

Berliner Energietage 2013  
Workshop „Strommarktdesign und Flankierung der erneuerbaren Energien im Umbruch?“  
Berlin, 16.05.2013

## **Ein zukunftsfähiges Stromsektordesign aus der Sicht der Institutionenökonomik**

Prof. Dr. Thorsten Beckers  
Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP)

*Dieser Vortrag basiert auf gemeinsamen Forschungsarbeiten  
mit Albert Hoffrichter, Prof. Dr. Christian von Hirschhausen und Daniel Weber.*

# Agenda

---

## 1) Zielsystem und Methodik

## 2) Grundlegende Ansätze für das institutionelle Sektordesign

2.A) Energy-only-Markt + Strategische Reserve (Modell A)

2.B) Vertriebsobligationen (Modell B)

2.C) Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (Modell C)

## 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)

## 4) Fazit

# Zielsystem und Methodik

## Zielsystem

- Kosteneffizienz (Konsumenten- und/oder Wohlfahrtsperspektive)
  - Speziell langfristig effiziente Investitionen im Hinblick auf Klima- und Umweltschutzziele
- Versorgungssicherheit

## Methodik

- Rückgriff auf Erkenntnisse der (Neuen) Institutionenökonomik (insbesondere Transaktionskostentheorie) und der Industrie- sowie Wohlfahrtsökonomik
- Weiterhin
  - Berücksichtigung technisch-systemischer Erkenntnisse
  - Internationale Erfahrungen

# Bewertungskriterien

## Effektivität (von Transaktionskosten im Bereich von Politik und Regulierung abstrahierend)

- Kosteneffizienz (Konsumenten- und/oder Wohlfahrtsperspektive)
  - Speziell langfristig effiziente Investitionen im Hinblick auf Klima- und Umweltschutzziele
- Versorgungssicherheit

## Transaktionskosten (TAK), speziell im Kontext politischer und regulatorischer Entscheidungen

### Ex ante Transaktionskosten (Auswahl)

- Design
  - Komplexität und Umfang der (i.d.R. vom Regulierer) vorzubereitenden / zu fällenden Entscheidungen
  - Know-How-Bedarf und bestehendes Know-how des Regulierers
- Politische Durchsetzung
  - Verteilungswirkungen
  - Komplexität, Verständlichkeit für Politik etc.
  - Robustheit im politischen Prozess
- (Erst-)Implementierung

### Ex post Transaktionskosten (Auswahl)

- Administration und Korrekturen (eingesetzte Instrumente, z.B. Ausüben von Optionen)
  - Administration
  - Anpassungsfähigkeit / Flexibilität bei bestehenden (Vertrags-)Beziehungen
- Anpassungen bei Instrumentenauswahl und -design sowie (Folge-)Implementierungen
  - Stark abhängig von Kompetenzzuordnung zw. Regulierer, Exekutive und Legislative
  - Anpassungsfähigkeit / Flexibilität
- Siehe ex-ante TAK

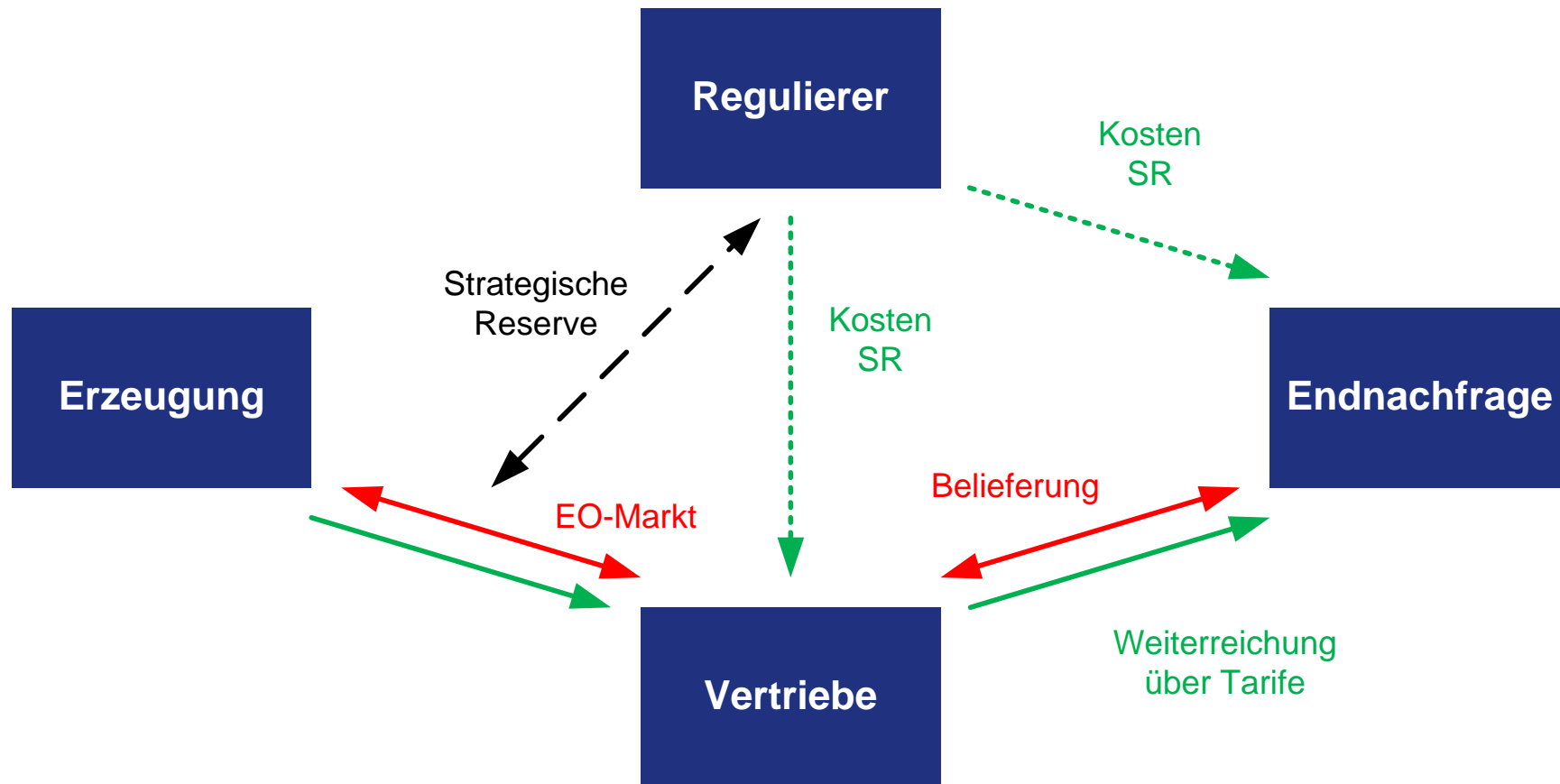
## Außerdem: Unsicherheit bezüglich der Wirkungen und diesbezügliche politische Einstellung

# Agenda

---

- 1) Zielsystem und Methodik
- 2) Grundlegende Ansätze für das institutionelle Sektordesign
  - 2.A) Energy-only-Markt + Strategische Reserve (Modell A)
  - 2.B) Vertriebsobligationen (Modell B)
  - 2.C) Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (Modell C)
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Fazit

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



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

## 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“)

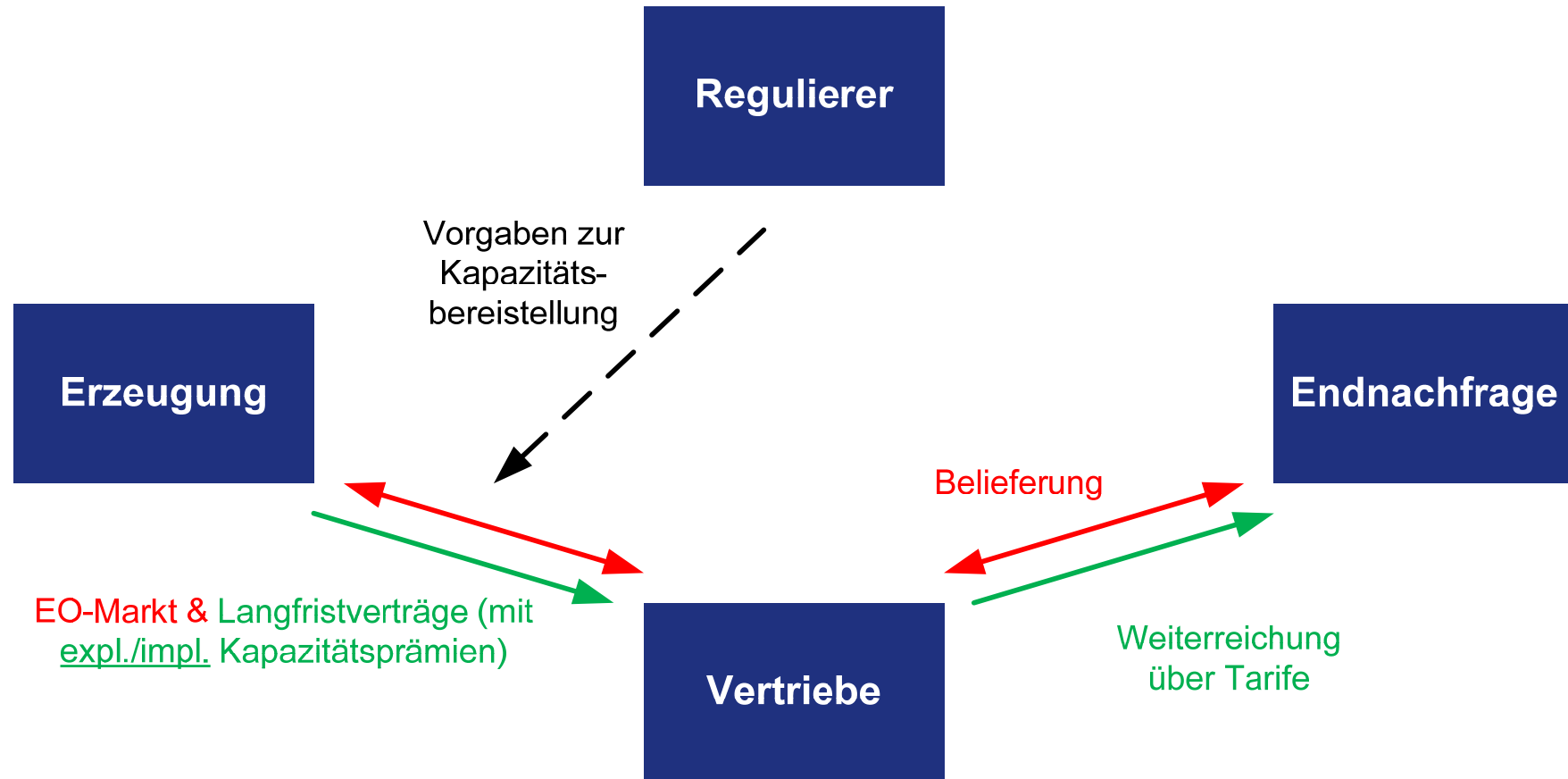


# Agenda

---

- 1) Zielsystem und Methodik
- 2) Grundlegende Ansätze für das institutionelle Sektordesign
  - 2.A) Energy-only-Markt + Strategische Reserve (Modell A)
  - 2.B) Vertriebsobligationen (Modell B)
  - 2.C) Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (Modell C)
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Fazit

# 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

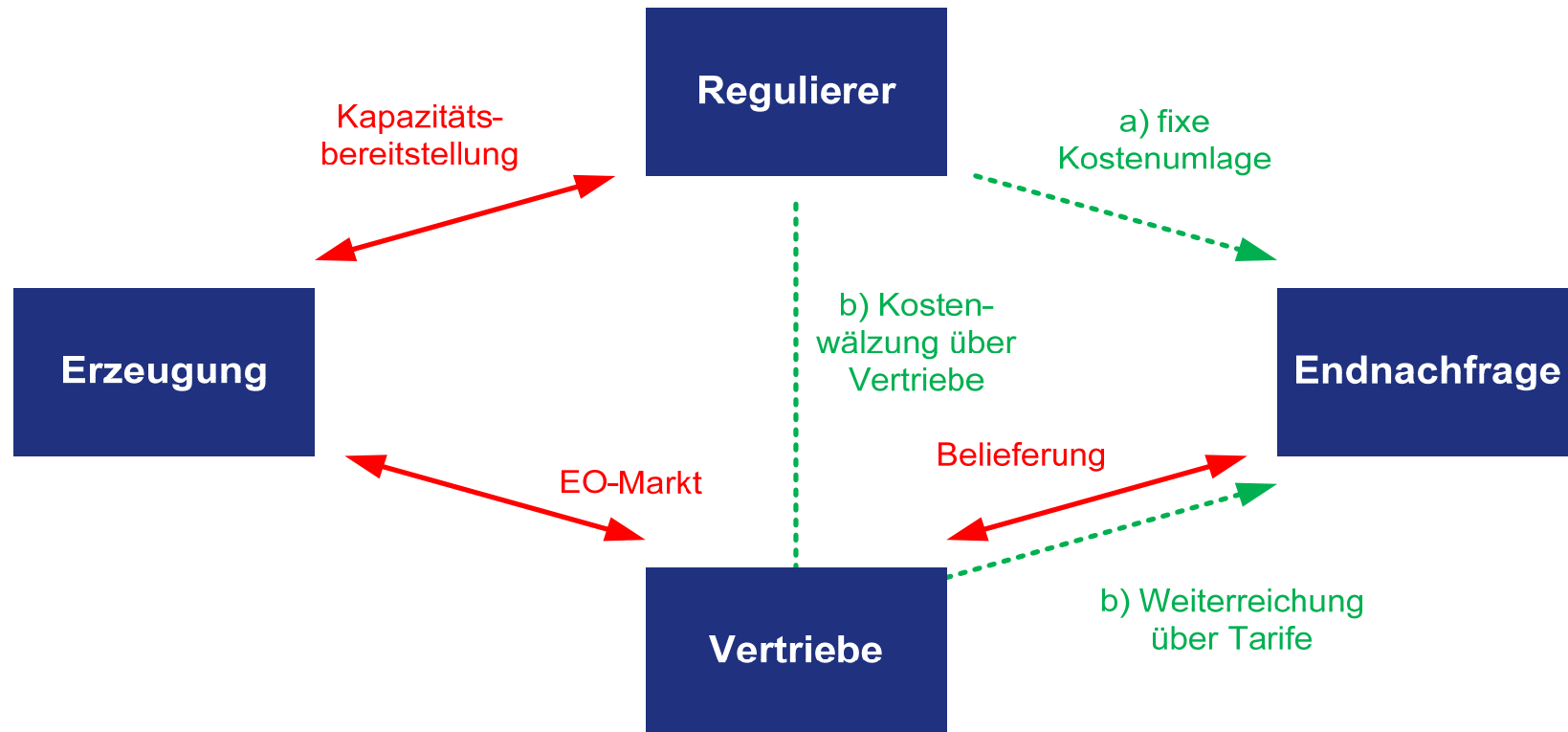
- Verzicht auf Synergieeffekte bei einigen Aufgaben
- Einzelne Vertriebe sind verantwortlich für langfristige, hohe Investitionen mit einer recht hohen Spezifität (bzw. Probleme bei Transaktionen auf Sekundärmarkt)
  - strategische Spiele der Wettbewerber (intertemporale Kostenzuordnung) bzw. allgemeines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

# Agenda

---

- 1) Zielsystem und Methodik
- 2) Grundlegende Ansätze für das institutionelle Sektordesign
  - 2.A) Energy-only-Markt + Strategische Reserve (Modell A)
  - 2.B) Vertriebsobligationen (Modell B)
  - 2.C) Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (Modell C)
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Fazit

# Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (1/3)



## 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
- Kapazitätscertifikate und/oder Kapazitätsoptionen

# Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (2/3)

## 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] (3/3)

## 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
  - ... ↔ 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**



# Agenda

---

- 1) Zielsystem und Methodik
- 2) Grundlegende Ansätze für das institutionelle Sektordesign
  - 2.A) Energy-only-Markt + Strategische Reserve (Modell A)
  - 2.B) Vertriebsobligationen (Modell B)
  - 2.C) Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (Modell C)
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Fazit

# Vergleichende Diskussion mit Bezug zur RL

---

- **Modell B (Vertriebsobligationen) hat wohl keine relevanten Vorteile gegenüber Modell C (Kapazitätsoptionen), aber diverse Nachteile**
- **Bei langfristiger Betrachtung: theoriegeleitete Analyse deutet auf Vorteile von Modell C gegenüber Modell A hin ...**
  - Qualität der Arbeit des Regulierers (und damit der Planung) bedingt Effektivität und Effizienz
  - Wichtig: sehr gute Governance für Planung (Regulierung)
- **... aber die Bedeutung dieser Erkenntnis für kurzfristig anstehende Entscheidungen ist nicht ganz klar**
  - Zunächst fokussierter Einsatz der Kapazitätsoptionen?
    - Bei Berücksichtigung der Konsumentenperspektive tendenziell sinnvoll, da Vorteile die Nachteile überwiegen dürften
  - Wann sollte Umstieg von Modell A (EOM+SR) auf Modell C (Kapazitätsoptionen) erfolgen?  
Zu beachten:
    - Renteneffekte (bei Umstieg sowie bei „Zwischenlösungen“)
    - Kein Opportunismus gegenüber Investoren (im Kontext eines Umstiegs sowie von „Zwischenlösungen“)
    - Planung des Instrumenteneinsatzes (sowohl im Falle von Kapazitätsoptionen als auch bei SR und verwandten Modellen)
    - Politische (Transaktions-)Kosten im Kontext eines Umstiegs bzw. beim Warten
  - Wichtig: Umso länger auf Modell A (EOM + SR) zurückgegriffen wird, umso wichtiger ist es, dass Modell C „fertig in der Schublade“ liegt

# Fluktuierende Erneuerbare Energien (f-EE)

## Einordnung

- EEG enthält „unvollständige Kapazitätsoptionen“
- Direktvermarktung möglich: Der Investor besitzt unsinnigerweise (und abweichend von den in der Literatur diskutierten Kapazitätsoptionen) eine Call-Option mit Ausübungspreis in Höhe des FIT und kann den Strom am Spotmarkt verkaufen → Direktvermarktung verbieten und damit „richtige“ Kapazitätsoptionen schaffen

## Ausschreibungen sinnvoll? Wohl Nein!

## Standortkomponenten sinnvoll? Wohl Nein!

## Einbezug von Marktpreiselementen in FIT bei f-EE sinnvoll? Ggf. auch über sinnvoll ausgestaltete Marktprämie?

- Mögliche Vorteile
  - Als Anreiz zur Beeinflussung des Anlagenbetriebs: Vorteile kaum von Relevanz
  - Beeinflussung der Anlagenauslegung (zu diskutieren: zentrales oder dezentrales Know-how zuständig für Anlagenauslegung? dynamische Wirkungen bei regulatorischer Zuständigkeit und bei marktpreisgetriebenen Anreizen?)
  - Als Mechanismus zur Anpassung der Höhe der FIT: Vorteile möglich, da ggf. Reduktion politischer TAK (Bedeutung?)
- Mögliche Nachteile
  - Höhere Kapitalkosten und korrespondierend damit Vorteile für „große Investoren“ (Verteilungswirkungen! Ggf. Marktmachtprobleme!)

## Problembereiche des EEG bei f-EE

- Anpassungsprozess der Höhe der FIT
- „Goldenes Ende“
- Zeitliche Struktur der Vergütung und Kapitalbereitstellung

# Steuerbare Erneuerbare Energien (s-EE) und Speicher

---

## Steuerbare Erneuerbare Energien (s-EE)

- Marktprämien-ähnliche Modelle können oftmals sinnvoll sein
- EEG-Gas vermutlich sinnvoll

## Speicher

- Kapazitätzertifikate (durch Verzicht auf Optionselemente / Ausübungspreis)
- Inwieweit erfolgen gesamtwirtschaftlich sinnvolle Einsatzentscheidungen durch Spotmarkt getriebenen Betrieb?

# Agenda

---

- 1) Zielsystem und Methodik
- 2) Grundlegende Ansätze für das institutionelle Sektordesign
  - 2.A) Energy-only-Markt + Strategische Reserve (Modell A)
  - 2.B) Vertriebsobligationen (Modell B)
  - 2.C) Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren] (Modell C)
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Fazit

# Fazit

---

- **Ergebnisse der institutionenökonomischen Analyse zur Kapazitätsbereitstellung sowie zur Koordination zwischen Erzeugung und Vertrieben / Nachfragern gelten „übergreifend“ und nicht speziell nur für EE oder RL**
- **EE**
  - Kapazitätsoptionen
  - „EEG 2.0“ sollte wesentliche Grundgedanken des „EEG 1.x“ (speziell bei fluktuierenden EE) auf, aber Defizite des EEG 1.x sind zu beseitigen
- **RL**
  - Langfristig in jedem Fall Kapazitätsoptionen sinnvoll (Modell C)
  - Bei entsprechendem Zielsystem (Konsumentenperspektive!) Umstieg über fokussierten Einsatz hin zu breitem Einsatz von Kapazitätsoptionen sinnvoll
  - Wichtig: Umso länger auf Modell A (EOM + SR) zurückgegriffen wird, umso wichtiger ist es, dass Modell C „fertig in der Schublade“ liegt
  - Auch Procurement-Verträge und vertikale Integration Erzeugung-Regulierer (über ÜNB) partiell wohl sinnvoll – insbesondere bei Kontrahierungs- und/oder Marktmachtproblemen

---

**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