



E-CONTROL



Kapazitätsmärkte in Europa – Offene Fragen, Risiken und Alternativen

Wilhelm Süßenbacher
WU, 04.11.2014

Hintergrund für die derzeitige Diskussion über das Strommarktdesign



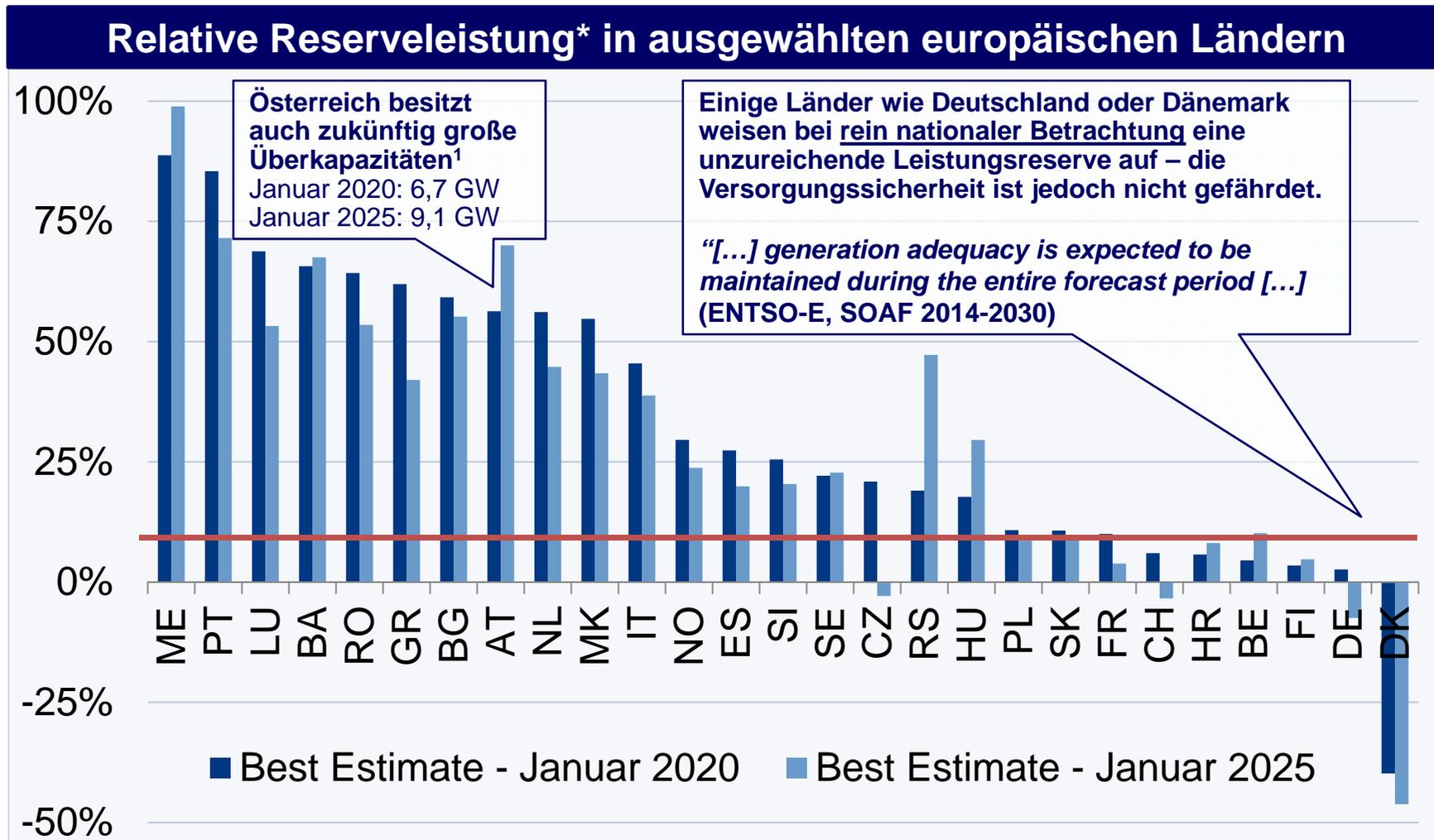
E-CONTROL

- Langfristige Versorgungssicherheit bedingt ausreichende Erzeugungskapazitäten
 - Seit Liberalisierung → Aufgabe des Wettbewerbsmarktes
 - Wettbewerbsmarkt soll Erzeugungskapazitäten
 - im notwendigen Ausmaß
 - am richtigen Ort und
 - zur richtigen Zeit bereitstellen
- } Markt ist theoretisch dazu in der Lage
- Bestehende Marktmängel und -interventionen sowie vermehrte Kraftwerksstillegungen haben zu Bedenken geführt, ob EOM auch unter realen Bedingungen langfristige Versorgungssicherheit gewährleisten kann

Leistungsreserven sind in den meisten Ländern bis 2025 ausreichend



E-CONTROL



Quelle: ENTSO-E (2014)

*RC/Load
¹RC

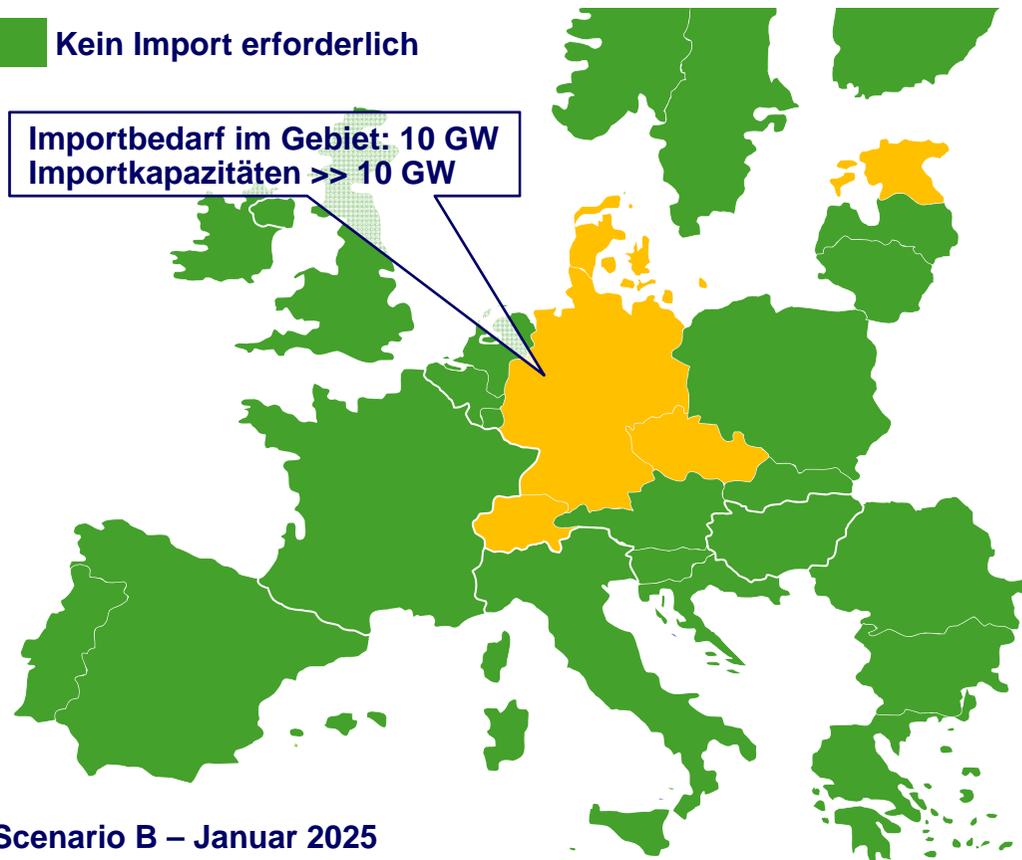
Nationale und regionale Leistungsdefizite können durch Importe gedeckt werden



E-CONTROL

Leistungsdeckung bei regionaler Betrachtung

-  Import erforderlich – Notwendiger Import > Importkapazität
-  Import erforderlich – Notwendiger Import \leq Importkapazität
-  Kein Import erforderlich

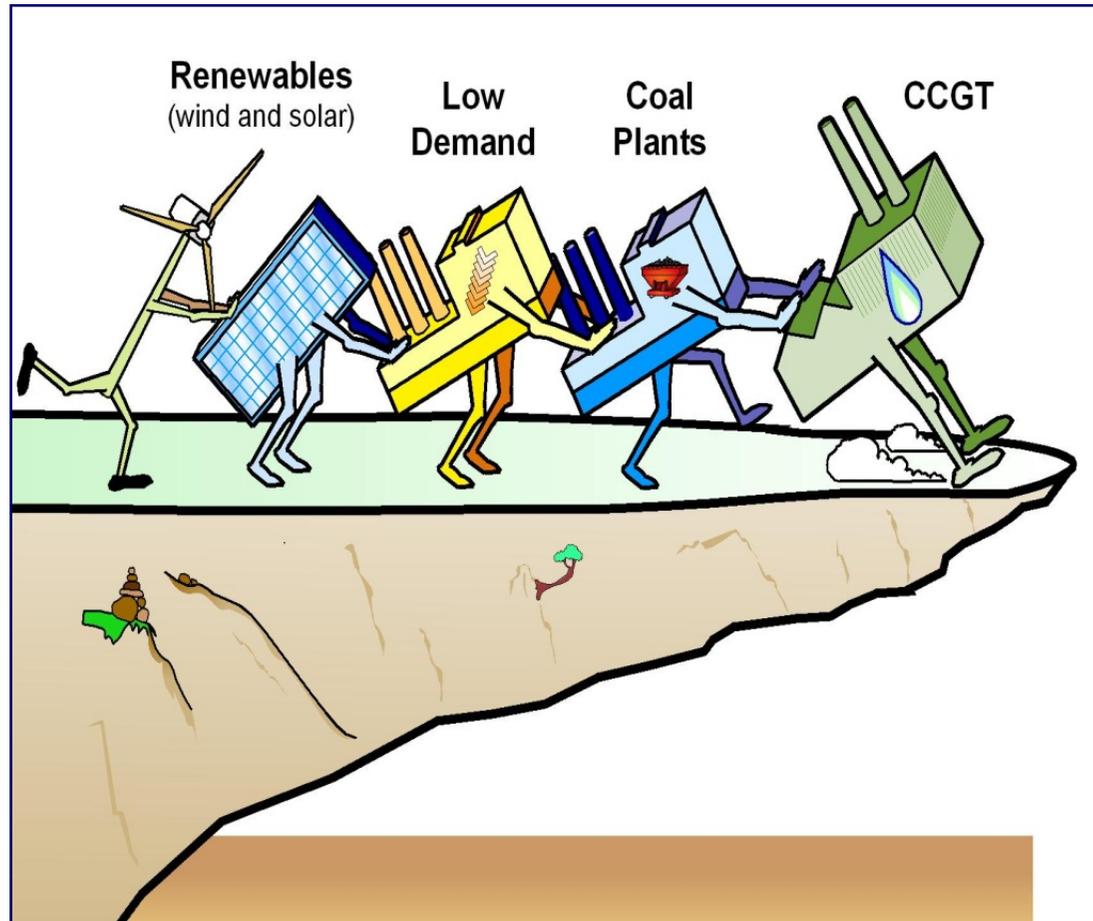


- Schweiz, Deutschland, Tschechien und Dänemark benötigen im Januar 2025 gleichzeitig Importe zur Bedarfsdeckung
- Die verfügbaren Leitungskapazitäten übersteigen den Importbedarf aber um ein Vielfaches
- Die Versorgungssicherheit ist dadurch auch 2025 nicht gefährdet

Vielfach sollen Kapazitätsmärkte lediglich „stranded Investments“ refinanzieren



E-CONTROL



Quelle: IHS CERA (2013)

- Kritische Situation für Gaskraftwerke ergibt sich durch den Zusammenfall mehrerer Faktoren
 - Hohe Gaspreise
 - Hohe EE-Erzeugung
 - Niedrige CO₂-Preise
 - Geringer Verbrauch
- Dies stellt jedoch eine Momentaufnahme dar

Es stellen sich daher folgende Fragen: Welche Probleme bestehen wirklich?

- „**Generation Adequacy**“ Probleme?

- Bei rein nationaler Betrachtung lt. Prognosen in manchen MS der Fall
- Bei regionaler Betrachtung lt. Prognosen nicht der Fall
- Offene Fragen: Nationale oder regionale Betrachtung, Methodik?

- „**Missing Money**“ Probleme?

- Kann durchaus der Fall sein, aber ein natürlicher Effekt in kapitalintensiven Industrien mit Überkapazitäten
- Schweinezyklus: Hohe Preise in den 2000er Jahren → Investitionen in Kraftwerke → Überkapazitäten → Preisverfall → Konsolidierung
- Offene Frage: Behebung erforderlich oder natürlich?

- **Andere Probleme?**

- „Transmission Adequacy“ Probleme, „Flexibility“ Probleme
- Scheint in manchen Ländern wie DE oder FR eher der Fall zu sein

...Sind Kapazitätsmärkte die sinnvollste Lösung?



E-CONTROL

- Kapazitätsmärkte können „Generation Adequacy“ Probleme beheben
 - Vorschreibung einer bestimmten Leistung im System
 - Vorhalteverpflichtung für Endkundenversorger
- Kapazitätsmärkte können „Missing Money“ Probleme beheben
 - Bereitstellung zusätzlicher Erlöse für Anlagen mit gesicherter Leistung
- Frage: Sind Kapazitätsmärkte das effizienteste Mittel?
- Kapazitätsmärkte sind nur bedingt geeignet „Transmission Adequacy“ oder „Flexibility“ Probleme zu beheben
 - Transmission Adequacy: Beschleunigter Netzausbau & eventuell begleitende Absicherungsmaßnahmen (Netzreserve)
 - Flexibility: Regelreservemarkt & Kurzfristmärkte (DA, ID)

Zwischenfazit



E-CONTROL

- Es gibt noch viele offene Fragen in der Problemanalyse
- Diese offenen Fragen sollten beantwortet werden, bevor man sich der Diskussion um Kapazitätsmärkte widmet
- Kapazitätsmärkte stellen umfassende Markteingriffe dar
- Es gibt weniger fundamentale Maßnahmen, um tatsächlich bestehende Probleme zu beheben bzw. zu verringern

Studienpaket des BMWi empfiehlt Weiterentwicklung des EOM zum EOM 2.0



- Bis 2022 keine Gefahr erzeugungsseitiger Engpässe
- Optimierter EOM kann auch bei steigendem Anteil RES Versorgungssicherheit gewährleisten
- Ziel eines optimierten Marktdesigns: Flexibilisierung des Stromangebots und der Stromnachfrage
- Zentrale Elemente sind das Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem und „Peak Load Pricing“

Konkrete Vorschläge zur Verbesserung der Leistungsfähigkeit des EOM

- **Bessere Integration Nachfrageflexibilität & bisher marktferner Erzeugung**
 - Anpassung Netzentgeltstruktur
 - Anpassung techn. Anforderungen und Bedingungen für Bau und Betrieb der Anlagen
- **Definition kommerzieller Regeln für Lastunterbrechungen**
 - Bestimmung Abrechnungspreis für nicht gelieferte / nicht konsumierte Energie (VoLL)
 - Bestimmung transparenter Abrechnungsregeln (Mengen, Zahlungsströme)
- **Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems**
 - Generelle Grenzkostenbepreisung mit VoLL-Preisen im Knappheitsfall
 - Bessere Bilanzgruppenbewirtschaftung von RES-Erzeugung und SLP-Kunden
- **Stabile politische Rahmenbedingungen**
 - Klarheit über zukünftige Dekarbonisierungsmaßnahmen (RES-Förderung, CO₂-Handel)
 - Verlässliche RES-Ausbauziele
- **Vermeidung von Preisobergrenzen am Großhandelsmarkt**
 - Politische Akzeptanz von knappheitsbedingten Preisspitzen
 - Anhebung der techn. Preisobergrenze auf den VoLL (~15.000 €/MWh)
- **Verstärkung internationaler Koordination**
 - Berücksichtigung von Importmöglichkeiten in Knappheitsfällen
 - Abstimmung und Harmonisierung von Marktregeln um Marktverzerrungen zu vermeiden

Konkrete Vorschläge zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage

- **Vorgeschlagene Maßnahmen im Bereich „Marktdesign“**
 - Einführung von 1/4h-Produkten am DA Markt
 - Aufhebung des impliziten Mark-Up-Verbots in DE
 - Handelsschluss näher an Lieferzeitpunkt heranzuführen
 - Anreize für eine aktivere Bewirtschaftung der Bilanzgruppen
 - Häufigere Ausschreibung und kürzere Zeitscheiben für Regelreserveprodukte sowie Anpassung der Präqualifikationsregeln
- **Vorgeschlagene Maßnahmen im Bereich „Regulierungsdesign“**
 - Verringerung der Mindest-Einspeisung von Kraftwerken durch
 - zunehmend kraftwerksunabhängige Bereitstellung von Blindleistung
 - Weiterentwicklung des Regelreservemarktes
 - vermehrt stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen (z.B. Einsatz Wärmespeicher)
 - Koordinierung netz- und marktseitiger Anreize für Flexibilisierung der Nachfrage
 - Beseitigung von Marktverzerrungen durch admin. Umlagen, Abgaben & Entgelte
 - Flexibilisierung des RES Angebots durch Ausweitung der Direktvermarktung
- **Vorgeschlagene Änderungen stellen „No-regret-Maßnahmen“ dar & können wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten**

Die Kompatibilität der unterschiedlichen Mechanismen ist fraglich



E-CONTROL

Strategische Reserve

- **Teilnahmeberechtigte Anlagen:** Bestehende Anlagen (auch DSM)
- **Grenzüberschreitende Teilnahme:** Abhängig von Übertragungskapazität
- **Teilnahme am Energiehandel:** Für strategischen Reserve nicht möglich
- **Preisbestimmung:** Keine Festlegung
- **Beschaffungsdauer:** Für das Folgejahr für die Dauer von 1 Jahr
- **Verpflichtungen für Endkundenversorger:** Keine

Kapazitätszahlungen

- **Teilnahmeberechtigte Anlagen:** Neue Anlagen (Spanien) bzw. neue und bestehende Anlagen (Irland)
- **Grenzüberschreitende Teilnahme:** Derzeit nicht möglich
- **Teilnahme am Energiehandel:** Freiwillig (Spanien) bzw. verpflichtend (Irland)
- **Preisbestimmung:** Administrative Festlegung
- **Beschaffungsdauer:** Für das Folgejahr für die Dauer von 1 Jahr
- **Verpflichtung für Endkundenversorger:** Keine

Kapazitätsmarkt

- **Teilnahmeberechtigte Anlagen:** Bestehende, neue und geplante Anlagen (auch DSM)
- **Grenzüberschreitende Teilnahme:** Berücksichtigung der Importkapazitäten
- **Teilnahme am Energiehandel:** Verpflichtend bzw. stark beanreizt
- **Preisbestimmung:** Marktbasiert über Auktionen oder bilateral
- **Beschaffungsdauer:** 4 Jahre im Voraus für die von Dauer bis zu 25 Jahren
- **Verpflichtung für Endkundenversorger:** Eindeckung mit Leistungsverträgen

Selbst gleichartige Ansätze unterscheiden sich im Detail wesentlich



E-CONTROL

	Großbritannien	Frankreich	Italien
Leistungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Fallende Bedarfskurve 	<ul style="list-style-type: none"> • Fixer Bedarf 	<ul style="list-style-type: none"> • Variabler Bedarf
Vorlaufzeit	<ul style="list-style-type: none"> • 4 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> • 4 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> • 4 Jahre
Vertragsdauern	<ul style="list-style-type: none"> • 1 - 3 Jahre für Bestandsanlagen • 10 - 25 Jahre für Neuanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • 1-Jahres-Produkt • Spezifische Produkte im OTC-Handel 	<ul style="list-style-type: none"> • 3 Jahre für alle Anlagen
Handelsplattform	<ul style="list-style-type: none"> • Zentrale Auktion 	<ul style="list-style-type: none"> • Organisierter Markt oder OTC 	<ul style="list-style-type: none"> • Zentrale Auktion
Preisbestimmung	<ul style="list-style-type: none"> • Fallende Bedarfskurve • Obergrenze bei 1,5 x CONE 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine 	<ul style="list-style-type: none"> • Caps/Floors für Bestandsanlagen • Keine Caps/Floors für Neuanlagen
Preissetzer	<ul style="list-style-type: none"> • Neuanlagen Bestandsanlagen unter Schwellwert 	<ul style="list-style-type: none"> • Alles bilateral 	<ul style="list-style-type: none"> • Alle Anlagen
Berücksichtigung Interkonnektoren	<ul style="list-style-type: none"> • Stat. Beitrag zur Lastdeckung 	<ul style="list-style-type: none"> • Stat. Beitrag zur Lastdeckung 	<ul style="list-style-type: none"> • Noch nicht definiert

Zudem gibt es viele offene Fragen in der praktischen Umsetzung



- Kompatibilität von Mechanismen mit dem europäischen Target Model?
- Bereitstellung von sicher verfügbarer Leistung oder auch Flexibilität?
- Konformität mit europäischen Leitlinien (State Aid Guidelines, etc.)?
- Gewährleistung langfristiger regulatorischer Sicherheit?
- Technische Detailfragen
 - Angewendetes Versorgungssicherheitskriterium
 - Ermittlung des Leistungsbedarfs
 - Überprüfung der Verfügbarkeit von Anlagen
 - Technologieneutrale Investitionsanreize
 - Grenzüberschreitende Teilnahme am Kapazitätsmarkt
 - Reservierung von Übertragungsleitungen, etc.

Die Folgen einer fehlerhaften Umsetzung sind langfristig und kostspielig (1)



- Bisher umgesetzte Kapazitätsmechanismen leiden größtenteils unter mangelnder Effizienz

Vgl. annuitätische Investitionskosten
 Gasturbine: 16.000 €/MW/a
 GuD: 24.000 €/MW/a
 Steinkohle: 28.000 €/MW/a

Land/Markt	Mechanismus	Gesamtkosten	Kosten pro MWh	Kosten pro MW
PJM	Kapazitätsmarkt	4.275 Mio. €/a	5,5 €/MWh	31.400 €/MW/a
Irland	Kapazitätzahlungen	529 Mio. €/a	14,9 €/MWh	78.000 €/MW/a
Griechenland	Kapazitätzahlungen	451 Mio. €/a	9,18 €/MWh	41.000 €/MW/a
Finnland	Strategische Reserve	19 Mio. €/a	0,3 €/MWh	31.200 €/MW/a
Schweden	Strategische Reserve	12 Mio. €/a	0,1 €/MWh	7.000 €/MW/a

- Komplexe Konzepte bedurften häufiger Regelanpassungen – die Folge sind hohe regulatorische Risiken
- Umfassende Kapazitätsmechanismen waren in der Vergangenheit anfällig für Marktmanipulation und Marktmachtausübung

Die Folgen einer fehlerhaften Umsetzung sind langfristig und kostspielig (2)

- Sind Kapazitätsmärkte einmal umgesetzt, so bleiben sie länger erhalten

„CRMs are here to stay...“ (Carlos Batlle, Eurelectric Conference on future market design, Brussels, 2013)



...so better think twice!

Primäres Ziel sollte nach wie vor die Umsetzung des Target Models sein...

- Umsetzung des Target Models mit grenzüberschreitenden
 - Terminmärkten,
 - Day-Ahead Märkten,
 - Intraday Märkten und
 - Regelreservemärkten hat nach wie vor höchste Priorität
- Sicherstellung eines effizienten Strommarktes durch:
 - Sicherstellung eines zügigen Netzausbaus
 - Heranführen Erneuerbarer Energien an den Markt
 - Anreize für flexible Erzeugung
 - Anreize für verbraucherseitige Beteiligung am Markt
- Maßnahmen können wesentlich Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Effizienz leisten

... Kapazitätsmärkte sind die Ultima Ratio



E-CONTROL

- Sollten nach erfolgreicher Umsetzung dieser Maßnahmen weiter Probleme bestehen:
 - Weitere Überlegungen sinnvoll
 - Maßnahmen müssen mit Target Model kompatibel sein und
 - regional bzw. europäisch koordiniert werden



E-CONTROL

Kontakt

Dr. Wilhelm Süßenbacher



+ 43 1 24 7 24 503



Wilhelm.Suessenbacher@[e-control.at](mailto:Wilhelm.Suessenbacher@e-control.at)



www.e-control.at

- **ACER (2013)**, Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity
- **Connect Energy Economics (2014)**, Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns
- **DG ENER (2013)**, Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM
- **ENTSO-E (2014)**, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030
- **Frontier Economics, FORMAET (2014)**, Strommarkt in Deutschland - Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?
- **FTI Compass Lexecon (2013)**, New capacity mechanisms in the European context: what lessons have we learnt?
- **IHS CERA (2013)**, Keeping Europe's Lights On: Design and Impact of Capacity Mechanisms
- **IAEW (2014)**, RWTH Aachen, Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau
- **r2b (2014)**, Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen