitätzahlungen und damit Renten bei den einzelnen Kraftwerken (bzw. Betreibern) werden durch Kraftwerk mit ähnlicher Kostenstruktur bedingt
- + Technologie-angepasstes Design der Verträge möglich (z.B. Setzung der Ausübungspreise mit Nähe zu den Grenzkosten, dazu mehr im Folgenden)
- + Kostenreduktionen (infolge von Investitionssicherheit bei Herstellern) bei „neuen“ Technologien
- Wissensbedarf des Planers bzw. u.U. Reduktion von Innovationspotentialen
- Probleme bei geringer Robustheit von Konzepten im politischen Prozess („Perversionspotential“)

# Modell 1 (EOM) vs. Modell 2 (Kapazitätsinstrumente)

---

**Theoriegeleitete Analysen (im Rahmen des von uns angewendeten Untersuchungsansatzes) – auch unter Berücksichtigung der empirischen Evidenz – führen zu dem Ergebnis, dass – speziell wenn keine größeren „Übergangsprobleme“ vorliegen – Modell 2 grundsätzlich vorteilhaft ist**

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“
- 7) Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors
- 8) Fazit

# Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)

---

- **Spotmarkt für Arbeit (elektrische Energie)**
- **Außerdem**
  - Umgang mit Netzrestriktionen:  
Knoten-/Zonen-spezifische Preise vs. Redispatch ( $\leftrightarrow$  PK vs. TAK)
  - Angebot und Nachfrage nach Capabilities



# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“
- 7) Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors
- 8) Fazit

# Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2): Von Kapazitätzertifikaten zu Kapazitätsoptionen?

---

- **Funktionsweise**

- ...

- **Vorteile**

- Risikoreduktion für Erzeuger → geringere Kosten aus Sicht der Nachfrager
  - Drastische Reduktion der Gefahr der Ausübung von Marktmacht auf Anbieterseite

- **Nachteile**

- TAK (Vertragsdesign etc.)
  - Zumindest gewisse Zentralität im Vertrieb auch jenseits des Spotmarkts (dazu mehr im Folgenden)

- **I.d.R. dürfte die Anwendung von Kapazitätsoptionen empfehlenswert sein  
(gilt nicht für Speicher)**

# Regelrahmen für Vertrieb (Teil 2): Haushalte

---

- **Aufgaben von Vertrieben**

- Vertragsmanagement / Zahlungsabwicklungen / etc.
- I.d.R. temporäre Übernahme von Marktpreisrisiko
- ...
- Umfassende Zentralität / Standardisierung sinnvoll

- **Benachbarte Aufgaben**

- Metering
- Beratung und Dienstleistungen bezüglich Investitionen und Betrieb auf der Nachfrageseite („Smart Home“, „Energie-Effizienz“, „Contracting“, ...)
- Entscheidungen über Investitionen und Kapazitätsallokation im Verteilnetz
- Verstärkte lokale Integration sinnvoll? Dann wohl beim Netzbetreiber bzw. lokalen Systemverantwortlichen (der nicht unbedingt mit dem Netz-Asset-Eigentümer integriert sein muss)? Speziell bei (infolge einer öffentlichen Eigentümerschaft oder einer entsprechenden Regulierung)? ...?

## Regelrahmen für Vertrieb (Teil 2): Industrie

---

- **Langfristiges Strompreisniveau kann Investitionsentscheidungen der Nachfrager beeinflussen**  
→  
**Gewisse langfristige Absicherungsmöglichkeiten für Nachfrager bedeutsam**
- **Zu beachten: Im Falle des Einsatzes von Kapazitätsoptionen ist der zentrale Akteur (überwiegender) wirtschaftlicher Eigentümer des Stroms**
- **Angebot langfristiger Basisprodukte durch zentralen Akteur vertretbar (diverse Ausgestaltungsfragen!)**
- **Umgang mit Eigenversorgung durch Industrie?**

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“
- 7) Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors
- 8) Fazit

# „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung

---

## Langfristig

- Umfassender Einsatz von Kapazitätsinstrumenten sinnvoll
- Nicht nur geringfügige (aber nicht vollumfängliche!) planerische Technologie- und Standort-Steuerung
- Besondere Herausforderung: Design von Kapazitätsinstrumenten für Erzeugungsanlagen, die in lokale Energiesysteme eingebettet sind (z.B. KWK)

## Kurz- und mittelfristig

- Im Kontext von Pfadabhängigkeiten, umfangreichen Verteilungswirkungen und diversen „Unkalkulierbarkeiten“ sind auf eine wissenschaftliche Weise kaum eindeutige Handlungsempfehlungen ableitbar
- In einer (ggf. recht langen) Übergangszeit auf fokussierte Kapazitätsinstrumente (insbesondere mittelfristig) und / oder einen „implizit zentral gelenkten“ Markt (insbesondere kurzfristig) zurückgreifen
- Insbesondere kurz- und mittelfristig relevante instrumentelle Alternativen  
Direkt wirkende Instrumente (z.B. „Atomausstieg wie Anfang der 2000er Jahre“), die durch Zwang und / oder Verhandlungslösungen implementiert werden und (mehr oder weniger) Kompensationselemente beinhalten

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen**
- 5) **BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“**
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) **Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“**
- 7) **Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors**
- 8) **Fazit**

# Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen

---

## Empfehlung zum Einsatz von Kapazitätsoptionen gemäß Modell 2 (Kapazitätsinstrumente)

### EEG als Kapazitätsoption

- Kapazitätzahlung wird in Form der Einspeisetarife (Feed-in-tariffs, FIT) ausgezahlt über Laufzeit der regulatorischen Verträge, sofern Anlage verfügbar ist, was über Stromerzeugung bzw. (bei Abregelung) Fähigkeit zur Stromerzeugung gemessen wird
- FIT / EEG-Vergütung ist also keine Subvention, sondern eine zeitliche gestreckte Kapazitätzahlung, welche im Übrigen grundsätzlich Anreize etabliert, geeignete (Produktions-)Standorte zu wählen
- Ausübungspreis (Strike Price) der Kapazitätsoption sollte grundsätzlich Null betragen, was (nahezu) den Grenzkosten entspricht

### Weitere Empfehlungen

*(welche weitgehend nicht mit vergangenen und anstehenden Weiterentwicklung des EEG korrespondieren)*

- Vermarktung grds. über Regulierer/ÜNB → keine Direktvermarktungspflicht
- Keine „Marktintegration“ anstreben, sondern Übertragung von Marktrisiken an dezentrale Akteure dort vornehmen, wo sinnvolles „Nutzen-Kosten-Verhältnis“
- Regel, dass grundsätzlich Windenergie- und PV-Anlagen bei Spotmarktpreisen  $< 0$  abzuregeln sind, bis Preis = 0 erreicht ist; grundsätzlich FIT weiterzahlen
- Integration der FEE-Anlagen in Regelenergie-Märkte ist grundsätzlich unsinnig



# Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen: Auswahl der Betreiber und Festlegung der Vergütungshöhe

## Optionen

		Festlegung der Vergütungshöhe	
		Auktion	Angebot des Regulierers
Auswahl der Betreiber	Auktion	<b>Auktion</b>	
	Windhundrennen		<b>EEG 1.0-Ansatz</b>

Windhundrennen ggf. ohne Mengenbegrenzung, aber mit Vergütungsanpassungen im Zeitverlauf

## Diskussion (Auktionen vs. „EEG 1.0“-Ansatz)

- „EEG 1.0“-Ansatz insbesondere sinnvoll, wenn hohe spezifische Investitionen in der Planungsphase, große Anzahl an (neuen) Betreibern und (noch) weite Entfernung von finaler Zielmenge
  - Vorteil: Geringe TAK
  - Beachten: Wissensmanagement des Planers
  - (Verbesserungs-)Optionen hinsichtlich der Festlegung der Vergütungshöhe
    - Nutzung Formel-basierter Mechanismen kann sinnvoll sein (z.B. „atmender Deckel“)
    - Kompetenzzuordnung zwischen Politik und Verwaltung zu optimieren
- Auktionen können insbesondere in Betracht gezogen werden, wenn weitgehende öffentliche Entwicklung (z.B. zukünftig bei Offshore und ggf. nur hinsichtlich Anlagenerrichtung und -betrieb) und wenn finale Zielmenge (fast) erreicht ist

# Auktionen bei Kapazitätsinstrumenten für FEE-Anlagen im Onshore-Bereich

---

BACK UP

**Auktionen derzeit grundsätzlich als suboptimal einzuordnen**

## **Sinnvolles Auktionsdesign (wenn Auktion vorgegeben ist)**

- Hohe spezifische Investitionen der Bieter vermeiden!
- Monitoring oder Kautionen in der Angebotsphase? Wissensstand des Auktionators und Wettbewerbskonstellation berücksichtigen!
- Planer (Auktionator) sollte
  - ... nicht nur über umfangreiches Wissen zu institutionellen (Spezial-)Fragen sondern auch über aktuelle Marktentwicklungen verfügen
  - ... über umfangreiche Freiheitsgrade bei seinen Aktivitäten verfügen

## **Anmerkungen zu aktuellen Entwicklungen**

- Gewähltes Auktionsdesigns für PV-Ausschreibungen ist grundsätzlich positiv zu bewerten
- Auktionsdesign bei Wind-Projekten ist noch anspruchsvoller als bei PV-Projekten

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) **BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“**
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) **Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“**
- 7) **Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors**
- 8) **Fazit**

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) **BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“**
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) **Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“**
- 7) **Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors**
- 8) **Fazit**

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“
- 7) Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors
- 8) Fazit

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) **BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“**
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) **Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“**
- 7) **Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors**
- 8) **Fazit**

# Optionen für das institutionelle Design des europäischen Stromsektors

---

BACK UP

- **Europaweiter EOM**
- **Nationale Kapazitätsinstrumente**
  - plus Grenzen (als Gegenmaßnahme gegen Free Riding)
  - Europäische / regionale Kooperationen hinsichtlich Kapazitätsbereitstellung
  - ... auf Basis von europäischen Koordinations-Regeln
- **Europäische Kapazitätsinstrumente**
- ...

# Agenda

---

- 1) Grundlagen
- 2) Abstrakte Analysen
  - 2.1) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 1)
  - 2.2) Regelrahmen für Betrieb und Vertrieb (Teil 1)
  - 2.3) Regelrahmen für Investitionsentscheidungen (Teil 2) und Vertrieb (Teil 2)
- 3) „Marktdesign“ für den Bereich der Residuallast-Abdeckung
- 4) Kapazitätsinstrumente für FEE-Anlagen
- 5) **BACK UP: Regulatorische Maßnahmen auf der Nachfrageseite und „Sektorkopplungen“**
  - 5.1) Nachfragereduktion und Nachfrageflexibilisierung
  - 5.2) Sektorkopplungen in den Bereichen Wärme und Verkehr
- 6) **Back Up: (Selektive) Anmerkungen zur „Marktdesign-Debatte“**
- 7) **Back Up: Institutionelles Design des europäischen Stromsektors**
- 8) Fazit**



---

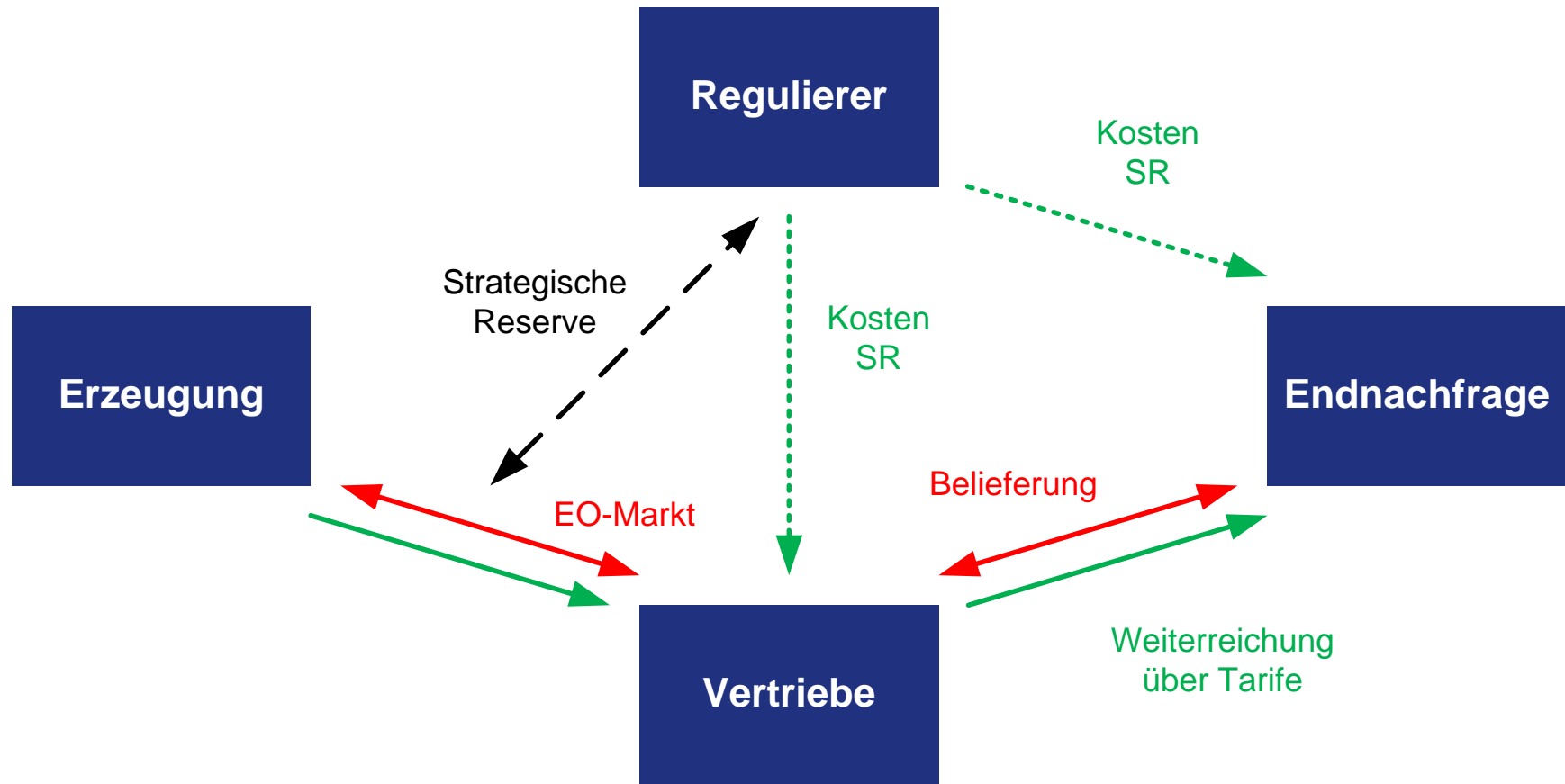
**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

Kontaktdaten

Thorsten Beckers: [tb@wip.tu-berlin.de](mailto:tb@wip.tu-berlin.de), Tel. Nr. 030-314-23243 / 0163-8479465

# Modell A: Energy-only-Markt + Strategische Reserve (1/2)

BACK UP



# Modell A: Energy-only-Markt + Strategische Reserve (2/17)

BACK UP

## Potentielle Probleme bezüglich der Versorgungssicherheit

- Versorgungssicherheit als öffentliches Gut → SR als effektive Gegenmaßnahme
- Nationale Autarkie, welche im europäischen Strommarkt nicht gewährleistet sein dürfte → SR als effektive Gegenmaßnahme
- Derzeitige EE-Förderung dürfte hier eher kein Problem darstellen  
(Diese kann aber – unseres Erachtens zu Unrecht [da nicht mit opportunistischen Motiven angewandt] – unter Opportunismusverdacht gestellt werden sowie – was wissenschaftlich nicht „gelöst“ werden kann – unter Verteilungsaspekten diskutiert werden)
- Unterinvestitionsproblem → SR dürfte eine effektive Gegenmaßnahme darstellen, aber ggf. muss die strategische Reserve sehr groß sein  
Unterinvestitionsproblem infolge von Vertrieben, die „Free-Riding-Strategien“ anwenden, fehlenden Sanktionsdrohungen des Regulierers sowie zeitinkonsistentem Verhalten der (zu Vertrieben hin integrierten) Erzeuger mit „an sich langfristig konsistenten (integrierten) Geschäftsmodellen“

## Potentielle Defizite hinsichtlich der Kosteneffizienz

- Renteneffekte im Kontext der Grenzkostenpreisbildung im EOM, zweistufiger Investitions- und Betriebsentscheidungen sowie einer relativ unelastischen Nachfrage
- Hohe Kapitalkosten infolge des Marktrisikos und des politischen Risikos → negative Beurteilung (auch) aus wohlfahrtsökonomischer Sicht
- Zumindest langfristig vermutlich Wettbewerbsprobleme
- Kosten für SR (speziell, wenn SR sehr groß ist)

## Förderung von EE

- Quotenmodell als konsistenter Ansatz im Kontext des EOM (Problem: extrem hohe TAK)
- EEG-Ansatz passt nicht in das Modell A; insofern – bei differenzierter Berücksichtigung von EE und RL – Mischmodell im Status quo in Deutschland (und kein reines Modell A)

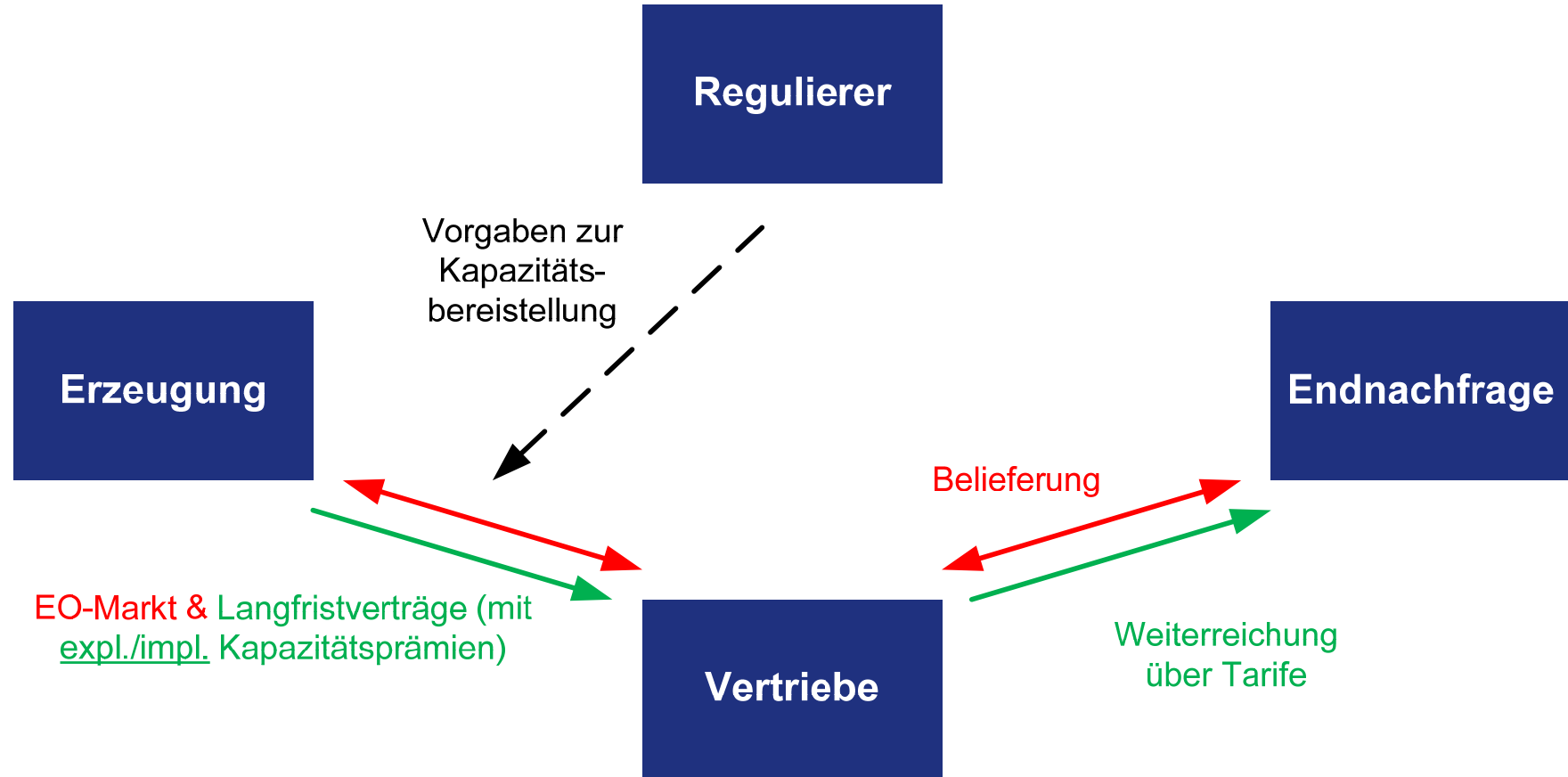
# Varianten von Modell A

---

## Varianten des EOM

- Keine strategische Reserve: Vertriebe haben komplett eigenständige System bereitzustellen, wofür entsprechende Anreiz- und Sanktionsmechanismen zu etablieren sind
- VKU-Modell („Leistungsmarkt“)

# Modell B: Vertriebsobligationen (1/3)



## Modell B: Vertriebsobligationen (2/3)

---

### Zentrales Charakteristikum

Regulierer verpflichtet die Vertriebe, mit „Blick in die Zukunft“ Kapazität bereitzustellen

### Varianten und damit jeweils einhergehende Probleme

- Eher Output-orientierte Vorgaben des Regulierers
  - Probleme:
    - Expertise des Regulierers zur Beurteilung von Maßnahmen der Vertriebe?
    - Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen wohl schwierig, da „Umgehung“ der Output-orientierten Vorgaben nicht immer einfach feststellbar → Transaktionskosten
- Eher Input-orientierte Vorgaben des Regulierers
  - Detaillierte (und damit in gewissem Umfang Input-orientierte) Vorgaben des Regulierers, bestimmte Kapazität für bestimmten Zeitraum zu beschaffen (dann ggf. bezüglich einiger Aspekte Übergang zum Modell C)
  - Problem: Durch Begrenzung des Spielraums der Vertriebe wird auch deren Innovationspotential eingeschränkt

## Modell B: Vertriebsobligationen (3/3)

---

### Umsetzungsfragen und (weitere) Probleme

- Schwankende Marktanteile bei den Vertrieben (mögliche Lösung: Sekundärmarkt für Kapazitätsvorhaltungsverantwortung, aber sehr hohe TAK und wohl auch Marktmachtprobleme)
- Zu klären: Welche Aufgaben (z. B. Regelleistung) werden zentral bereitgestellt

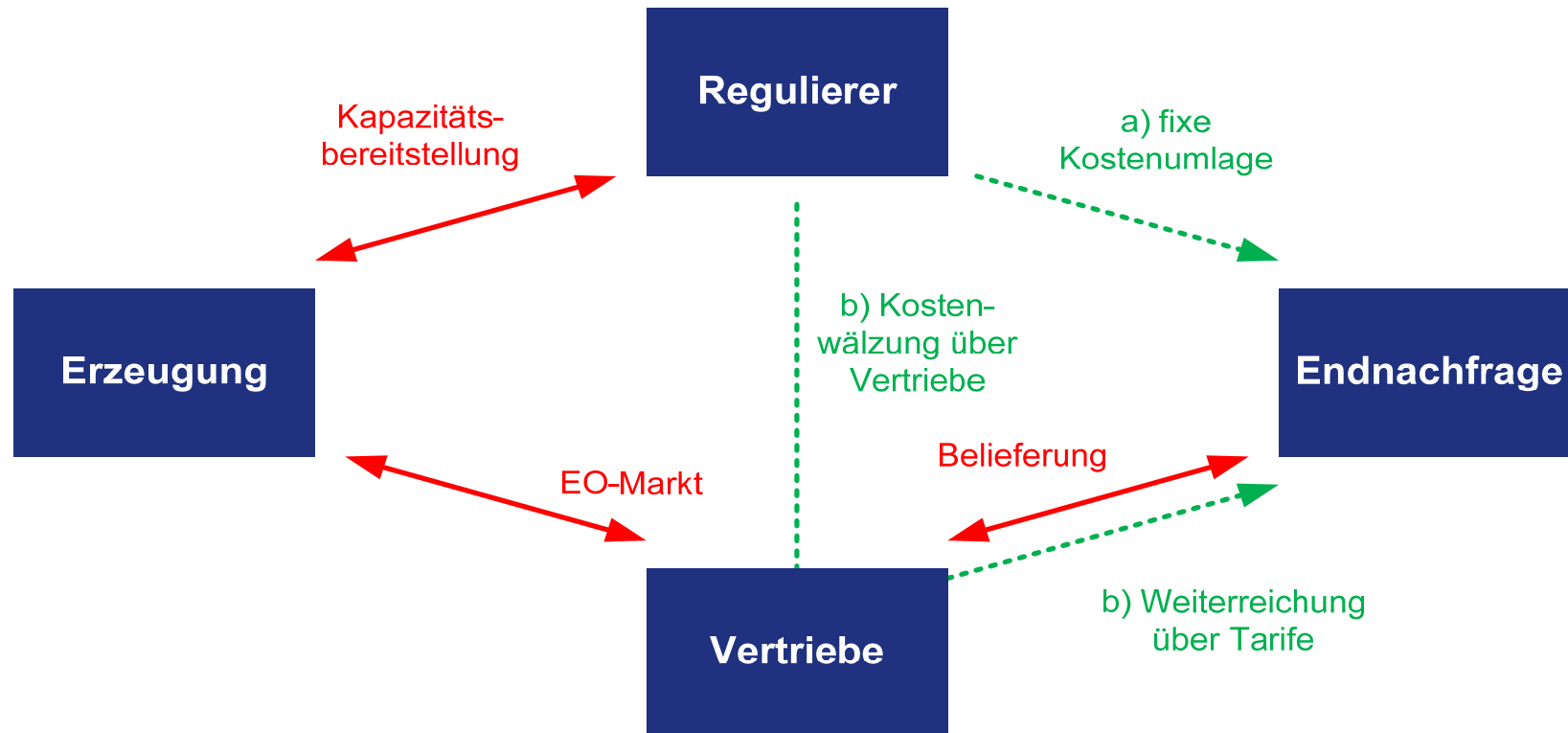
### Potentielle Vorteile (insbesondere gegenüber Modell C)

- Innovationspotentiale bei Vertrieben im Falle Output-orientierter Vorgaben (Umfang? Relevanz?). Aber inwieweit funktionieren Output-orientierte Vorgaben?
- Abwägung zwischen Kapazitätsbereitstellung und DSM durch Vertriebe (und nicht durch Regulierer)? Nein, denn Regulierer muss ja Vorgabe zur Höhe der bereitzustellenden Kapazität vornehmen (genau wie bei Modell C)

### Nachteile

- Verzicht auf Synergieeffekte bei einigen Aufgaben
- Einzelne Vertriebe sind verantwortlich für langfristige, hohe Investitionen mit einer recht hohen Spezifität (bzw. Probleme bei Transaktionen auf Sekundärmarkt)
  - strategische Spiele der Wettbewerber (intertemporale Kostenzuordnung) bzw. allgemeines und sehr hohes Marktrisiko
  - hohe Kapitalkosten
  - außerdem ggf. geringe Wettbewerbsintensität

# Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (1)



## Eigenschaften:

- Regulierer ermittelt Kapazitätsbedarf (wie Input- bzw. wie Output-orientiert?) und führt die Beschaffung selbst durch
- Umlage der Kosten der Kapazitätsbeschaffung
  - direkt durch Regulierer (ohne Einbezug der Vertriebe)
  - über Vertriebe unter Rückgriff auf vom Regulierer festzusetzende diesbezügliche Regeln
- Kapazitätzertifikate und/oder Kapazitätsoptionen



# Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (2)

## Einbau von Optionselementen

- Ausübungspreise  $\leftrightarrow$  Grenzkosten des Betriebs
  - Abwägungen zur Höhe der Ausübungspreise: Vor-/Nachteile von Ausübungspreisen nahe an den Grenzkosten
    - (+) Kosten der Risikoübernahme / Kapitalkosten
    - (?-) Stärkere Technologiedifferenzierung erforderlich
    - (-) Höhere Kosten für Planung, Administration und Anpassungen
  - Nähe der Ausübungspreise zu Grenzkosten der Erzeugung sinnvoll
    - fluktuierende EE (f-EE) mit  $GK = 0 \rightarrow$  Ausübungspreis = 0
    - Erzeugung im Bereich der Residuallast (RL): Nähe der Ausübungspreise zu den Grenzkosten wird u.a. durch den Umfang der Technologiedifferenzierung bedingt
- Optionselemente bei Speichern nicht möglich
- Angebot von Derivaten durch Regulierer zur (partiellen) Absicherung der Vertriebe?!

## Differenzierungsmöglichkeiten bei Kapazitätsoptionen

- Technologie (Wettbewerb vs. Planung / Input- vs. Output-Orientierung)
- Alt-Neu-Anlagen: Verteilungswirkungen, Opportunismusproblem bzw. vermeintliches Opportunismusproblem ( $\rightarrow$  Gerichtsverfahren und TAK)
- Standorte
- ...

# Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (3)

## Gestaltungsparameter

- Laufzeit von Verträgen bzw. der (veränderten) Zuordnung von Rechten
  - Laufzeit
  - Verlängerungs-/Abbruchoptionen
  - ggf. sogar Übernahme-/Kaufoptionen
- Vergabe / Auswahl
  - Auktion
  - (Listen-)Preis-Angebot (wie im EEG)
  - direkte Verhandlungen (wie bei Kraftwerken in Kraftwerksreserve)
- Vergütungshöhe
  - Festlegung in Auktion
  - planerische Festlegung
    - durch Politik (Legislative und/oder Exekutive)
    - durch Regulierungsbehörde (infolge politischer Selbstbindung)
    - diverse Zwischen- und Mischformen
  - außerdem: Regeln zur automatischen Anpassung im Zeitablauf (ggf. in Abhängigkeit von Markt- oder Umweltentwicklung)
- Zeitliche Struktur der Vergütungsauszahlung und Kapitalbereitstellung
- Verfügbarkeitsanreize
  - ...  $\leftrightarrow$  Zeitliche Struktur der Vergütungsauszahlung
  - Strafzahlungen
- Risikoallokation und Indexierungen
- Nachverhandlungs-/Anpassungsregeln

**Ggf. Übergang zu Procurement-Verträgen bzw. sogar vertikale Integration zum Regulierer (über ÜNB), insbesondere bei Kontrahierungs- und/oder Marktmachtproblemen zu erwägen**