

Konferenz „Kommunales Infrastruktur-Management“
Berlin, 21. Juni 2013

Zentrale Optionen für das institutionelle Stromsektordesign und Auswirkungen auf kommunale Aktivität

Thorsten Becker, Albert Hoffrichter
Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP)

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

Agenda

1) Zielsystem und Bewertungskriterien sowie Methodik

2) Zentrale Optionen für das institutionelle Sektordesign

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

2.B) Modell B: Vertriebsobligationen

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

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

4) Auswirkungen auf eine kommunale Beteiligung an der Finanzierung

5) Fazit

Zielsystem und Bewertungskriterien (exkl. Punkt 4) sowie Methodik

Zielsystem

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

Bewertungskriterien

- Effektivität im Hinblick auf Ziele
- Zu beachten: Transaktionskosten (TAK), speziell im Kontext politischer und regulatorischer Entscheidungen
- Außerdem: Unsicherheit bezüglich der Wirkungen und diesbezügliche politische Einstellung

Methodik

- Rückgriff auf Erkenntnisse der (Neuen) Institutionenökonomik (insbesondere Transaktionskostentheorie) und der Industrie- sowie Wohlfahrtsökonomik
- Dabei sind zu berücksichtigen
 - Technisch-systemische Erkenntnisse
 - Internationale Erfahrungen

Agenda

1) Zielsystem und Bewertungskriterien sowie Methodik

2) Zentrale Optionen für das institutionelle Sektordesign

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

2.B) Modell B: Vertriebsobligationen

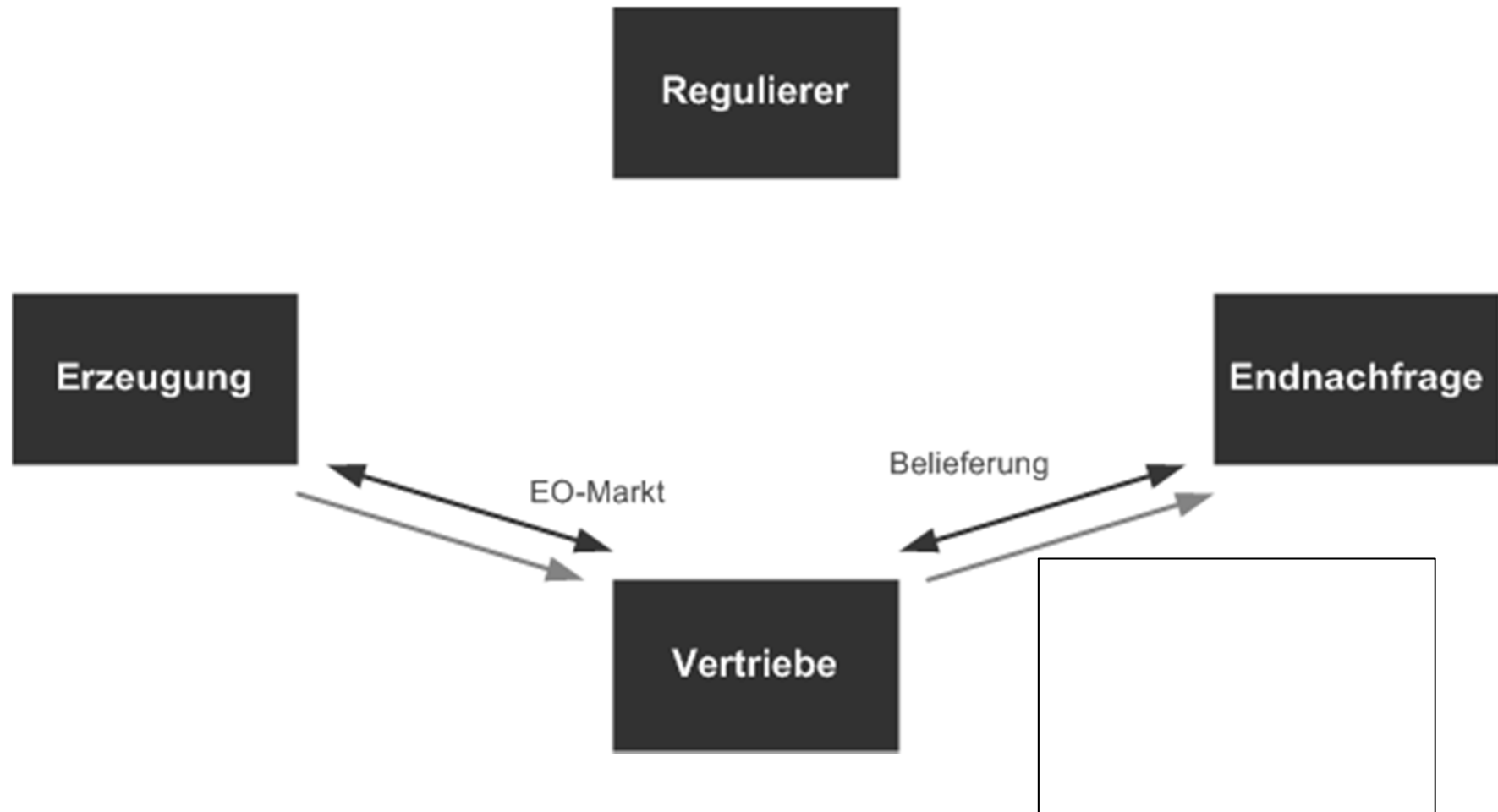
2.C) Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren]

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

4) Auswirkungen auf eine kommunale Beteiligung an der Finanzierung

5) 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

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

Förderung von EE

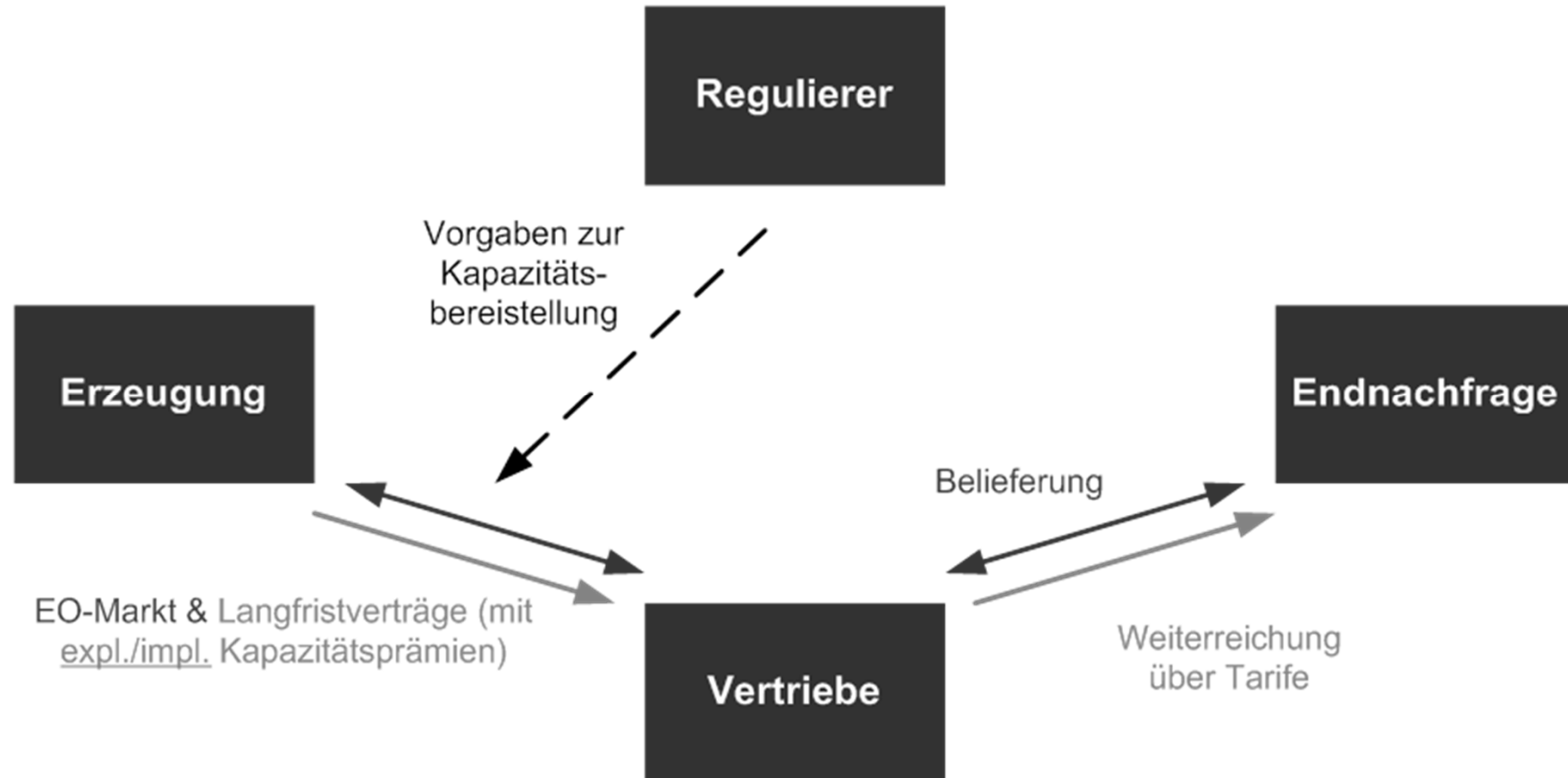
- Quotenmodell als konsistenter Ansatz im Kontext des EOM (Problem: extrem hohe TAK)
- EEG-Ansatz passt nicht in das Modell A; insofern – bei differenzierter Berücksichtigung von EE und RL – Mischmodell im Status quo in Deutschland (und kein reines Modell A)

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

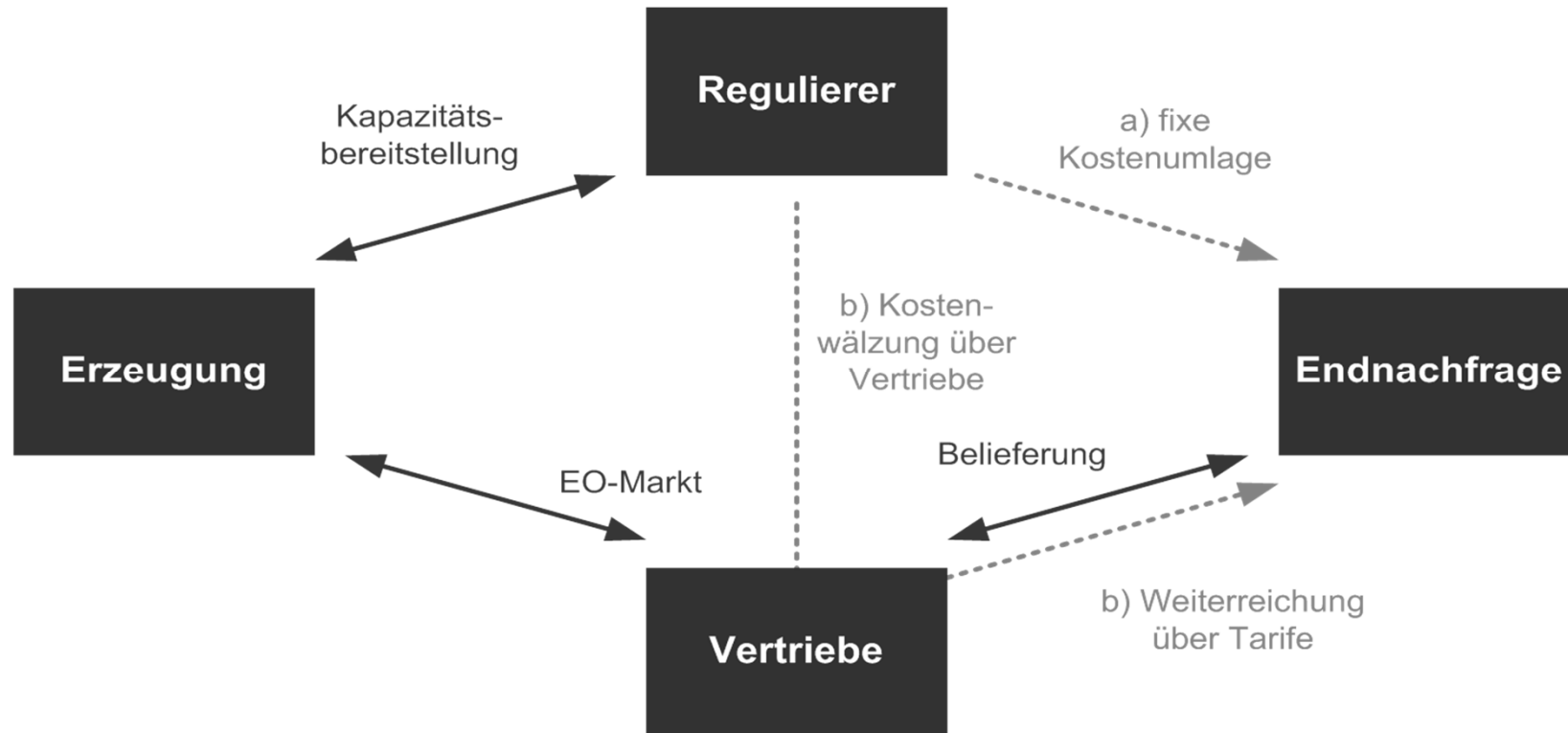
Potentielle Vorteile (insbesondere gegenüber Modell C)

- 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] (1/3)



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
- Kapazitätiszertifikate 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 Bewertungskriterien sowie Methodik
- 2) Zentrale Optionen für das institutionelle Sektordesign
 - 2.A) Modell A: Energy-only-Markt + Strategische Reserve
 - 2.B) Modell B: Vertriebsobligationen
 - 2.C) Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren]
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Auswirkungen auf eine kommunale Beteiligung an der Finanzierung
- 5) 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

Klare Mengenvorgaben und Ausschreibungen sinnvoll? Wohl (zumindest vorerst) 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 Bewertungskriterien sowie Methodik
- 2) Zentrale Optionen für das institutionelle Sektordesign
 - 2.A) Modell A: Energy-only-Markt + Strategische Reserve
 - 2.B) Modell B: Vertriebsobligationen
 - 2.C) Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren]
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Auswirkungen auf eine kommunale Beteiligung an der Finanzierung
- 5) Fazit

Auswirkungen auf eine kommunale Beteiligung an der Finanzierung

- **Modell A („EOM“)**
 - Deutliche Vorteile für große Unternehmen
 - Dies dürfte auch für das „VKU-Modell“ (Variante von Modell A) gelten
- **Modell B (Vertriebsobligationen)**
 - Durch Beteiligungen, Verträge und/oder den Einbezug von Dienstleistern können verschiedene Aufgaben, die bei dem Modell B auf Unternehmen zukommen, auch von kleinen Playern „erledigt“ werden
 - Je höher der Grad an Standardisierung (durch zentrale Vorgaben) ist, desto geringer sind die Nachteile kleiner Unternehmen
 - Kleine Unternehmen dürften jedoch relativ große Probleme mit Sekundärmarkt-Aktivitäten haben
- **Modell C (Kapazitätsoptionen)**

Größenvorteile nicht stark ausgeprägt
- **Speziell Erneuerbare Energien: Nachteile kleiner Unternehmen bei Modellen, die mit hohen TAK einhergehen (Quote, Ausschreibungen, ...)**

Agenda

- 1) Zielsystem und Bewertungskriterien sowie Methodik
- 2) Zentrale Optionen für das institutionelle Sektordesign
 - 2.A) Modell A: Energy-only-Markt + Strategische Reserve
 - 2.B) Modell B: Vertriebsobligationen
 - 2.C) Modell C: Kapazitätsoptionen [Regulierer-Investoren]
- 3) Vergleichende Diskussion mit Bezug zu Residuallast (RL) und Erneuerbaren Energien (EE)
- 4) Auswirkungen auf eine kommunale Beteiligung an der Finanzierung
- 5) Fazit

Fazit

(bzgl. Einordnung der institutionellen Ansätze an sich)

- **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, Tel. Nr. 030-314-23243 / 0163-8479465

Albert Hoffrichter: ah@wip.tu-berlin.de, Tel. Nr. 030-314-78773