



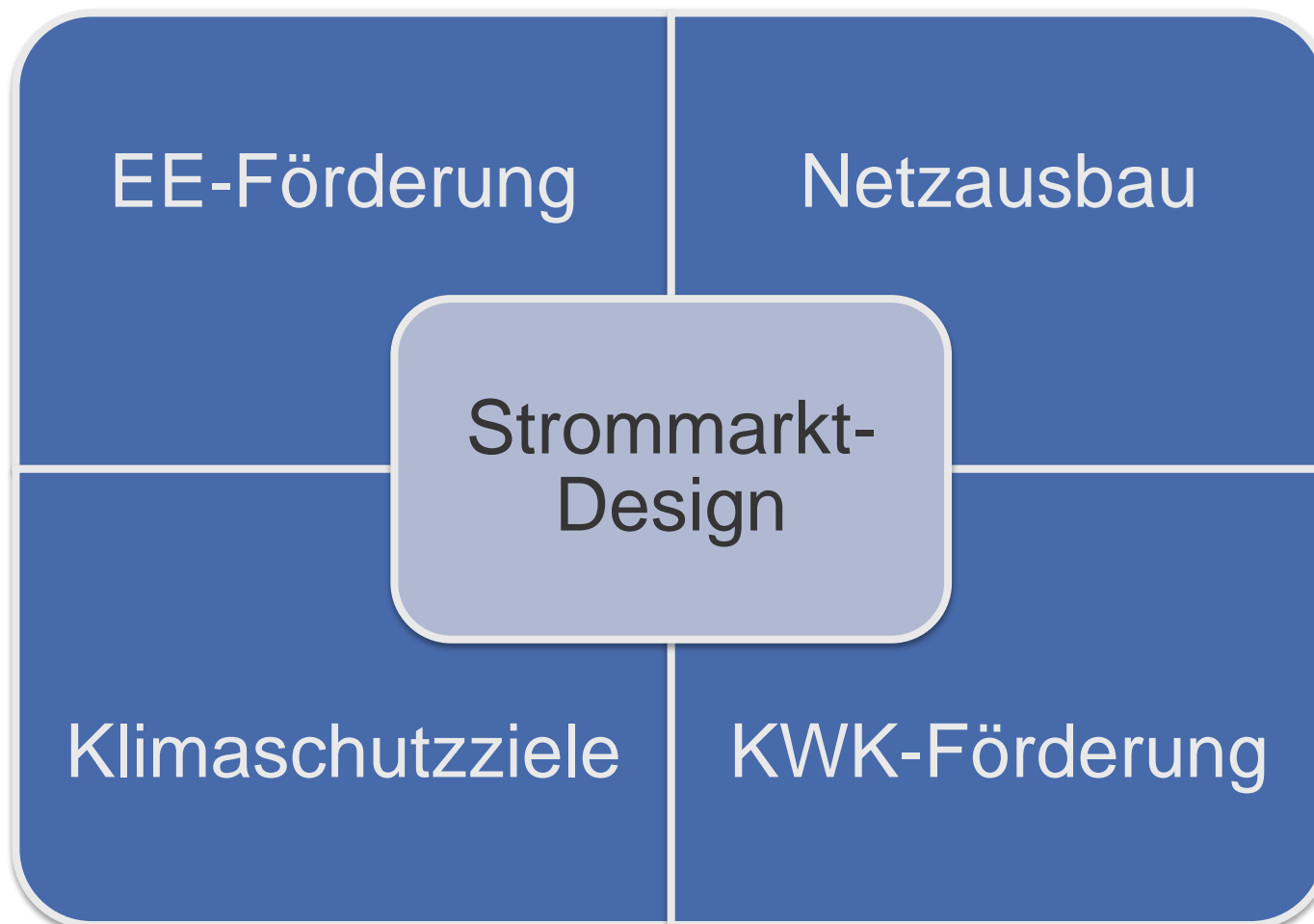
Strommarktdesign – Herausforderungen und Entwicklungsperspektiven

Präsentation für das TenneT-BKV-Forum

Dr. Christoph Maurer | Nürnberg | 18. Juni 2015

Strommarkt ist zentrales Element der Energiewende

Strommarktdesign als „Schlussstein“ in energiepolitischer Debatte



Erkenntnisse aus der Strommarktdesign-Debatte in Deutschland

Grundsatzfrage EOM 2.0 oder Kapazitätsmechanismus

Weitgehender Konsens bzgl. Funktion „Dispatchoptimierung“

- > Stärkung der Koordinationsfunktion v. a. der Kurzfristmärkte
 - » Verpflichtende Direktvermarktung von EE-Strom
 - » Verzerrungsfreie Preissignale
 - » Öffnung Regelenergiemärkte
 - » Stärkung Ausgleichsenergiemechanismus
 - » Market Coupling
 - » Erhalt der einheitlichen deutschen Preiszone

Dissens zur Funktion „Investitionssteuerung“ bezieht sich nur vordergründig auf die ökonomisch-theoretische Frage der Funktionalität des Energy-Only-Marktes

- > Keine Evidenz für Marktversagen in Deutschland und Europa
 - » Niedrige Preise v. a. Konsequenz von Überangebot
 - > Wirtschaftskrise
 - > Fehlinvestitionen aufgrund nicht *strommarkt*getriebener Mechanismen
- > Theoretische Funktionalität des EOM nicht ernsthaft bestritten
 - » Voraussetzungen v. a. mit Blick auf Rechts- und Ordnungsrahmen relevant

Investitionssteuerung über den Strommarkt – Kernpunkte der Debatte

Wirtschaftspolitisches Grundverständnis – Rolle des Staates

- > Vorgabe eines Ordnungsrahmens vs. aktive Gestaltung der Energieversorgung
- > Rolle Markt: Lösungssuche oder nur Verzicht auf hoheitliche Preissetzung?

Technologieneutralität

- > Präferenzen für einzelne Technologien sind in EOM schwerer durchsetzbar
- > Aber auch kein Ausschluss „unkonventioneller“ und innovativer Technologie

Internationalität

- > Langfristiges Gleichgewicht am EOM kann sich nur systemweit einstellen
- > Keine nationalen Angebots- und Nachfragegleichgewichte, damit auch nur eingeschränkte nationale Steuerungsmöglichkeiten

Stabilität des Rechts- und Ordnungsrahmens

- > Effizientes Handeln des Marktes nur bei grundsätzlicher Planbarkeit der wesentlichen energiepolitischen Entwicklungen
- > Wahrung Versorgungssicherheit beschränkt dauerhaft pol. Freiheitsgrade

> Erfolgreicher EOM erfordert Selbstbeschränkung hoheitlichen Handelns!

Wo steht die Debatte in Deutschland?

Problematik im Grundsatz erkannt...

- > EEG 2014: Langfristige verbindliche Ausbaukorridore und Mengensteuerung
 - » Für Funktionalität des Strommarkts wichtiger als wettbewerbliche Preisfindung in Ausschreibungen
- > Bekenntnis zur Akzeptanz von Preisspitzen
- > Unterstützung verschiedener Ansätze für supranationales Versorgungssicherheitsmonitoring

...offene Fragen bleiben jedoch

- > Nationale Steuerung der Erzeugungsportfolien z. B. aus Klimaschutzgründen unterminiert Glaubwürdigkeit von Strompreissignalen und verzerrt Strompreiserwartungen
 - » „Klimabeitrag“ (und diskutierte Alternativen) sind Extrembeispiele staatlichen Mikromanagements → mit Grundidee der Investitionssteuerung über EOM unvereinbar
 - » Vertrauen anderer Staaten in gemeinsame Energiepolitik wird nicht gestärkt

Und in Europa?

Gemeinsame Erklärung der Energieminister Deutschlands und der Nachbarländer (inkl. NO, CH!) ist wichtiger Schritt

- > Bekenntnis zu uneingeschränktem Binnenmarkt auch in Knappheitssituationen
- > Akzeptanz von Preisspitzen

Einführung von Kapazitätsmechanismen (FR, UK, BE) bleibt jedoch problematisch

- > Relevant v. a. Unsicherheit über Wirkungen und Ausgestaltung
 - » Anpassungen in UK bereits angekündigt
 - » Einbeziehung ausländischer Akteure in FR noch völlig unklar

Stärkung der Kompetenzen der europäischen Akteure?

- > Sector Inquiry zu Kapazitätsmechanismen als Chance, einen einheitlichen europäischen Rahmen zu definieren
- > Energy Union könnte ggf. auch europäische Rolle bei Gewährleistung von Stromversorgungssicherheit stärken

Mögliche Annäherung an ein Markt-Gleichgewicht

Bei Umsetzung „Strommarkt 2.0“

Phase 1: Abbau von Überkapazitäten

- > Stilllegung von alten Erzeugungsanlagen (Kohle, alte Gas-Dampf-KW)
- > Temporäre Stilllegung neuerer Anlagen (v. a. GuD)
- > Ablauf des Prozesses in DE maßgeblich von Gestaltung Kap.reserve abhängig

Phase 2: Sammlung des Marktes

- > Im Ausland, ggf. auch getriggert von KapM, evtl. Ersatz von Grundlastkapazität
- > In exzeptionellen Situationen ggf. Auftreten von Preisspitzen
- > Beginnende Erschließung von DSM (auch über Regelenergiemärkte)

Phase 3: Preiserwartungen treiben Investitionen in Spitzenlast-KW

- > Verstärktes Auftreten von Spitzenpreisen → evtl. sogar Einsatz Kap.reserve
- > Risikobereite Investoren (vermutlich ggü. heute auch neue Akteure) investieren in konventionelle und unkonventionelle Peaker

Vermutlich unterschiedliche Trigger für Investitionen in Grundlast einerseits und Mittel-/Spitzenlast andererseits

> Vermeidung von Boom-and-Bust-Zyklen u. a. von Erschließung DSM abhängig

Kapazitäts- und Netzreserve: Ähnliche Instrumente mit unterschiedlichen Rollen

Netzreserve: Temporäre Absicherung der Systemsicherheit

- > Bedarf für Netzreserve nicht in Erzeugungsknappheit, sondern in nicht zeitgerechtem Netzausbau begründet
- > Kontrahierung von ansonsten stillgelegten Kraftwerken in Süddeutschland bzw. weiteren Kraftwerken im Ausland sichert Redispatchfähigkeit der ÜNB
- > Einsatz insbesondere in Starkwind-Situationen mit hohen Exporten
- > Bedarf entspricht quasi Potenzial → keine wettbewerbliche Beschaffung

> Reguliertes Übergangsinstrument → als Bestandteil eines nachhaltigen Strommarktdesigns nicht wünschenswert

Kapazitätsreserve: Vorsorgeinstrument für den Strommarkt 2.0

- > Auf Dauer angelegte Reserve außerhalb des Marktes
- > Nicht getrieben durch konkreten und quantifizierbaren Bedarf, sondern durch Wunsch nach zusätzlicher (d. h. aus Marktsicht ggf. sogar ineffizienter) Absicherung des Strommarktes → evtl. niemals eingesetzt

> Dauerinstrument → marktliche Ausgestaltung notwendig
 > Minimierung Rückwirkungen auf Strommarkt entscheidend

Ausschließlich
 Perspektive des
 Autors – konkrete
 Ausgestaltung ist
 noch nicht bekannt

Kapazitätsreserve: Ideen zu Beschaffung und Einsatz

Prämisse: Minimierung der Marktrückwirkungen

Ausschließlich
Perspektive des
Autors – konkrete
Ausgestaltung ist
noch nicht bekannt

Beschaffung

- > Kapazitätsreserve sollte Stilllegungs- und Investitionsentscheidungen am Strommarkt möglichst wenig beeinflussen
 - » Reserve nicht zu groß wählen und Markt dadurch verknappen
 - » Kein Rückkehrrecht an den Strommarkt für einmal kontrahierte Anlagen
- > Vermutlich in den Anfangsjahren vor allem attraktiv für stilllegungsbedrohte Altanlagen und/oder Anlagen in der Netzreserve
 - » Perspektivisch aber auch Neuanlagen (Spitzenlasttechnologien) notwendig
 - » Neuanlagen sollten an netztechnisch sinnvollen Standorten errichtet werden

Einsatz

- > BMWi präferiert offensichtlich Einsatz ähnlich TenneT-Konzept Fangnetz
 - » Reserve ist „letzte“ Systemdienstleistung
 - » Einsatz nach der Regelleistung
 - » Abrechnung über Ausgleichsenergie
- > Dabei aber verschiedene Herausforderungen zu adressieren
 - » Aktivierung und Abruf aufgrund der Kurzfristigkeit sehr komplex
 - » Reine Ausgleichsenergiefinanzierung nicht möglich (← evtl. kein Abruf!)

Weitere Herausforderungen im Strommarktdesign

Jenseits von EOM 2.0 und Kapazitätsmechanismen

Sogenannte Sowieso-Maßnahmen des Grünbuchs

- > Ziel: Stärkung des Strommarktpreissignals
 - » Eliminierung von Verzerrungen
 - » Verursachungsgerechtigkeit
- > Unterschiedliche Stoßrichtungen, u. a.
 - » Beschaffung von Regelreserve
 - » Ausgleichsenergiesystem
 - » Herausforderung „Sektorkopplung“

Netze als Plattform für den Strommarkt

- > Bedarfsgerechter Netzausbau als Bedingung für den Erhalt der Preiszone und das – im Grundsatz sehr erfolgreiche – europäische Marktmodell des Wettbewerbs von Erzeugungsportfolien
- > Verursachungsgerechtes Netzentgeltsystem als Vorbedingung für verzerrungsfreie Dispatch- und Investitionssignale
 - » Vermiedene Netznutzungsentgelte
 - » Regionaler Ausgleich
 - » Selbstverbrauch

Weiterentwicklung Beschaffung Regelreserve

Ziel: Effiziente Systemregelung durch Wettbewerb aller technisch geeigneten Flexibilitätsoptionen

- > Wettbewerbliche Beschaffung der Regelreserve ist Erfolgsmodell
- > Bereich der Minutenreserve bereits mit sehr signifikantem Wettbewerb
- > Wettbewerbsniveau steigt auch bei Sekundärregelreserve und Primärregelreserve
 - » Marktregeln dennoch i. W. an technischen Möglichkeiten der Erbringung aus großen Portfolien konventioneller Kraftwerke orientiert
 - » Level-Playing-Field auch für kleinere Portfolien, EE-Anlagen, kleine Speicher, DSM etc. anzustreben

Vorschläge zur Anpassung der Regelreservebeschaffung

- > Umstellung auf kalendertägliche Ausschreibung mindestens bei SRL und MRL
 - » Ermöglicht auch kleineren Anbietern die Teilnahme
 - » Verringert u. a. Mindesterzeugung in Situationen mit niedriger Residuallast
 - » Sichere Bedarfsdeckung ist zu gewährleisten
- > Verkürzung der Produktlaufzeiten, insbesondere bei SRL
- > Evtl. Umstellung auf Einheitspreise für MRL-Abruf

Weiterentwicklung Ausgleichsenergiesystem

Ausgleichsenergiesystem hat zentrale Rolle für die Funktionalität des Strommarktdesigns

- > Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch durch aktive Bewirtschaftung der Bilanzkreise → Kosten für Abweichungen verursachungsorientiert zuordnen
- > Gleichzeitig Ausgestaltung wesentlich für Wettbewerbsintensität im Retail-Bereich → wird Größe begünstigt?

> Bisheriges System setzt grundsätzlich effiziente Anreize

Vorschläge zur Weiterentwicklung

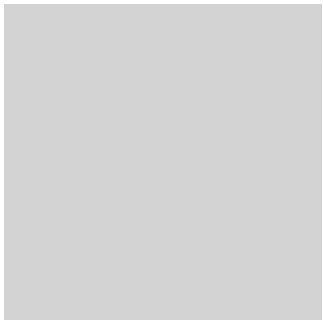
- > Symmetrisches System beibehalten
- > Internalisierung der Vorhaltungskosten (mindestens MRL, evtl. auch SRL)
 - » Genaue Ausgestaltung zu diskutieren
- > Verbesserung Referenzwert Börsenpreisbindung
- > Eliminierung reBAP-Preisspitzen bei niedrigem NRV-Saldo

> Kein Systemwechsel, sondern Fortentwicklung eines bewährten Mechanismus

Zusammenfassung

„Baustelle“ Strommarktdesign

- > Komplexes Zusammenwirken vieler energiepolitischer Themen
- > Strommarkt 2.0 ist vielversprechendes und leistungsfähiges Konzept
 - » Erfordert aber Selbstbeschränkung der Politik: Rahmensetzung statt aktive Gestaltung
 - » Kapazitätsreserve sollte so gestaltet werden, dass Rückwirkungen für Strommarkt minimal sind
 - » Europäische Koordination der Energiepolitik bleibt wesentliche Herausforderung
- > Relevante Aufgaben auch außerhalb der Grundsatzfrage „EOM 2.0 vs. Kapazitätsmechanismus“
 - » Netzausbau
 - » Netzentgelte
 - » Regelreservemarkt
 - » Ausgleichsenergiesystem



consentec

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

info@consentec.de

www.consentec.de

Disclaimer

Haftung und Urheberrechte TenneTs

Diese PowerPoint-Präsentation wird Ihnen von der TenneT TSO GmbH („TenneT“) angeboten. Ihr Inhalt, d.h. sämtliche Texte, Bilder und Töne, sind urheberrechtlich geschützt. Sofern TenneT nicht ausdrücklich entsprechende Möglichkeiten bietet, darf nichts aus dem Inhalt dieser PowerPoint-Präsentation kopiert werden, und nichts am Inhalt darf geändert werden. TenneT bemüht sich um die Bereitstellung korrekter und aktueller Informationen, gewährt jedoch keine Garantie für ihre Korrektheit, Genauigkeit und Vollständigkeit.

TenneT übernimmt keinerlei Haftung für (vermeintliche) Schäden, die sich aus dieser PowerPoint-Präsentation ergeben, beziehungsweise für Auswirkungen von Aktivitäten, die auf der Grundlage der Angaben und Informationen in dieser PowerPoint-Präsentation entfaltet werden.