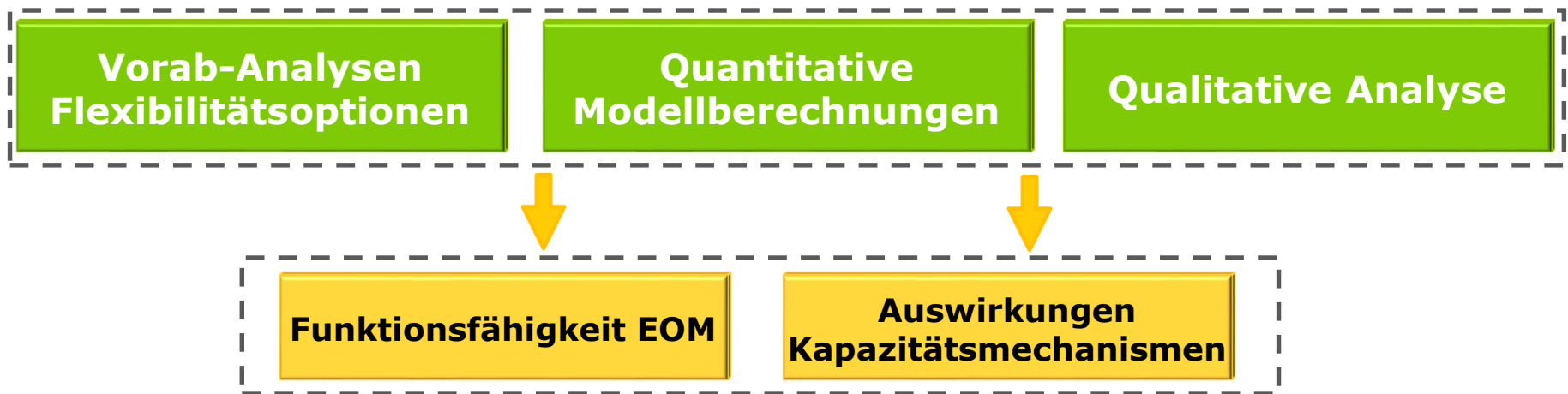


## Eignung und Auswirkungen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen

- Ergebnisse der Impact Analyse Kapazitätsmechanismen -

- Anpassungen des Markt- und Regulierungsdesigns erforderlich?
  - Kann der ‚energy only‘-Markt Versorgungssicherheit gewährleisten?
  - Chancen und Risiken des aktuellen Markt- und Regulierungsdesigns?
- Auswirkungen und Herausforderungen bei Kapazitätsmechanismen?



# Funktionsfähigkeit des EOM

## Ausgangssituation

- Funktionsfähigkeit des ‚energy only‘-Marktes (ohne Marktversagen) gewährleistet, solange
  - **Flexibilitätsoptionen** (DSM, Netzersatzanlagen, Ausgleichseffekte EU-Binnenmarkt) **verfügbar und erschließbar**
  - **regulatorische Eingriffe** zur Vermeidung von Preisspitzen am Großhandelsmarkt **nicht zu erwarten**
  
- Zentrale Fragen zur Funktionsfähigkeit EOM
  - In welchem Umfang sind Flexibilitätsoptionen verfügbar und erschließbar?
  - Führt der ‚energy only‘-Markt zu politisch akzeptablen Preisspitzen am Großhandelsmarkt für Strom?

➤ Flexibilitätsoptionen auch bei konservativer Abschätzung in erheblichen Umfang verfügbar

○ Potenzial DSM in Industrie 10 bis 15 GW

Sehr geringe  
Erschließungskosten, sehr  
schnell erschließbar

○ Potenzial Netzersatzanlagen 5 bis 10 GW

Sehr geringe  
Erschließungskosten, sehr  
schnell erschließbar

○ Ausgleichseffekte Residuallast Europa 18 GW (2020) bis 25 GW (2030)

Zukünftig kaum Netzrestriktionen im gemeinsamen  
Kernmarkt (DE + Nachbarländer + IT)

# Bedarf an Investitionen in Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen

- Marktsimulationen zeigen sehr geringen Bedarf an Zubau von konventionellen Kraftwerken selbst im nächsten Jahrzehnt für Gewährleistung der Versorgungssicherheit
  - bei effizienter Nutzung von Flexibilitätsoptionen (DSM, NEA, Flexibilisierung Bioenergie,...)
  - bei effizienter Nutzung von Ausgleichseffekten im europäischen Stromverbund und
  - bei Zubau von geförderten EE- und KWK-Anlagen im politisch avisierten Umfang
  - trotz altersbedingter Stilllegungen von Kraftwerken, Stilllegungen der Kernkraftwerke sowie vorzeitiger Stilllegungen von bestehenden Kraftwerken aus Wirtschaftlichkeitsgründen.

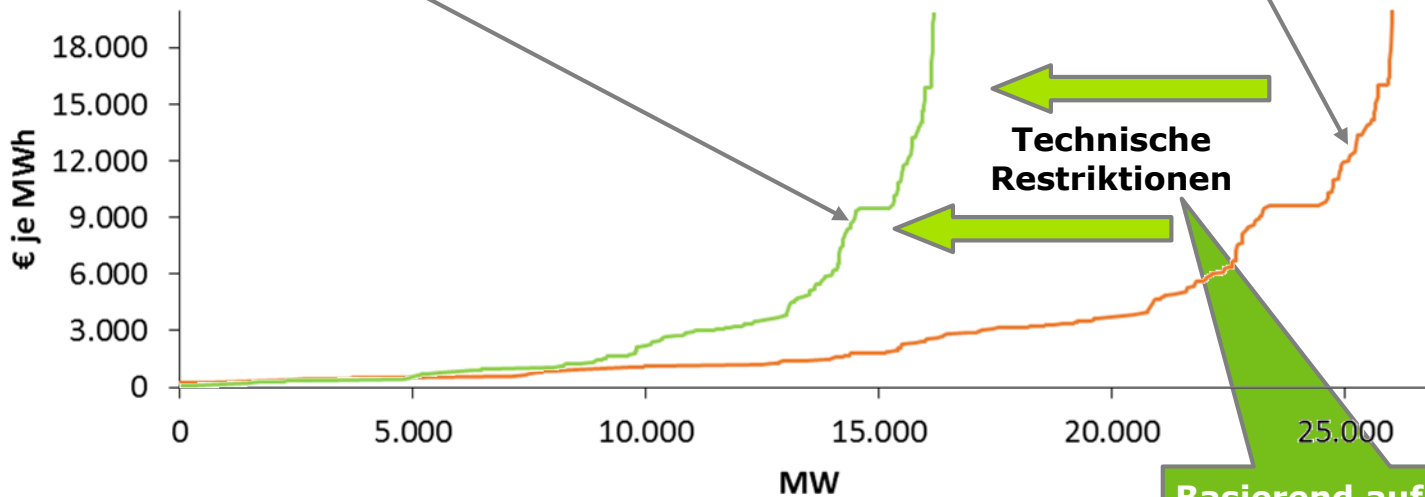
# Lastreduktion in der Industrie

## Kosten-Potenzial-Kurve

In Anlehnung an wissenschaftliche Methode zur Berechnung des VOLL

**Verfügbares Lastreduktionspotenzial und Zahlungsbereitschaft am Großhandelsmarkt**  
(Differenzierung nach ca. 220 Wirtschaftszweigen)

**Durchschnittliche Last und Verlust an Deckungsbeitrag bei Lastreduktion**  
(Differenzierung nach ca. 220 Wirtschaftszweigen)

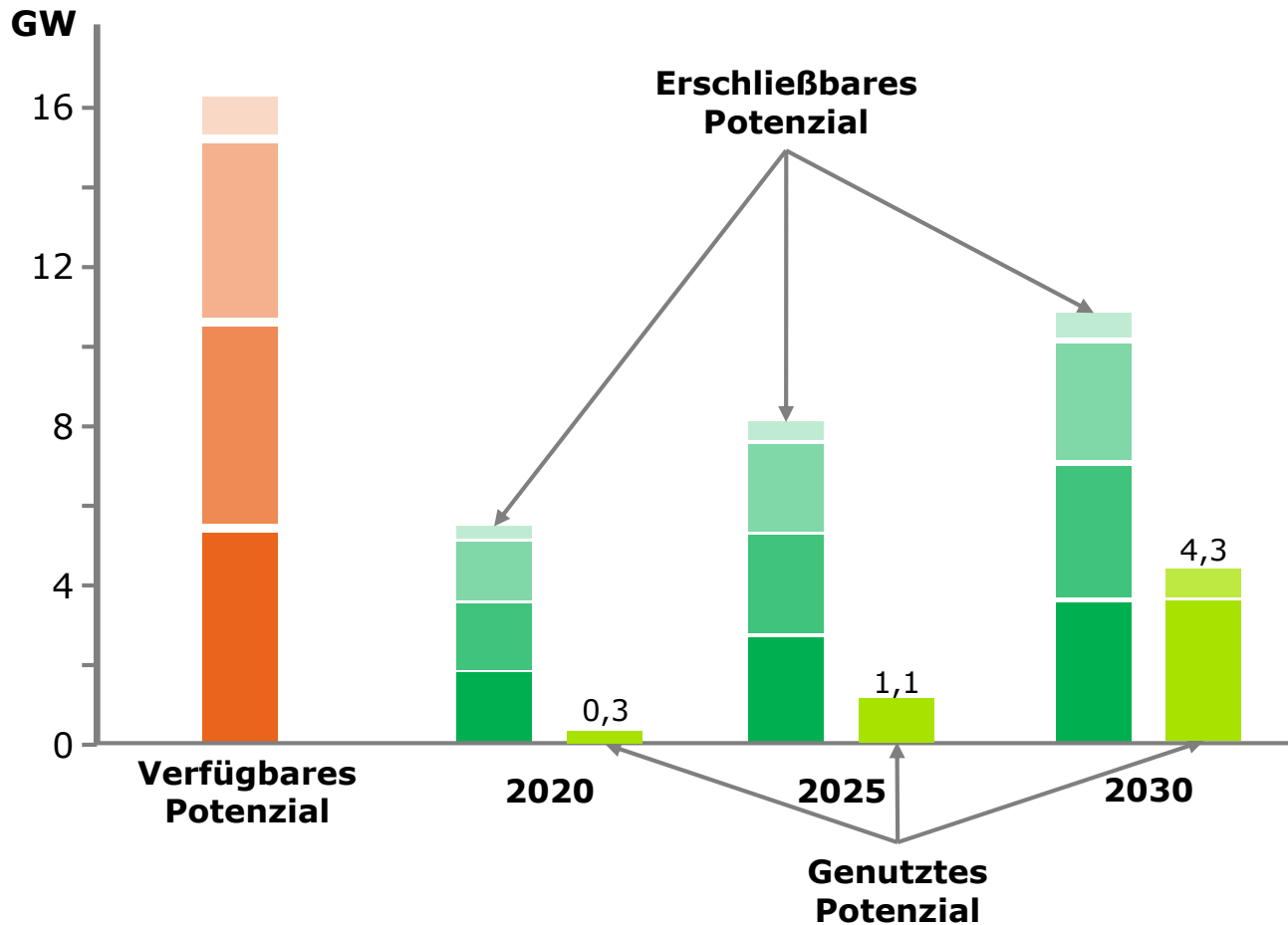


Basierend auf Auswertungen von vorhandenen ‚bottom up‘-Analysen

# Lastreduktion in der Industrie

## Verfügbare, erschließbare und genutzte Potenziale

- ■ > 1.000 & ≤ 3.000 € je MWh
- ■ > 10.000 € je MWh
- ■ < 1.000 € je MWh
- ■ > 3.000 & ≤ 10.000 € je MWh



# Funktionsfähigkeit EOM

Ergebnisse – Modellrechnungen & qualitative Analysen

- Bei detaillierter Prüfung zeigt sich, dass Markt funktionsfähig ist
  - Ausgleich von Angebot & Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gewährleistet
  - Notwendige Preisspitzen in einem optimierten EOM auf wenige Stunden beschränkt und auf einem moderaten Niveau

- Notwendigkeit Diskussion Kapazitätsmechanismen reduziert sich auf „Nebenziele“
  - Erhalt einer national ausgeglichenen Leistungsbilanz (≠ Versorgungssicherheit)
  - Verteilungseffekte
  - ...

**Inhärenter Widerspruch zwischen Erlöserhöhung Kraftwerksbetreiber und Kostensenkung Verbraucher**



# Ergebnisse Impact Analyse - Übersicht

## Regulierungsaufwand, Administrierbarkeit und Transaktionskosten

	Effizienz	Effektivität	Umsetzbarkeit	Risiken Regulierung	Risiken Markt	Europa	Kosten Verbraucher
EOM 2.0							
EOM 2.0 mit Reserve							
Zentraler, umfassender KM							
Zentraler, fokussierter KM							
Dezentraler KM							

Einschätzung abhängig von Details der Umsetzung!

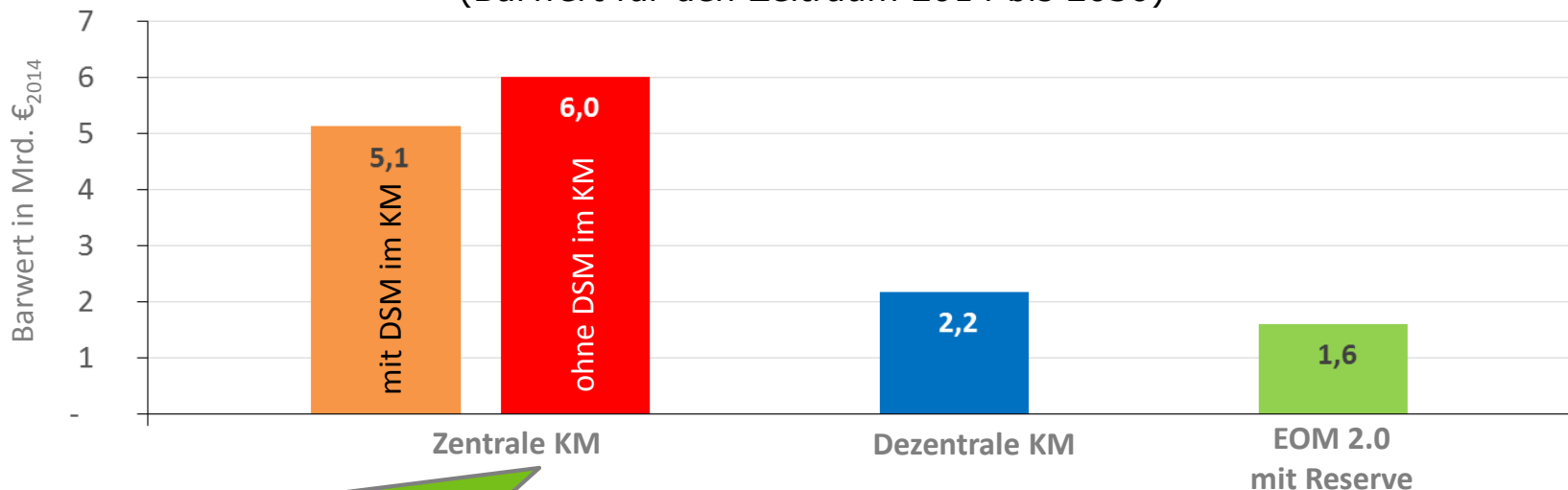
Risiko Marktmacht in Abhängigkeit Ausgestaltung & Marktstruktur

# Systemkosten („Effizienz“)

- Kapazitätsmechanismen führen zu Erhöhung der Systemkosten gegenüber EOM 2.0
- Erhebliche Risiken für zusätzliche Erhöhung der Systemkosten bei Kapazitätsmechanismen durch Regulierungsrisiken

## Erhöhung der Systemkosten durch Kapazitätsmechanismen gegenüber EOM 2.0

(Barwert für den Zeitraum 2014 bis 2030)



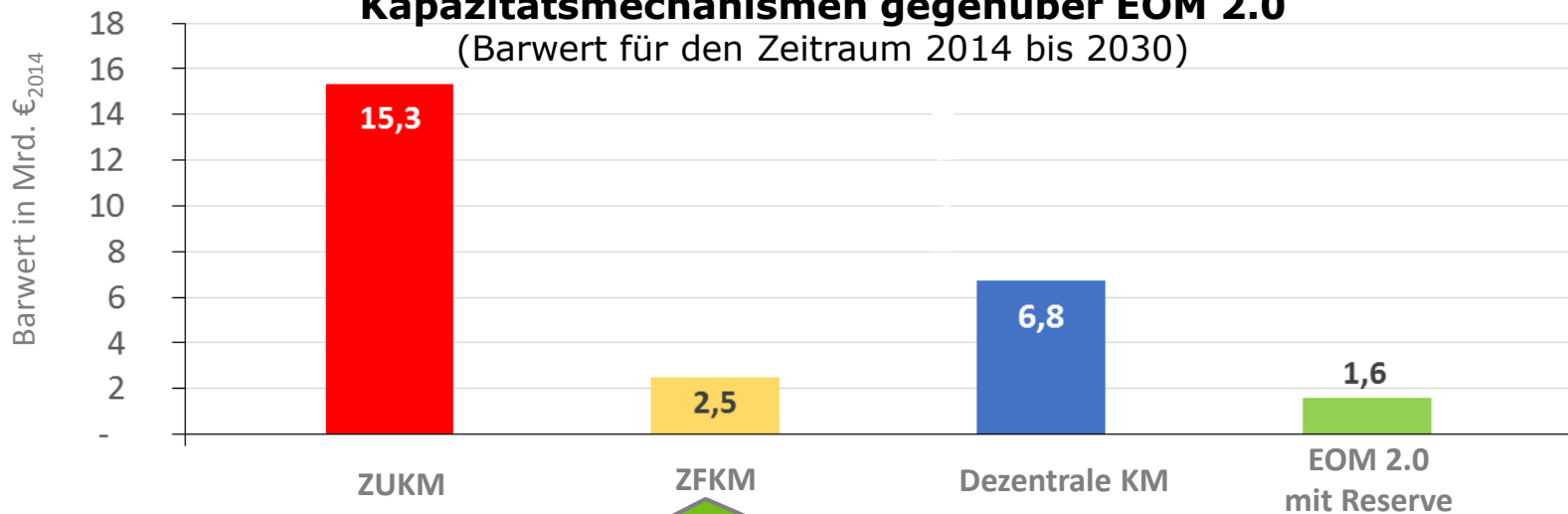
Bei Annahmen im Referenzszenario ZFKM & ZUKM identisch.  
Tendenz zu höheren Systemkosten im ZFKM.

\* Berücksichtigung von Systemkosten in Deutschland bei Bereinigung von Änderungen (monetärer) Außenhandelsaldo

- Kapazitätsmechanismen führen zu zusätzlichen Belastungen der Verbraucher gegenüber EOM 2.0
- Zentrale Kapazitätsmärkte führen zu erheblichen Umverteilungseffekten

## Erhöhung der Kosten für Verbraucher\* durch Kapazitätsmechanismen gegenüber EOM 2.0

(Barwert für den Zeitraum 2014 bis 2030)



**Insbesondere für ZFKM durch Regulierungsrisiken zusätzliche Verbraucherbelastungen zu erwarten!**

\* Berücksichtigung von Strompreisänderungen und Kapazitätsumlagen sowie Auswirkungen auf EEG-Umlage, KWK-Umlage & Regelenergiekosten

- Bei einer **Reserve** und bei **dezentralen Kapazitätsmärkten** bleiben Innovationspotenziale und Wettbewerbschancen für Flexibilitätsoptionen in einem technologieoffenen Wettbewerb erhalten:
  - Reserve hat keine Rückwirkungen auf Anreizwirkungen und Funktionsweise des Strommarktes
  - Entscheidungen von Marktakteuren und bilaterale Verträge zwischen Marktakteuren bilden beim dezentralen Kapazitätsmarkt weiterhin Grundlage der Stromversorgung
  
- Zentralen Kapazitäts**märkten** schaffen Gefahr einseitig auf „Anforderungen“ von konventionelle Kraftwerke ausgelegt zu werden:
  - Inhärente Diskriminierung von Flexibilitätsoptionen durch erforderliche Festlegungen von zentralen Regeln für zentrale Kapazitätsmärkte
  - Erhöhung der Kosten für Anbieter von Flexibilitätsoptionen durch erforderliche Kontroll- und Sanktionsmechanismen

# Nationale CO<sub>2</sub>-Emissionen

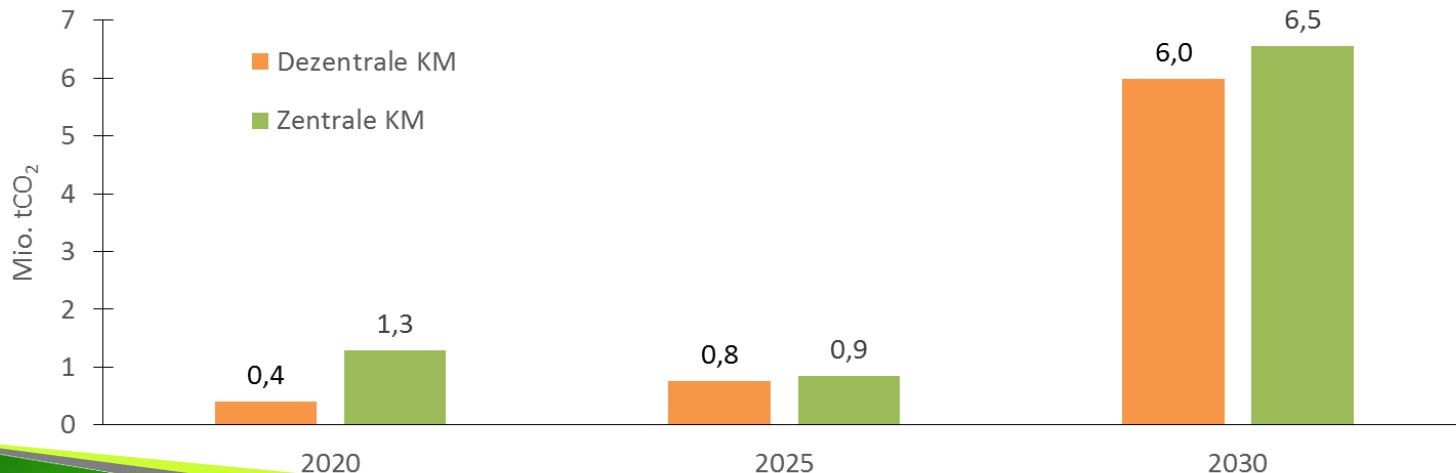
## Auswirkungen von KM auf nationale Klimaschutzziele

- Kapazitätsmärkte – auch fokussierte KM – kein geeignetes Instrument zur Reduktion der nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen
- Marktsimulationen zeigen:
  - Kapazitätsmärkte in Deutschland führen nicht zur Reduktion der nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen
  - Fokussierte KM führt nicht gezielt zu einer Verringerung der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken

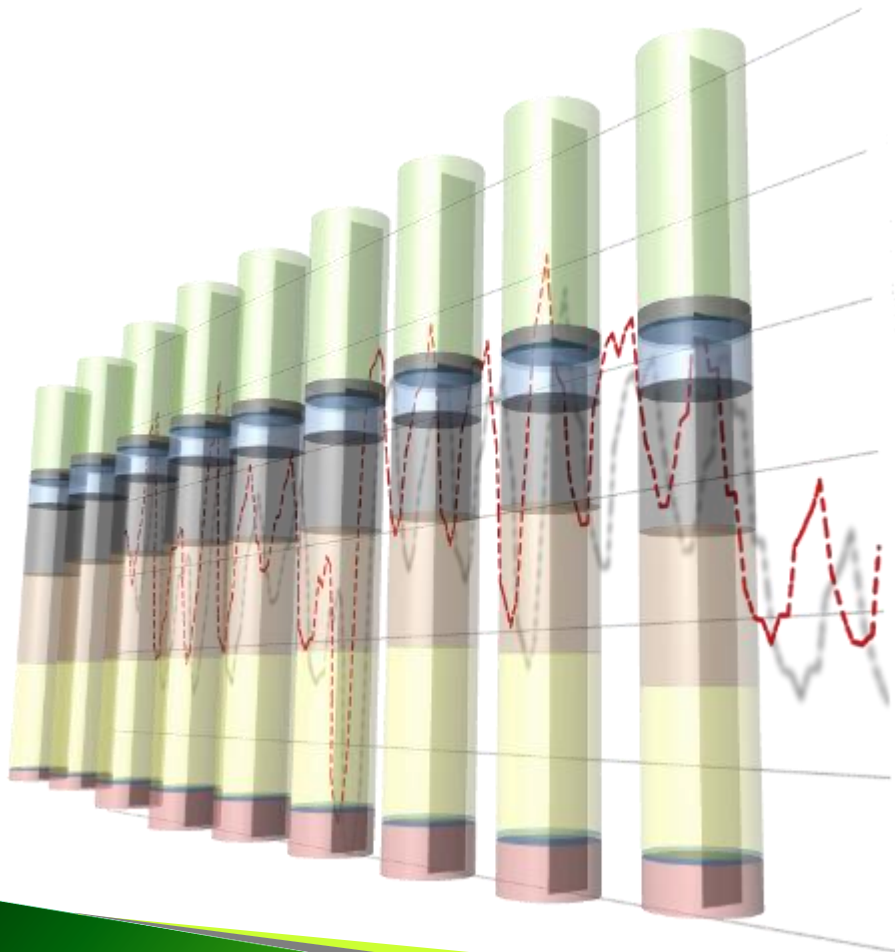
Erreichung von europäischen Klimaschutzzielen über ETS in beteiligten Sektoren gewährleistet!

Einfluss des fokussierten KM auf Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken, z. B. Ersatzinvestitionen in Braunkohle, gering.

### Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber EOM 2.0



- Um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten sind keine Kapazitätsmechanismen erforderlich.
- Kapazitätsmärkte führen zu einer Erhöhung der Kosten der Stromversorgung und sind mit erheblichen regulatorischen Risiken verbunden.
- Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung ist eine zusätzliche Reserve – als Ergänzung für den EOM 2.0 – ein geeignetes Instrument mit sehr geringen Kosten und Risiken.
- Sollte dennoch ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt (**DKM**) einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt (**ZUKM**) oder einem zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt (**ZFKM**) vorzuziehen.



**r2b energy consulting GmbH**

**Zollstockgürtel 61  
50968 Köln**

**info@r2b-energy.com**

**http://www.r2b-energy.com**