

# **Strommarktdesign der Zukunft. Die Topologie der aktuellen Debatten (so neutral wie möglich ...)**

**Berliner Energietage 2013**

**Workshop der TU Berlin (WIP) und des Öko-Instituts**

**»Strommarktdesign und Flankierung der erneuerbaren  
Energien im Umbruch?«**

**Dr. Felix Chr. Matthes**

**Berlin, 16. Mai 2013**

- **Diskussionen um das Marktdesign des konventionellen Segments**
  - Situation am Ende des Übergangs zum liberalisierten Strommarkt (erstmalig großvolumige Investitionen unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes)
  - Beschleunigung der latenten Strommarktprobleme durch den massiven Ausbau (bestimmter) erneuerbarer Energien
- **Diskussionen um die Perspektiven des Flankierungsrahmens für erneuerbare Energien**
  - Debatte um die EEG-Umlage
  - (zukünftige) Optimierung der erneuerbaren Energien untereinander
  - Umgang mit (Folge-) Kosten der erneuerbaren Energien (Zahlungen, Infrastruktur, Speicher)
- **Diskussionen um die Integration der beiden Segmente (inklusive weiterer Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher etc.)**

- **Kaltreserve (BMWi / aktuelle Gesetzeslage)**
  - ordnungsrechtliche Gewährleistung der (kurzfristigen) Versorgungssicherheit auf
  - Gültig bis 2017
- **Strategische Reserve I (BDEW via. Consentec, Ecofys)**
  - Sicherung von Bestandsanlagen (Herausnahme aus dem EOM)
  - Übergangslösung („bis zur Umsetzung eines robusten Kapazitätsmechanismus“)
- **Strategische Reserve II (BMU/UBA/BEE via. r2b, Ecofys)**
  - Investitionen in Neuanlagen (Betrieb im EOM nur in Ausnahmesituationen)
  - Warte-/Übergangslösung („Nachweis der Nicht-Funktionsfähigkeit des EOM nicht erbracht“)
- **Strategische Reserve III (BMU/BDEW/BEE et al. Mai 2013)**
  - Neu- und Bestandsanlagen gleichzeitig in der SR (Umsetzung?)

- **Umfassender Kapazitätsmarkt mit zentraler Nachfrage (EWI)**
  - Zentrale Nachfrage und Bepreisung aller Kapazitäten
  - „EOM bedarf einer Ergänzung durch Kapazitätszahlungen“
- **Segmentierter Kapazitätsmarkt (BNE via. BET)**
  - Zentrale Nachfrage und Bepreisung von Neubaukapazitäten
  - „EOM bedarf einer Ergänzung durch Kapazitätszahlungen“
- **Fokussierter Kapazitätsmarkt (WWF via. Öko-Institut / LBD)**
  - Zentrale Nachfrage und Bepreisung von Neubaukapazitäten, stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerken
  - „EOM bedarf einer Ergänzung durch Kapazitätszahlungen“
- **Umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage und Ausschreibung für Erneuerbare (VKU via. Enervis / BET)**
  - Dezentrale Nachfrage und Bepreisung aller Kapazitäten
  - Ausschreibungsmodell für Kapazitäten erneuerbarer Energien
  - „EOM bedarf einer Ergänzung durch Kapazitätszahlungen“

- **„Do nothing“ oder Strategische Reserve**
  - Die Wahrscheinlichkeit, dass der EOM über Preisspitzen hinreichende Deckungsbeiträge für Kraftwerkserhalt, Neuinvestitionen und Flexibilisierung der Nachfrageseite (d.h. auch die notwendigen Investitionen) ist hoch
  - Handlungsnotwendigkeiten ergeben sich – wenn überhaupt – nur aus einer nationalen Perspektive (die notwendigen Investitionen/Maßnahmen werden durch den EOM angereizt, nur möglicherweise eben im Ausland)
  - Alle anderen Markteingriffe tragen – in vielerlei Hinsicht – zu hohe Risiken in sich

- **Umfassende Kapazitätsmärkte**

- Nur eine umfassende Bepreisung aller Kapazitäten führt zu ökonomisch effizienten Ergebnissen
- Differenzierungen sind unnötig, für andere Ziele sind andere Instrumente (EU-Emissionshandel) zuständig oder ist das heutige Marktdesign ausreichend (Flexibilität wird hinreichend über EOM und Regelenergiemärkte angereizt)

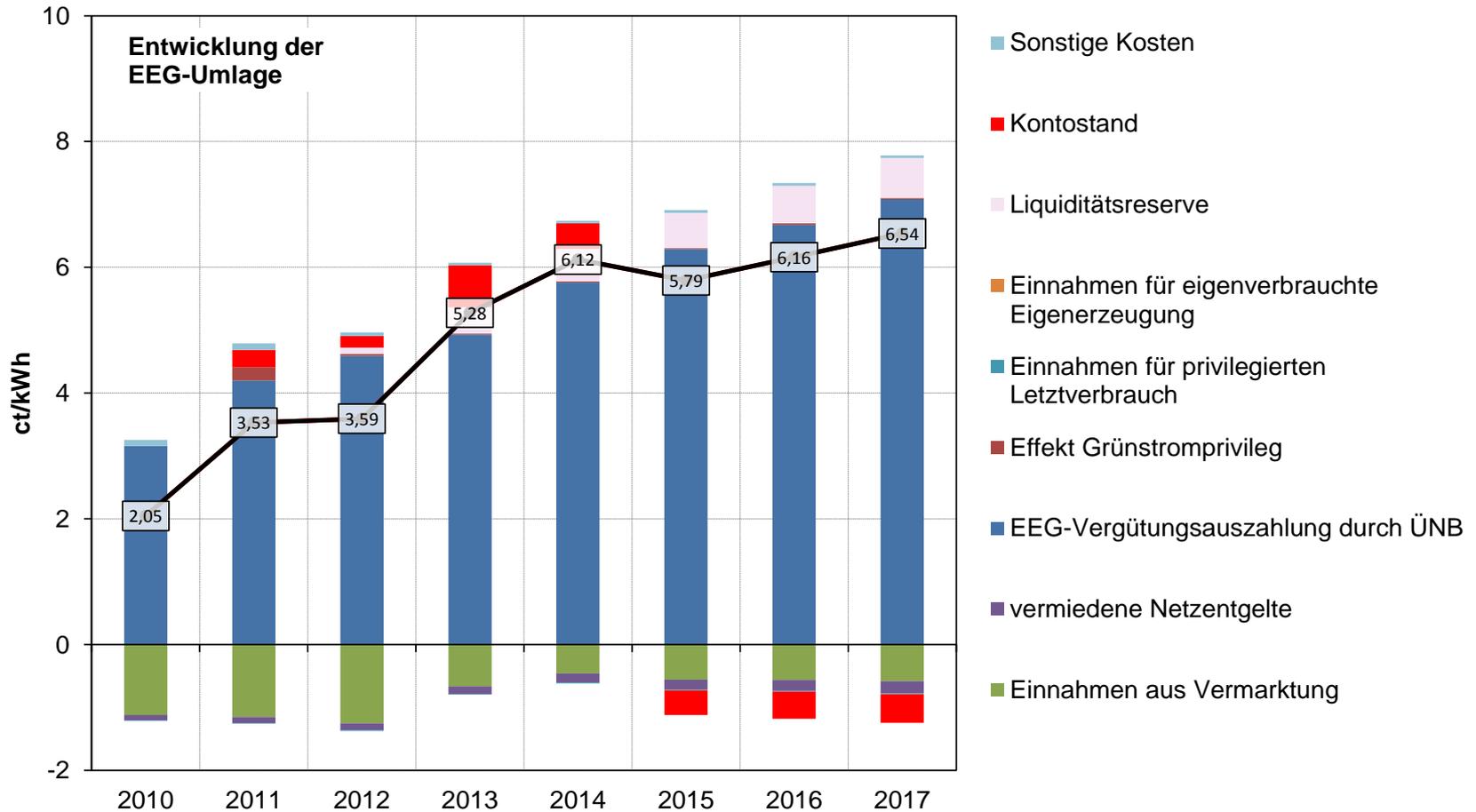
- **Segmentierte/Fokussierte Kapazitätsmärkte**

- Bepreisung von Kapazitäten sollte im Interesse niedriger Kosten für die Stromverbraucher auf die kritischen Bereiche beschränkt werden
- Das System benötigt zusätzliche Imprägnierungen mit Flexibilität und eine Absicherung der Klimaverträglichkeit
- Segmentierungen sind als Einstiegsmodell sinnvoll
- Mögliche Effizienzverluste sind durch die genannten drei Punkte hinnehmbar

- **Zentrale Kapazitätsmärkte**
  - Nur eine Vorgabe des Versorgungssicherheitsniveaus auf zentraler Ebene führt – auch mit einer gewissen Vorausschau (5 bis 7 Jahre) – zu einem effektiven System mit niedrigen Transaktionskosten
  - Neuinvestitionen erfordern längerfristige Kapazitätzahlungen
  - Zentrale Auktionen sind für Markttransparenz (und Effizienz) von zentraler Wichtigkeit
- **Dezentrale Kapazitätsmärkte (ohne regulierte Verpflichtung)**
  - Kapazitätsbedarf kann über die Bottom up-Aggregation des Leistungsbedarf am besten adressiert werden („Privatisierung der Leistungsvorsorge“), damit erfolgt auch eine aktive Integration der Nachfrageseite
  - Investitionen bedürfen keiner längerfristig berechenbaren Kapazitätzahlungen
  - Transaktionskosten sind hinnehmbar

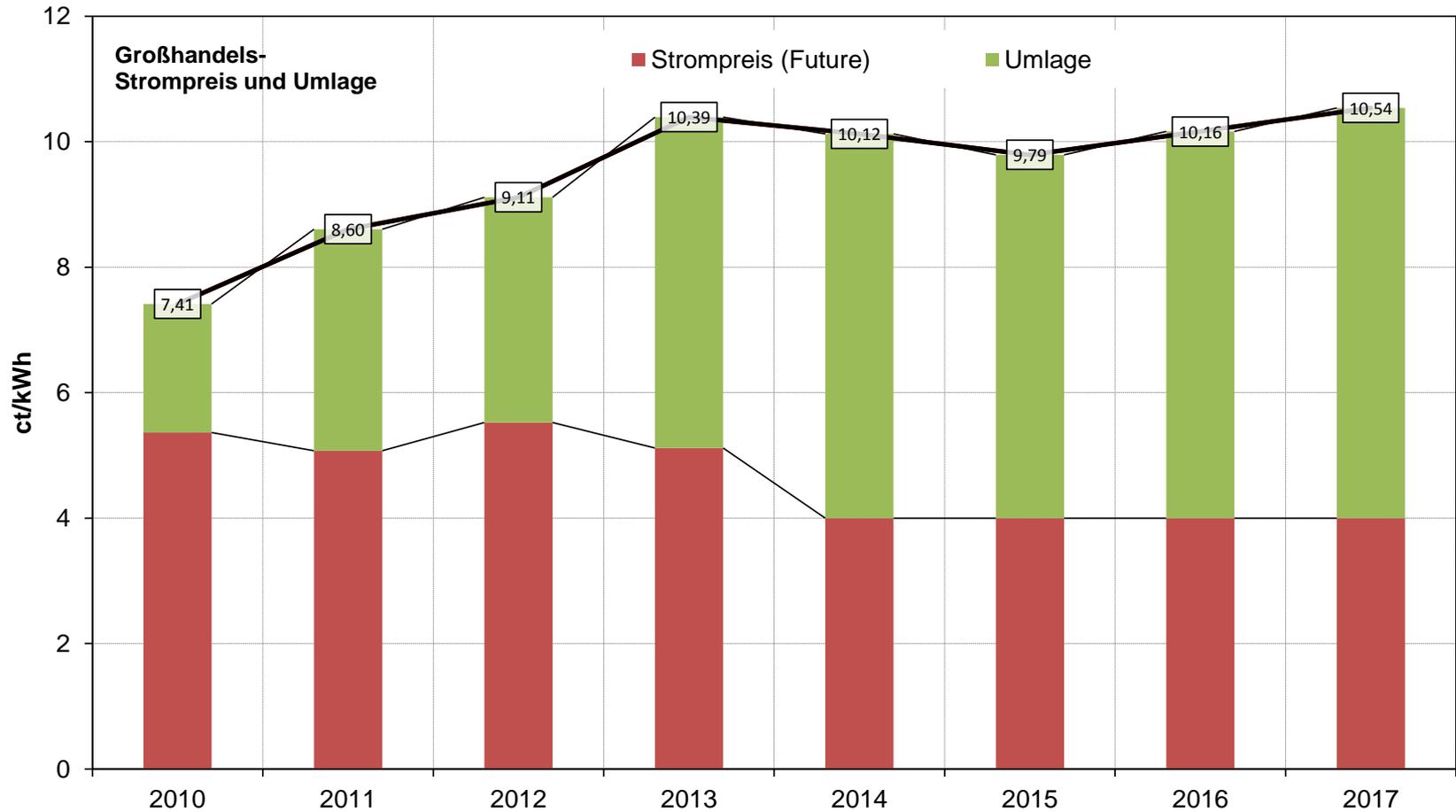
# Exkurs: Kostendebatte um das EEG

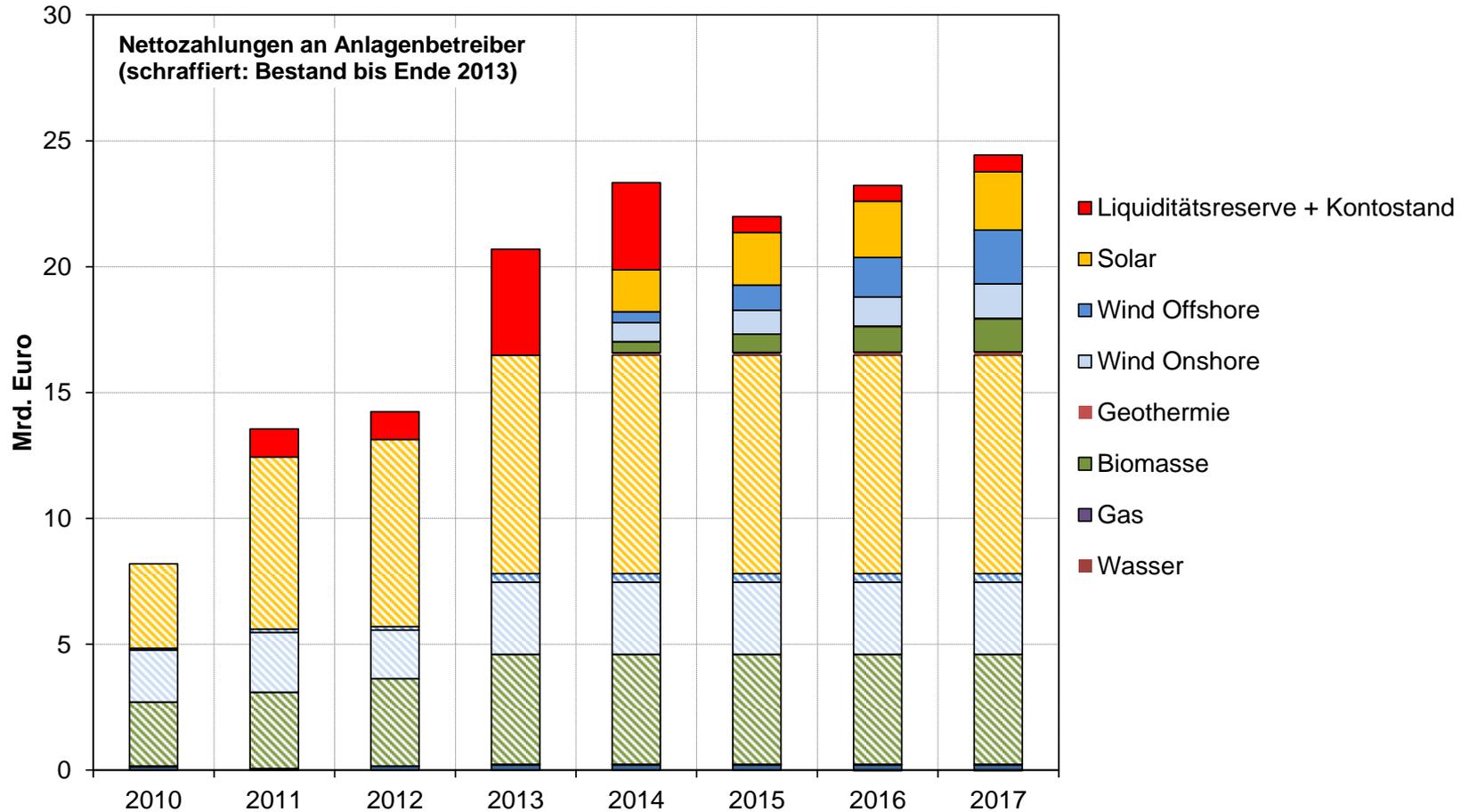
## EEG-Umlage als sinnvolle Orientierungsgröße?



# EEG-Umlage im konkreten wirtschaftlichen Umfeld

## Sind andere Indikatoren nicht sinnvoller?





- **Ceterum censio: Die EEG-Umlage ist kein sinnvoller Bewertungs- oder Steuerungsindikator**
- **Für die Entwicklung der EEG-Umlage gibt es verschiedene signifikante Treiber**
  - Ausbauniveau insgesamt (ggf. beeinflussbar)
  - Ausbauniveau Offshore-Wind (ggf. beeinflussbar)
  - Privilegierung des Eigenverbrauchs (ggf. beeinflussbar)
  - Privilegierungen im Letztverbrauchsbereich (ggf. beeinflussbar)
  - Eingriffe in Bestandszahlungen
  - Strompreisniveaus (letztlich nicht oder nur mittelbar beeinflussbar)
  - Wenig bzw. allenfalls sehr langfristig bedeutsam: andere Vergütungssätze

- **Quotenmodell (RWI, DICE/Haucap für diverse Institutionen)**
  - technologieneutrale Mengenquoten
  - darüber hinaus wenig spezifiziert (und wenn ja, bereits im Entwurfsstadium Abkehr vom reinen Quotenmodell)
  - eher politisches Kampfmodell
- **Ausschreibungsmodelle (Arrhenius-Institut, Enervis / BET für VKU)**
  - technologiedifferenzierte Ausschreibung von längerfristigen Zahlungen (ggf. als Kapazitätzahlungen)
  - unterschiedlich spezifiziert, ggf. kombiniert mit verpflichtender Direktvermarktung
- **Marktprämien-Modelle (Öko-Institut)**
  - schrittweise umzusetzendes Marktprämienmodell mit längerfristigen Kapazitätzahlungen
  - Einbeziehung der Großhandels-Preissignale

- **Inkrementelle Weiterentwicklung des EEG (IZES für BEE etc.)**
  - Im wesentlichen Beibehaltung des heutigen Modells (nicht notwendigerweise für alle Erzeugungsoptionen, aber für die wichtigen)
  - Feintuning der Regelungen (v.a. Referenzertragsmodell für Wind)
- **Sonderthema Kostenverteilung**
  - Einbeziehung der Erzeugung für den Eigenverbrauch
    - erneuerbare Energien
    - ungekoppelte Stromerzeugung
    - Kraft-Wärme-Kopplung
  - Privilegierungstatbestände für den Letztverbrauch
  - Indirekt: EE-Anlagenbetreiber über Strommarkt-Konfrontation
  - Teilweise: Ersatz des heutigen Modells der finanziellen Wälzung durch (Rückkehr zur) physikalischen Wälzung

- **Quotenmodelle**
  - Konfrontation mit dem Strommarkt kann Optimierungspotenziale bei Betrieb und Investition heben
  - Portfoliobereinigung (Technologiebandbreite) ist notwendig
  - Kurzfristige Unterstützungszahlungen sind kein Problem
  - Erhöhte Risikoprämien sind kein (wesentliches) Problem
- **Ausschreibungsmodelle**
  - Konfrontation mit dem Strommarkt kann Optimierungspotenziale bei Betrieb und Investition heben
  - Adressierung einer gewissen Technologiebandbreite, aber auch Portfoliosteuerung sind sinnvoll
  - Investitionen bedürfen längerfristig berechenbarer Kapazitätszahlungen
  - Ausschreibungen können (netto) Kostensenkungspotenziale heben, auch bei Berücksichtigung der (zusätzlichen) Risikoprämien

- **Marktprämienmodelle**

- Konfrontation mit dem Strommarkt kann Optimierungspotenziale bei Betrieb und Investition heben
- Adressierung einer gewissen Technologiebandbreite ist sinnvoll, Portfoliosteuerung aber (noch) nicht
- Investitionen bedürfen längerfristig berechenbarer Kapazitätzahlungen
- Preissteuerung ist angesichts der anderen Veränderungen zur Begrenzung von Risikoprämien (noch) sinnvoll und hinnehmbar

- **Grundsätzliche Weiterführung des Garantiepreismodells**
  - Konfrontation mit dem Strommarkt kann keine Optimierungspotenziale bei Betrieb und Investition heben bzw. diese können regulativ erschlossen werden
  - Adressierung einer gewissen Technologiebandbreite ist sinnvoll
  - Investitionen bedürfen längerfristig berechenbarer (Vollkosten-) Zahlungen, der Strommarkt kann keine sinnvollen Finanzierungsbeiträge für Investitionen leisten
  - Risikoprämien aller anderen Modelle sind nicht hinnehmbar
  - Sonderthema Rückkehr zur physikalischen Wälzung
    - durch Verantwortungsübertragung auf die Bilanzkreisverantwortlichen können (in wesentlichem Umfang) zusätzliche Flexibilitätsoptionen gehoben werden, d.h. die Angebotskurve der Flexibilitätsoptionen ändert sich insgesamt wesentlich
    - die dadurch entstehenden Vorteile überkompensieren die ggf. auftretenden Nachteile durch geringere Transparenz

- **Die Bandbreite der derzeit diskutierten Modelle für Veränderungen des Strommarktdesigns ist groß, trotzdem lassen sich die Vorschläge gut einordnen**
- **Die wesentlichen Ausgestaltungsmodelle bzw. deren Unterschiede lassen sich – jenseits der politischen Debatte – relativ gut aus einer Reihe von Grundannahmen und/oder –Prämissen ableiten (die hier nur auszugsweise dargestellt oder diskutiert wurden)**
- **Die Diskussion über diese Grundannahmen und/oder Prämissen bzw. deren Belastbarkeit schafft oft mehr Klarheit über die Belastbarkeit der Grund-Modelle als (verfrühte und filigrane) Ausgestaltungsdebatten – die oft mehr verdunkeln als erhellen ...**

# Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

**Dr. Felix Chr. Matthes**  
**Energy & Climate Division**  
**Büro Berlin**  
**Schicklerstraße 5-7**  
**D-10179 Berlin**  
**f.matthes@oeko.de**  
**www.oeko.de**

