

Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Strommarkt

Bewertung und Einordnung relevanter Handlungsoptionen zur
Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen
in der Region Central Western Europe (CWE)

April 2014

Studie von A.T. Kearney im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Haftungsausschluss

Diese Studie wurde für die EnBW AG erstellt und wird Dritten nur zu Informationszwecken zur Verfügung gestellt.

A.T. Kearney übernimmt für seine Tätigkeit, die von A.T. Kearney erbrachten Dienstleistungen und diese Studie keine Garantie oder Gewährleistung gegenüber Dritten. Dritte sind alleinverantwortlich für (a) die Bewertung der Aussagen, der Ergebnisse und sonstigen Aspekte der Studie und der darin enthaltenen Empfehlungen und (b) die Entscheidung, sich auf die Studie und die von A.T. Kearney getroffenen Aussagen zu stützen oder diese umzusetzen. A.T. Kearney schließt jedwede Haftung Dritten gegenüber aus.

Die Studie enthält Aussagen, die sich auf künftige Vorgänge oder Entwicklungen beziehen und zukunftsgerichtete Aussagen darstellen. Solche Aussagen beruhen auf den heutigen Erwartungen und bestimmten Annahmen der Autoren. Sie unterliegen daher einer Reihe von Risiken und Ungewissheiten. Eine Vielzahl von Faktoren, von denen zahlreiche außerhalb des Einflussbereichs der Autoren liegen, beeinflussen die dargestellten Ergebnisse. Diese Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von den Angaben zu künftigen Ergebnissen abweichen, die ausdrücklich oder implizit in den zukunftsgerichteten Aussagen wiedergegeben oder aufgrund früherer Trends erwartet werden.

Autorenteam A.T. Kearney:

Jochen Hauff, Daniel Otten, Julia Zacharias, A.T. Kearney Berlin

Verantwortliche Partner:

Kurt Oswald, Dr. Florian Haslauer, A.T. Kearney Wien

Verantwortliche Projektleiter EnBW:

Dr. Bernd Schürmann, Dr. Jörg Jasper

Projektteam:

Dr. Clemens Cremer, Sebastian Kienzle, Dr. Thorsten Koch, Dr. Bernd Calaminus, Markus Lempp, Karsten Krämer

Zusammenfassung

Hintergrund und Ziel der Studie

1. Interaktion und Koordination sind wichtige Grundlagen des EU-Binnenmarkts. Dies gilt besonders für das vernetzte System der Strommärkte. Dennoch herrscht in den aktuellen energiepolitischen Debatten in Europa eine Tendenz zum **Inseldenen**; nationale Sichtweisen dominieren. Damit nationale Alleingänge aber nicht Fakten schaffen und so einem planvollen Vorgehen zuvorkommen, müssen für fundierte Entscheidungen die Notwendigkeit, Ausgestaltung und mögliche Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Kontext untersucht und bewertet werden. Dies ist bislang kaum erfolgt und daher Gegenstand dieser Studie.
2. In den **nationalen politischen Debatten** weit fortgeschritten ist derzeit ein umfassender Kapazitätsmarkt in Frankreich, während in Deutschland mit der Reservekraftwerksverordnung bis 2017 eine „quasi“-strategische Reserve implementiert wird und zugleich eine breite Auswahl an möglichen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmärkten diskutiert wird. In Belgien wurde die Einführung einer strategischen Reserve von der Regierung beschlossen, während in den Niederlanden derzeit kein Bedarf für einen Kapazitätsmarkt mehr gesehen wird. Ähnliches gilt für Österreich.
3. Die **europäische Dimension** ist in zahlreichen der bisher national diskutierten Vorschlägen nicht ausreichend berücksichtigt. Dies liegt zum einen an der politischen Zuständigkeit der nationalen Regierungen für den Energiemix, zum anderen an der Komplexität der Interdependenzen zwischen nationalen und europäischen Energieregulativen und dem verflochtenen europäischen Strommarkt.
4. Mit der Kommunikation zur europäischen Strommarkt-Integration hat die **EU-Kommission** im November 2013 auch zur Einführung von Kapazitätsmärkten Stellung genommen. Aus ihrer Sicht sind „Interventionen“ wie die verschiedenen nationalen Kapazitätsmarkts-Vorschläge allenfalls ein letztes Mittel, welches erst nach Erschöpfung anderer Maßnahmen erwogen werden sollte. Die Kommission sieht ein hohes Maß an Rechtfertigungsbedarf gegenüber reinen Marktösungen und dringt auf Kooperation sowie auf Reversibilität der „Intervention“, um die Grundrichtung der europäischen Energiemarktintegration nicht dauerhaft zu konterkarieren.
5. **Zielsetzung dieser Studie** ist es, vor diesem Hintergrund zum besseren Verständnis der möglichen Implikationen der verschiedentlich diskutierten nationalen Kapazitätsmarktdesigns beizutragen. Hierbei sollen insbesondere die Unterschiede zwischen der heterogenen Einführung unterschiedlicher Systeme und der harmonisierten Einführung identischer Systeme, sowie mögliche Formen der Koordination zwischen den CWE-Preisregionen bewertet werden.
6. Für diese Bewertung führen wir eine energiewirtschaftliche **Modellierung relevanter Handlungsoptionen** im Raum CWE durch. Dabei betrachten wir sowohl national heterogenes oder homogenes als auch länderübergreifend koordiniertes bzw. autarkes Vorgehen und deren jeweilige Auswirkungen auf die Kosten der konventionellen Stromerzeugung bzw. die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksparks.
7. Die Zusammenfassung umfasst:
 - Kernannahmen & Methodik der Studie
 - Die wichtigsten Ergebnisse
 - Handlungsempfehlungen für politische Entscheider

Kernannahmen und Methodik der Studie

8. Grundsätzlich stellt sich bei der Ausgestaltung des Energiemarktdesigns die Frage nach der **Regulierungsebene sowie der Reichweite**, d.h. dem Ambitionsgrad der Gestaltung der grenzüberschreitenden Koordination.
 - Hinsichtlich der Regulierungsebene unterscheiden wir die einzelstaatliche Ebene und die länderübergreifende Zusammenarbeit (z.B. CWE) bzw. die Ebene einer supranationalen Institution wie der EU.
9. Die Reichweite der Regulierung möglicher Marktdesigns reicht von „Laissez-faire“ über eine Rahmensetzung für ein „level-playing field“ bzw. partiellen Synchronisierungsbemühungen bis hin zur mandatierten Vereinheitlichung eines Systems bzw. dem Verbot einer nationalen Einführung von Kapazitätsmärkten. In diesem Koordinatensystem existieren diverse **Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsmärkte**. Das Spektrum reicht von der „Nullvariante“ ohne Kapazitätsmärkte bis zur Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmechanismus in CWE. Einzelstaatlich dominierte Optionen, in denen je Preiszone unterschiedliche Ausgestaltungen angenommen werden, sind abgebildet.
10. In der Studie wurde eine **Auswahl besonders relevant erscheinender Optionen** für die detailliertere, quantifizierte Bewertung getroffen. Die getroffene Auswahl leistet eine möglichst gute Abdeckung des oben beschriebenen Koordinatensystems. Außerdem wurde auf die in der derzeitigen Diskussion wahrscheinlich erscheinenden Ausgestaltungsvarianten fokussiert. Die ausgewählten und quantitativ modellierten Optionen sind:
 - Option 1: **Energy-only-Markt** – Keine Einführung eines Kapazitätsmechanismus.
 - Option 2: Die **heterogene Umsetzung** der derzeit diskutierten politischen Pläne je Preiszone. Hier wird für Frankreich die Umsetzung des diskutierten zentralen Ansatzes und für Belgien die Umsetzung des Regierungsvorschlags für eine strategische Reserve angenommen. Die Niederlande führen keinen Kapazitätsmarkt ein, während für **DE/AT/LU die Umsetzung einer strategischen Reserve** angenommen wird.
 - Option 3: Die **heterogene Umsetzung** der derzeit diskutierten politischen Pläne je Preiszone wie in Option 2, jedoch mit der Variante, dass für DE/AT/LU anstatt einer strategischen Reserve die Umsetzung eines **umfassenden, dezentralen Kapazitätsmarktes** angenommen wird.
 - Option 4: Die Einführung eines **einheitlichen, umfassenden Kapazitätsmechanismus in CWE**, dessen Kapazitätsnachfrage zentral festgelegt und auktioniert wird.
 - Option 5: Die Einführung eines **einheitlichen, umfassenden Kapazitätsmechanismus in CWE**, dessen Kapazitätsnachfrage dezentral (z.B. durch die Stromvertriebe) bestimmt und eingekauft wird.
11. Das **verwendete Modell** bildet eine integrierte Preisfindung für vier CWE-Preiszone sowohl für den Energy-only-Markt als auch für die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen der Kapazitätsmärkte ab. Dabei werden **technologiespezifische Kosten- und Verfügbarkeitsannahmen konventioneller Kraftwerke** auf Basis publizierter Werte und Expertenschätzungen verwendet. Wichtigste Outputs sind:
 - die **Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung** je Preiszone und Jahr
 - die von den Kraftwerksbetreibern realisierten Erlöse je Preiszone, Technologie und Jahr, welche in Bezug zu den jeweiligen Kosten den **Betriebskosten- bzw. Vollkostendeckungsgrad** ergeben

12. Für die Ausgestaltungsoptionen der Kapazitätsmärkte werden **Annahmen zu zwei Kernparametern** getroffen:

- **Annahmen zur Kapazitätsnachfrage:** Für jede Ausgestaltungsoption wird die Kapazitätsnachfrage in Abhängigkeit von der Maximallast je Preiszone und Jahr definiert, wobei für die strategische Reserve 7% der Maximallast, für den umfassenden Kapazitätsmarkt zentraler Ausprägung 105% und den umfassenden aber dezentral organisierten Kapazitätsmarkt 95% der Maximallast angenommen werden. Diese Annahmen basieren teilweise auf publizierten Schätzungen bzw. erscheinen den Autoren zur Unterscheidung der Grundvarianten plausibel.
- **Annahmen zur Nutzung flexibler Lasten:** Ausgangspunkt sind verfügbare Grobschätzungen der technischen Potenziale für flexible Lasten je Preiszone. Für den EoM wird eine „Aktivierung“ von nur 25% des technischen Potenzials angenommen, während eine strategische Reserve inkl. Auktionsmechanismus für flexible Lasten zu einer leicht höheren angenommenen Aktivierung von 35% führt. Im zentral administrierten umfassenden Mechanismus wurde aufgrund der nur periodisch stattfindenden Auktion eine Aktivierung von 40% angesetzt, während der dezentrale umfassende Mechanismus durch die hohe Anreizwirkung für die Vertriebe, Lastreduktionspotenzial zu identifizieren, mit 70% des technischen Potenzials angesetzt wird.

13. Der **betrachtete Zeitraum** umfasst den Zeitraum 2013-2030, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit die „Meilenstein-Jahre“ 2018, 2023 und 2028 dargestellt werden. Das Modell wurde mit Blick auf den EoM für die Jahre 2010-2013 auf Basis historischer Marktdaten getestet und kalibriert. Das Modell verwendet **reale Preise** basierend auf den Preisen von 2011.

14. Zahlreiche zentrale Annahmen des Modells basieren auf dem **ENTSO-E Vision 3 Szenario** bis 2030. Dieses bildet einen für CWE konsistenten Rahmen für die Weiterentwicklung des Kraftwerkparcs auf Basis der Planungsgrundlagen der bei ENTSO-E organisierten Übertragungsnetzbetreiber. Wir gehen davon aus, dass somit ein aus technischer Sicht in sich stimmiges Gesamtbild aus Nachfrage und Kapazitätsdargebot abgebildet ist. Das „Vision 3“ Szenario wurde gewählt, da es eine Weiterentwicklung des Energiesektors in Richtung auf Erfüllung von Nachhaltigkeitszielen beschreibt, welches die höchste Konsistenz mit den Energiewendezielen Deutschlands aufweist. Folgende spezifische Annahmen wurden dem ENTSO-E Vision 3 Szenario entnommen:

- Die technologiespezifische **Entwicklung der Erzeugungskapazitäten** für alle betrachteten Länder bis 2030, die einen starken Zubau von Erneuerbaren Energien, Gaskraftwerken sowie Pumpspeichern annehmen
- Annahmen zur **Rohstoffpreisentwicklung** gemäß dem 450ppm Szenario der IEA/ WEO, welche von einer deutlichen Erholung der CO₂-Preise sowie von langfristig stagnierenden Gaspreisen und sinkenden Steinkohlepreisen ausgehen
- **Grenzübergangskapazitäten** (GÜK) und deren Fortschreibung auf den gemäß ENTSO-E Vision 3 Szenario angenommenen Zielwert in 2030
- **Fortschreibung der Lastgang-Struktur 2012.** Skalierung mit ENTSO-E Lastprognosen und unter Berücksichtigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien nach Maßgabe ENTSO-E Kraftwerkparcs-Zusammensetzung für 2030, sowie eines konstanten Export-Importsaldos an der CWE-Außengrenze entsprechend 2012

Wichtigste Ergebnisse

15. Grundsätzlich kommen wir zum Schluss, dass die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes auf **länderübergreifender Ebene koordiniert werden muss**. Die wichtigsten Gründe sind **1) Effizienzgewinne**, die sich durch internationale Lösungen realisieren lassen, sowie **2) signifikante Interdependenzen mit anderen energiepolitischen Regelungsbereichen**, die international abgestimmt werden müssen.

Effizienzgewinne

16. Eine **länderübergreifende Einführung gleichartiger und miteinander durch Kapazitätshandel verbundener Märkte bringt Effizienzvorteile** hinsichtlich der Kosten der Bereitstellung konventioneller Energie sowie der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen.
17. Unter den getroffenen Annahmen ist mittel- und langfristig mit einer deutlichen **Erholung der Preise am EoM** zu rechnen. Die realen Base-Preise erreichen ein Niveau von 46-51€/MWh bis 2018, mittelfristig ein Niveau von real 62-63 €/MWh in 2023. Auch langfristig liegt das Niveau deutlich über dem heutigen, wobei die Preisentwicklung in den Preiszonen unterschiedlich ist.
18. Für **DE/AT/LU** zeigt sich, dass eine langfristige Vollkostendeckung mit der **harmonisierten Einführung** eines zentralen KM (Option 4) bzw. der national heterogenen Herangehensweise (Option 2) möglich wäre. Letztere würde aber gegenüber dem EoM (Option 1) zu deutlich steigenden Kosten führen. Eine Vollkostendeckung lässt sich auch durch den dezentralen KM in allen Preiszonen (Option 5) 2028 zumindest weitgehend (> 95%) annähern. Dies würde gleichzeitig zu den vergleichsweise niedrigsten Kosten für die Bereitstellung konventioneller Stromproduktion führen.
19. Für **CWE** wird durch die Überlagerung verschiedener nationaler Effekte bereits 2018 Vollkostendeckung erreicht (Option 4) bzw. angenähert (Optionen 3 und 5). 2023 wäre Vollkostendeckung durch alle Optionen möglich, wobei der umfassende, dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) hier leicht geringere Kosten aufweisen würde. Bis 2028 würde dieses Ergebnis stärker ausdifferenziert und der **umfassende, dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) würde klar die geringsten Kosten** und die beste Annäherung an eine Vollkostendeckung aufweisen.
20. Insgesamt erscheint folglich sowohl für DE/AT/LU als auch CWE gesamt ein **umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage (Option 5)** unter den betrachteten Optionen am attraktivsten, da dieser ein vergleichsweise **gutes „Kosten-Nutzen-Verhältnis“** aufweist.
21. Sollte eine national heterogene Herangehensweise hinsichtlich der Auswahl von Kapazitätsmechanismen realpolitisch nicht zu verhindern sein, so sollte in jedem Fall auf der **Integration** der ggf. national unterschiedlichen Systeme (mit Ausnahme der strategischen Reserve) bestanden werden. **Autarke Systeme ohne Handel über die Preisgrenzen hinweg führen im Modell zu erhöhten Kosten von bis zu ca. 100% gegenüber integrierten Systemen**, da sie nicht auf die jeweils kostengünstigen Kapazitäten in CWE zugreifen können, sondern per definitionem Kapazitäten nur innerhalb der Preiszone ausschreiben. Dieses Ergebnis ist auf den in der autarken Variante fehlenden Zugriff auf kostengünstigere Kapazitäten in anderen Ländern zurückzuführen. Da die Kapazitätsnachfragen in den jeweiligen Jahren und Ländern deutlich unterschiedlich sind, kann der grenzüberschreitende Ausgleich zu effizienteren Ergebnissen führen, da ggf. ein Neubau in einem „autarken“ Land im Rahmen der bestehenden GÜK durch Import vermieden werden kann.

Interdependenzen mit anderen Politikfeldern

22. Eine **inhaltliche Koordination der Ausgestaltung mit weiteren Regelbereichen der Energiepolitik ist notwendig**. Die Analyse zeigt, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Neuausrichtung des CO₂-Emissionshandels oder die Anreizsetzung für lastseitige Effizienz und Flexibilitätsmaßnahmen **quantitativ stärkere Auswirkungen auf Kosten und Wirtschaftlichkeit der konventionellen Leistungssicherung haben können als die Unterschiede der Ausgestaltung der untersuchten Kapazitätsmarktoptionen**. Daraus folgt, dass es weniger um die Wahl des „richtigen“ Kapazitätsmechanismus geht, als vielmehr um die sinnvolle Gestaltung eines stimmigen Gesamtrahmens, der die Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten sicherstellt.
23. Die **CO₂-Preisentwicklung** und die **Ausbau­dynamik der Erneuerbaren Energien** sind die wichtigsten Annahmen, welche sowohl das Preisniveau am EoM als auch die Vollkostendeckungsgrade der Kraftwerk­parks stark beeinflussen. Die Ergebnisse reagieren wenig sensitiv auf die Veränderung von Gaspreisannahmen und die Ausbaugeschwindigkeit von Grenzübergangskapazitäten in CWE.
24. Insbesondere CO₂-Preise und EE-Ausbau müssen folglich als **integraler Bestandteil der Frage nach Versorgungssicherheit** und der Kapazitätsmarktdiskussion betrachtet werden: Pläne zur Umgestaltung des ETS sowie Ambitionsgrad und Umsetzungsgeschwindigkeit von EE-Ausbauplänen beeinflussen die Vollkostendeckungsgrade so deutlich, dass eine getrennte Betrachtung kein stabiles Ergebnis für die Ausgestaltung des Energiemarktdesigns erlaubt.
25. Der Einfluss des **EE-Ausbaus auf den Vollkostendeckungsgrad** ist im Vergleich zu CO₂-Preisänderungen noch stärker ausgeprägt, da der EE-Ausbau sich nicht nur auf den EoM-Preis, sondern auch direkt auf die Residuallast und damit die Laufzeit der konventionellen Kraftwerke auswirkt.
26. Die Sensitivität der CO₂-Preise zeigt zudem, dass die Auswirkungen höherer bzw. niedrigerer CO₂-Preise auf die Vollkostendeckung von **Preiszone zu Preiszone stark unterschiedlich** sind. Hier ist mit Interessenkonflikten zwischen Ländern mit hohem Kernenergieanteil (welche von CO₂-Preissteigerungen profitieren) und solchen ohne Kernkraft (deren Vollkostendeckung sich verschlechtert) zu rechnen.
27. Werden zudem verstärkt **nachfrageseitige Maßnahmen** ergriffen, um Last- und EE-Einspeisung in bessere Übereinstimmung zu bringen, steigen die Kosten der Bereitstellung konventioneller Energie, da die Auslastungsgrade der Kraftwerke noch weiter sinken, die insgesamt installierte Leistung aber aufgrund der angenommenen Konstanz der Spitzenlast erhalten bleiben muss. Diese „Nebenwirkungen“ müssen bei der Ausgestaltung von Anreizen für abschaltbare Lasten bzw. zur Lastverlagerung in Zeiten mit hohem EE-Dargebot berücksichtigt werden. Auch für die Parametrisierung möglicher Kapazitätsmärkte sind eine **verbesserte Transparenz** hinsichtlich der CWE- bzw. europaweit erschließbaren nachfrageseitigen Flexibilisierungs-Potenziale und deren Kosten notwendig, um die Wirksamkeit der Mechanismen abzuschätzen.
28. Der weitere Ausbau der **Grenzübergangskapazitäten ist Grundvoraussetzung** für den CWE-weiten Ausgleich von physischen und wirtschaftlichen Stromflüssen. Der von ENTSO-E für den betrachteten Zeitraum für CWE angenommene Ausbau ist zwar nicht sehr hoch, aber schon dieser Ausbau wird aufgrund möglicher Verzögerungen volle politische Unterstützung benötigen. Die **politische Absicherung** des geplanten Ausbaus von GÜK ist folglich eine wichtige Grundvoraussetzung für das Funktionieren der Strommärkte und ggf. der integrierten Kapazitätsmärkte. Bei einer Betrachtung des **gesamteuropäischen** Rahmens wäre der Einfluss der verfügbaren GÜK auf die Strom- und ggf. Kapazitätsmärkte wahrscheinlich deutlich höher als es die Studienergebnisse für den bereits dicht vernetzten Raum CWE suggerieren.

-
29. Die Ergebnisse zeigen **deutliche regionale Unterschiede** in der Betroffenheit der Kraftwerk-parks der betrachteten Preis-zonen auf. Während für CWE eine weitgehende Voll-kostendeckung erreicht werden kann, zeigt die spezifische Analyse je Preiszone, dass dies das Ergebnis sich kompensierender Effekte ist: Die Kraftwerk-parks in DE/AT/LU sowie NL können mittelfristig auch bei der Einführung von Kapazitätsmärkten im Durchschnitt nicht mit Vollkos-tendeckung rechnen, während die Kraftwerke in Frankreich und Belgien deutlich mehr als ihre Vollkosten verdienen. Dieser Effekt ist insbesondere bei national unterschiedlichen Kapazi-tätsmarkt-Gestaltungen (Optionen 2 und 3) ausgeprägt, aber auch im Falle harmonisierter Ein-führung identischer Systeme (Optionen 4 und 5) bleiben die Differenzen zwischen den Preis-zonen sehr signifikant. Dies ist auf die unterschiedliche Erzeugungsstruktur und insbesondere den Frankreich und Belgien noch vorhandenen Anteil der Kernkraftwerke an der Stromerzeu-gung zurückzuführen. Hier ist im Falle einer Einführung von Kapazitätsmarktmechanismen also mit entgegengesetzten wirtschaftlichen Interessen zu rechnen, welche ein hohes Maß politi-scher Koordination erfordern werden.
30. Bei der **technologiespezifischen Sicht** zeigen sich starke Anreizunterschiede je Technologie: Es gibt kurz- bis mittelfristig kaum Anreize für den Neubau hocheffizienter Gaskraftwerke. Zwar verbessert die Einführung eines Kapazitätsmarktes in einigen Fällen den Vollkostendeckungs-grad gegenüber dem EoM, aber der Abstand zur Vollkostenschwelle ist meist so deutlich, dass nicht mit signifikantem Neubau gerechnet werden kann. Teilweise verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke durch den Kapazitätsmarkt sogar, insbesondere wenn hier von einer höheren Aktivierung flexibler Lasten ausgegangen wird, wie für den dezentralen Kapazitätsmarkt (Option 5) angenommen. Die Erzeugungsstruktur des Entso-E Vision 3 Szena-rios lässt sich folglich mit den hier angenommenen Ausgestaltungen und Parametrisierungen der Kapazitätsmarktoptionen nicht nachhaltig darstellen.

Handlungsempfehlungen für politische Entscheider

31. Der Energiemarkt in Europa ist prinzipiell in der Lage, für Investitionssignale zu sorgen, die ein langfristig ausreichendes Kapazitätsangebot an gesicherter Leistung herstellen wird. Allerdings sind hierzu in Zukunft zunehmend extreme Preisspitzen nötig. Falls die Politik nicht bereit ist, die mit der Ausbildung von Knappheit und Preisspitzen einhergehende öffentliche Diskussion zu führen, **besteht politischer Handlungsbedarf**, um alternative Wege zur Absicherung der In-vestition in neue flexible Kapazitäten zu definieren.
32. Die Ergebnisse zeigen, dass eine **länderübergreifende Koordination** bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen angebracht ist. Diese ist notwendig, um effizientere Ergebnisse sowie eine politische Flankierung der unterschiedlichen Länderinteressen, sowie die Umsetzung ei-ner ganzheitlichen, alle wesentlichen, energiepolitischen Regelungsbereiche umfassenden Poli-tik zu erreichen. Die **Einführung homogener und integrierter Kapazitätsmärkte ist dabei ver-gleichsweise besser als ein Nebeneinander unterschiedlicher Kapazitätsmärkte mit oder ohne Möglichkeit des grenzüberschreitenden Handels mit Kapazitäten**. Letztlich darf jedoch nicht erwartet werden, dass ein Kapazitätsmarkt automatisch das Problem der fehlenden Wirt-schaftlichkeit neuer Kraftwerke für alle Länder gleichermaßen löst – diese muss sich durch die Gesamtheit der auf den Markt wirkenden energiepolitischen Maßnahmen ergeben.
33. Letztlich führt jede Form von Kapazitätsmechanismus zu erheblichen **Verteilungsfragen**, nicht nur zwischen Verbraucher und Kraftwerksbetreibern, sondern auch zwischen den Volkswirt-schaften der Länder. Es gibt im integrierten Energiemarkt keine autarke Strategie, die nicht von den Strategien der Nachbarn beeinflusst wäre. Politische Koordination ist hier gefragt.
34. Die Komplexität der Zusammenhänge darf nicht zur Entschuldigung für Passivität werden. Vielmehr müssen die Zusammenhänge und erwarteten Effekte zwischen den Preis-zonen – in

umfassenderer Form als hier vorgelegt – untersucht und verstanden werden. Hierfür empfiehlt sich - zumindest - eine **bilaterale Koordination zwischen Frankreich und Deutschland**, da zwischen diesen beiden Märkten mittelfristig die größten Unterschiede bestehen. Eine **europäische Perspektive** über den hier betrachteten Ausschnitt CWE hinaus wäre ebenfalls sehr wünschenswert, da letztlich das Gesamtsystem auch den Gesamteffekt auf Preisniveau und Investitionsaussichten bestimmt.

35. Neben dem Einstieg in die länderübergreifende Koordination hinsichtlich Kapazitätsmärkten, besteht bereits eine Vielzahl **weiterer politischer Handlungsfelder**, welche auch zur Problemlösung der Versorgungssicherheit beitragen können:

- Der **THG-Emissionszertifikathandel** sollte nicht ausschließlich als Instrument des Klimaschutzes begriffen werden. Stattdessen muss dessen nachhaltige Anreizwirkung für Investitionen in Versorgungssicherheit verstanden und bei der Diskussion um die Reform des ETS berücksichtigt werden.
- Der **EE-Ausbau** sollte verstärkt mit Blick auf die Systemintegration im Sinne einer Verbesserung der Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Last ausgerichtet werden und weniger auf die maximale Geschwindigkeit in der Erreichung von MW-Ausbauzielen fokussieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass jede Verbesserung der Gleichzeitigkeit wiederum zu Erlösrückgängen für bestehende Kraftwerke mit gesicherter Leistung führen kann. Hier kann die Politik durch die Definition und Einhaltung realistischer Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien die Planungssicherheit wesentlich erhöhen.
- Der vorgesehene **Ausbau der Grenzübergangskapazitäten** entlang der von der ENTSO-E Vision 3 dargelegten Größenordnung ist eine notwendige Annahme für die Erreichung effizienter Ergebnisse auf den Strom- und Kapazitätsmärkten. Aufgabe der Politik ist es, den geplanten Ausbau politisch abzusichern und mit hohem Nachdruck zu verfolgen.
- Auf Seiten der **Stromnachfrage** sind neben der Erhöhung der Energieeffizienz gezielt auch die Themen der Nachfrageflexibilisierung in Reaktion auf Starklast sowie hohe Einspeisung von Erneuerbaren anzugehen. Diese Felder tragen erheblich zur Kostensenkung für die Endverbraucher bei. Gleichzeitig sind die damit verbundenen negativen Wechselwirkungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von gesicherter Kraftwerksleistung zu berücksichtigen. Ähnlich wie beim EE-Ausbau braucht es auch hier eine verbesserte Planbarkeit und eine explizite Setzung angestrebter Entwicklungspfade durch die Politik.

36. Insgesamt braucht das **komplexe Thema** der Versorgungssicherheit also **breit angelegte, langfristige Lösungen**, keine Schnellschüsse und Alleingänge. Hierfür erscheint eine **stärkere Koordination auf länderübergreifender Ebene** angebracht, da nur hier ein politischer Ausgleich der Länderinteressen, sowie die Umsetzung einer ganzheitlichen, alle wesentlichen energiepolitischen Regelungsbereiche umfassenden Politik machbar erscheint.