

Ganzheitliches Marktdesign: Gestaltungsoptionen für ein Strommarktsystem mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

BEE Plattform Systemtransformation, 17.09.2013

Matthias Reeg

DLR Stuttgart – Institut für Technische Thermodynamik –
Abteilung: Systemanalyse und Technikbewertung



Wissen für Morgen



Ziele und Herausforderungen der Energiewende

Ziel: Erreichung der Ziele der Energiewende bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

→ Intensive wissenschaftliche und politische Diskussion: Einigkeit nur über die Notwendigkeit eines „neuen“ bzw. „angepassten“ Marktdesigns (MD).

Was sind die potenziellen Gefahren, die den Transformationsprozess blockieren könnten?

1. Aufheben der Investitionssicherheit bei den EE.
2. Zunehmende Netzingpässe auf ÜN- und vor allem VN- Ebene
 - Was passiert, wenn § 6 EEG (Härtefallregelung) wegfällt?
3. Gesellschaftliche Akzeptanz bei Beibehaltung der EEG-Umlage als Indikator für Kostenfrage.
4. Keine ausreichenden Flexibilitäten im System (Nachfrageseite, konv. Erzeugungsseite, Speicher, Netzte).



Angenommene zukünftige Entwicklung

- Festhalten an klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung:
 - 2020: (mindestens) 35 % EE an Bruttostromverbrauch.
 - 2030: 50% / 2040: 65% / 2050: (mindestens) 80%.
 - davon über zwei Drittel fluktuierende EE (fEE).
 - 2022: vollständiger Kernkraftausstieg.
- Derzeit ausreichend Kapazitäten im System, aber Adäquatheit gesicherter Leistung (*Adequacy*) und vor allem, ob diese im Bedarfsfall auch ausreichend kurzfristig einsatzbereit ist (*Security*) zukünftig fragwürdig.
- Immer kleiner werdender konventioneller Kraftwerkspark (Volllaststunden).
- Zunehmend steilere Residuallastgradienten:
 - Notwendigkeit von mehr Flexibilität (Netzausbau, Speicher, Demand Response (DR), regelbare konv. und EE-KW).
- Neues „Missing-Money-Problem“ bei fEE - nachhaltige Refinanzierung über heute existierende Marktstrukturen – fragwürdig, da:
 - Marktwertverlust der fEE durch Gleichzeitigkeitseffekt
 - Regelenergiemarkt wird übersättigt (alte Anbieter + EE + GT + PSW)
 - Lokales Direktvermarktungspotential begrenzt



Bewertungskriterien für ein zukünftiges Marktdesign

(1) Langfristige Planungssicherheit:

Unsicherheit bei langen Genehmigungs-, Planungs- und Bauphasen sowie langen Kraftwerkslebensdauern schlägt sich durch Risikoaufschläge bei Kapitalkosten nieder.

(2) Vollkostendeckung:

bei fEE-dominiertem KW-Park spielen variable Anteile eine wesentlich geringere Bedeutung zur Vollkostendeckung als fixe Investitions- und Betriebskosten.

(3) Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize:

veränderte standortspezifische Anforderungen, da die Wirtschaftlichkeit von fEE entscheidend einerseits von meteorologischen Standortbedingungen abhängt und andererseits Netze zunehmend Engpässe aufweisen.

(4) Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen:

Zukünftiger Erzeugerpark wird von immer mehr und kleineren Akteuren geprägt sein. Fragen des Marktzugangs immer wichtiger.

(5) Anreizen von Flexibilitäten:

Hohe fluktuierende EE-Anteile können nur vernünftig ins System integriert werden, wenn alle Flexibilitätsoptionen effizient erschlossen werden.

(6) Integrationstiefe und Komplexität:

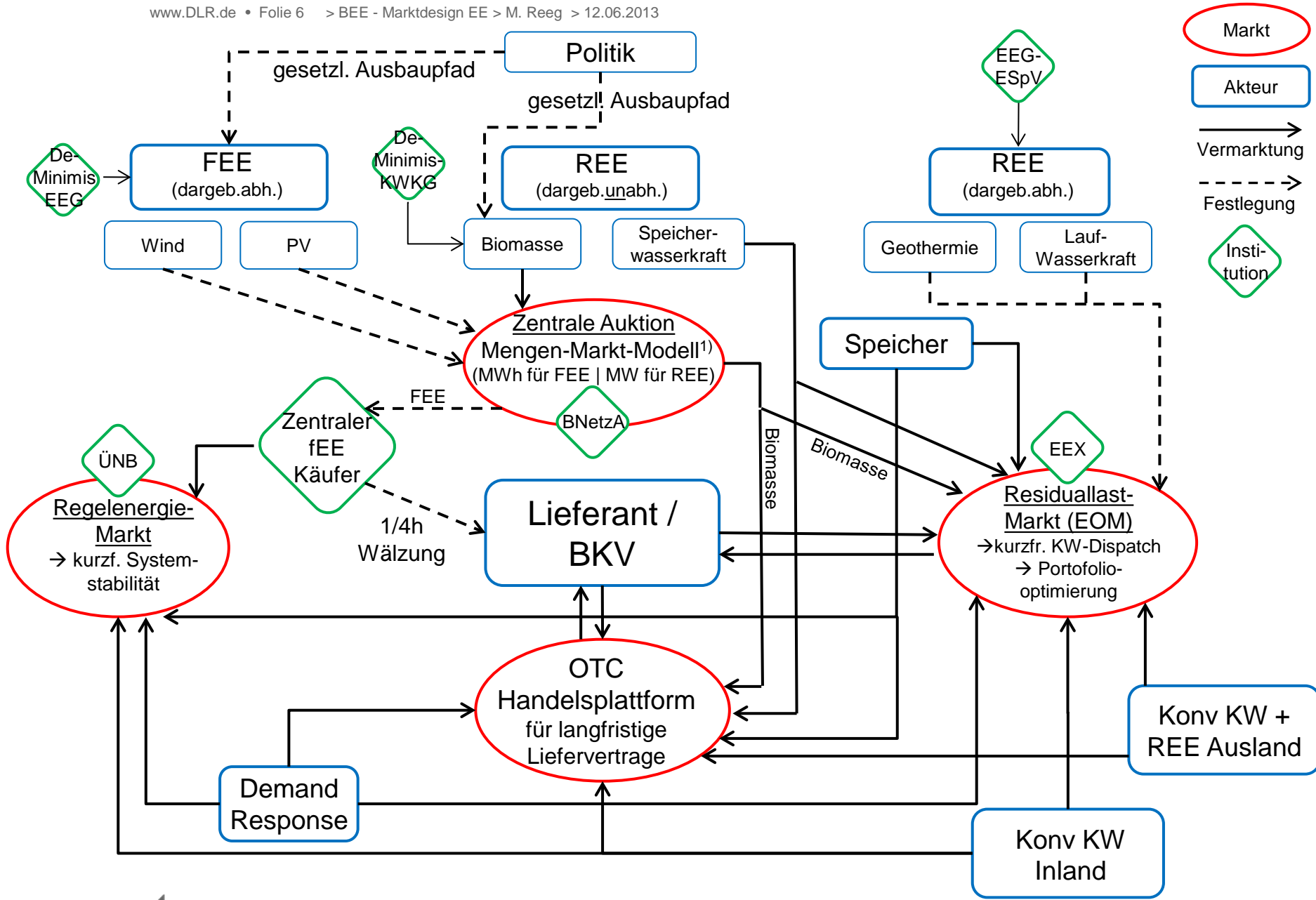
potentielles MD muss die erschwerte Koordination von Handel und Verteilung geeignet unterstützen und wettbewerbliche Refinanzierung für fEE gewährleisten.



Was sollte bei einem langfristig angelegten und ganzheitlichen Marktdesign berücksichtigt werden?

- Keine neuen Pfadabhängigkeiten schaffen
→ offen lassen für neue Optionen.
- Liberalisierungsprozess beibehalten, aber kein unproduktiven Risiken auf Akteure übertragen.
- Auf bereits bestehende und etablierte Strukturen aufbauen
→ phasenweise Marktsystemevolution (inkl. Rückfalloptionen)
- Integrationsprozess für einen europäischen Energiebinnenmarkt nicht behindern.
- Refinanzierungsströme sollten flexibel auf Marktbedingungen reagieren können → Steigende Rohstoffpreise/ Inputfaktorkosten
- Marktdesign sollte selber flexibel auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren können
→ Markt und Wettbewerb dort, wo er sinnvoll ist, um dezentral vorliegende Informationen effizient verarbeiten zu können.





1) In Anlehnung am Bode/Groscurth: „Investitionsanreize für erneuerbare Energien durch das Mengen-Markt-Modell“

Zusammenfassung des ganzheitlichen Ansatzes

- (1) Zentrale Auktion über Strommenge bei Wind, PV und Biomasse:
 - De-Minimis EEG für kleine Anlagen / De-Minimis-KWKG Vergütung für Biomasse
 - Ausbaupfade gesetzlich festlegen
 - Direktvermarktung auch außerhalb des zentralen Systems möglich
- (2) „Einsammeln“ der fEE deutschlandweit durch unabhängige Instanz:
 - zukünftige Vermarktung der fEE für Regelenergie möglich → Gewinne für Allgemeinheit
 - zentrale Abregelung erst, falls netztechnisch nötig
- (3) Anteiliges Einstellen der fEE in die Portfolien der Lieferanten:
 - Zwang zur Flexibilisierung durch physikalische Wälzung in ¼-h Takt
- (4) Entstehung eines Residuallastmarktes + OTC mit handelbaren langfr. Verträgen:
 - Lieferant hat als einziger Akteur Einflussmöglichkeiten auf Angebots- und Nachfrageseite
 - ✓ kostengünstiger Strom in Zeiten niedriger RL
 - ✓ Flexibilisierungsanreize konv. KW
 - ✓ regelbare EE (auch auf europäischer Ebene) → EU Binnenmarkt konform
 - ✓ Speicher (elektrisch, thermisch, chemisch)
 - ✓ Kopplung mit Wärmemarkt
 - ✓ Demand Response / Lastabschaltung
- (5) Lieferant bzw. BKV muss ausreichend gesicherte + flexible Leistung im Portfolio haben!
- (6) Spotmärkte bleiben für KW-Dispatch und Portfoliooptimierung erhalten.
- (7) Kurzfristige Netzstabilität (Regelenergie) bleibt in Verantwortung der ÜNB.



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

...Fragen?

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik | Systemanalyse und Technikbewertung |
Wankelstraße 5 | 70563 Stuttgart

Dipl. Ing. (Wirtschaftsingenieur) **Matthias Reeg**
Telefon 0711/6862-282 | Telefax 0711/6862-747 | matthias.reeg@dlr.de
<http://www.dlr.de/tt/>

