

Die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt- Vorschläge in der Diskussion

Kommentierung und Bewertung der
Impact-Assessment-Studien zu Kapazitäts-
mechanismen im Auftrag Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie sowie die Einordnung
des Fokussierten Kapazitätsmarktes

Berlin,
Februar 2015

Bericht für das
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg und das
Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie
und Technologie

Dr. Felix Chr. Matthes
Hauke Hermann
Vanessa Cook (Übersetzung)
Öko-Institut

Carsten Diermann
Ben Schlemmermeier
LBD Beratungsgesellschaft

Öko-Institut
Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

info@oeko.de
www.oeko.de

LBD Beratungsgesellschaft
Mollstraße 32
D-10249 Berlin
Telefon +49 30 617 85-310

info@lbd.de
www.lbd.de

Zusammenfassung

Die Diskussionen um die Entwicklung einer nachhaltigen ökonomischen Basis für ein neues, den Zielen der Energiewende entsprechendes Stromsystem haben mit der Vorlage des Grünbuchs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Ein Strommarkt für die Energiewende“ eine neue Stufe erreicht. Mit dem Grünbuch und den zugrunde liegenden Studien ist eine Reihe von Argumenten und Analysen vorgelegt worden, die einer kritischen Diskussion bedürfen

Eine intensive Auswertung der Studien zeigt das Weiterbestehenden weitreichender Dissense in der wissenschaftlichen Debatte:

- Zunächst betrifft dies die Charakterisierung des Gutes Versorgungssicherheit, als privates oder als (unreines) öffentliches Gut oder als meritorisches Gut.
- Es verbleibt Dissens darüber, ob, wie und in welchem Umfang am *Energy-only*-Markt Preisspitzen erzeugt werden können, die eine hinreichende Basis zur Deckung von fixen Betriebskosten und Investitionskosten von Stromerzeugungsanlagen oder Einrichtungen zur Schaffung von Nachfrageflexibilität bilden, die zur Gewährleistung eines hohen Niveaus von Versorgungssicherheit benötigt werden.
- Es verbleibt ein Dissens zu der Frage, wie berechenbar Einkommensströme für Investoren in Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität sein müssen und es herrscht zumindest Unklarheit darüber, ob und in welchem Umfang sehr volatile Einkommensströme zu einem signifikanten Anstieg der Finanzierungskosten führen können.
- Es herrscht Dissens darüber, ob die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes auf der Grundlage von Modellen nachgewiesen werden kann, die eine perfekte Information und eine perfekte Vorausschau („Perfect Foresight“) unterstellen.
- Es verbleiben erhebliche Unsicherheiten darüber, welche Anreiz- und Verteilungswirkungen mit der Einführung bzw. Erhaltung sehr unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen in Nachbarstaaten einhergehen.

Ein Teil dieser Dissense entsteht aus wissenschaftlichen oder ordnungspolitischen Grundüberzeugungen und wird insofern bestehen bleiben. Ein anderer Teil der Dissense, Unsicherheiten oder Unklarheiten kann prinzipiell durch empirische Befunde abgebaut werden. Letztlich würde es in diesem Bereich großangelegter Realexperimente mit weithin offenem Ausgang bedürfen.

Die (politische) Bereitschaft für solche Realexperimente ist offen, es sind aber mit Blick auf die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes weitere Fragen bezüglich des regulativen Rahmens bzw. der politischen Akzeptanz zu klären:

- Wird der Regulator oder der Gesetzgeber das Auftreten von möglicherweise hohen Spitzenpreisen akzeptieren und kann dies so ggf. kodifiziert werden, dass eine aus Investorensicht belastbare Selbstbindung entsteht?

- Wird der Regulator oder der Gesetzgeber beim möglichen Auftreten von rollierenden Abschaltungen darauf verzichten, spezielle Förder- oder Finanzierungssysteme zur Bereitstellung zusätzlicher Leistung oder zusätzlicher Nachfrageflexibilität bereitzustellen und kann dies ggf. so kodifiziert werden, dass eine aus Investorensicht belastbare Selbstbindung entsteht?
- Wird der Regulator oder Gesetzgeber bei mit hoher Wahrscheinlichkeit auftretenden *Boom-and-bust*-Zyklen für Investitionen darauf verzichten, Kompensationszahlungen jedweder Art an die Investoren zu leisten, die ihre Anlagen nach Abklingen von Knappheitspreisen nicht mehr refinanzieren können?

Die Bewertung der unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen im Rahmen der Vorarbeiten zum Grünbuch des BMWi zeigt eine Reihe weiterhin offener Diskussionspunkte:

- Es bleibt umstritten, ob die Sicherung von Kraftwerkskapazitäten bzw. Optionen der Nachfrageflexibilität auf der Grundlage von Konsumentenpräferenzen robust möglich ist oder ob es hierzu gesellschaftlicher Vorgaben bedarf.
- Die verfügbaren Potenziale verschiedener Anpassungsmaßnahmen (Nachfrageflexibilität, unkonventionelle Versorgungssicherheitsoptionen, Neubaukraftwerke), die notwendigen Vorlaufzeiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten sowie die entsprechenden Kostenprofile und Refinanzierungsnotwendigkeiten werden sehr unterschiedlich eingeordnet.
- Die präsentierten Modellrechnungen zur Effizienz verschiedener Kapazitätsmechanismen beruhen zumindest teilweise auf relativ einseitigen Parametrisierungen (Beiträge des Auslands, Überversorgung bei regulativer Vorgabe des Versorgungssicherheitsniveaus, Erschließung von Nachfrageflexibilitäten). Teilweise werden aber auch – vor allem mit Blick auf den Fokussierten Kapazitätsmarkt – eindeutige Fehlparametrisierungen vorgenommen (Emissionsvorgaben für Neuanlagen, Ausschluss von Maßnahmen der Nachfrageflexibilität). Die Ergebnisse der Analyse werden durch die überwiegend aus ordnungspolitischen Grundüberzeugungen abgeleiteten Parametrisierungen sehr weitgehend vorbestimmt.
- Ungeachtet dessen verbleiben die Effizienzunterschiede in einem Bereich, der mit Blick auf die Kosten des Gesamtsystems sowie die Modellunsicherheiten als nahezu vernachlässigbar erscheint.
- Die Relevanz von Verteilungsfragen im Kontext der Entscheidungen für oder gegen Kapazitätsmechanismen ist und bleibt umstritten. Die Richtung der Verteilungseffekte zwischen Verbrauchern und Produzenten kann in der Tendenz robust abgeschätzt werden.
- Alle Strommarkt-Arrangements, auch ein weiter entwickelter *Energy-only*-Markt implizieren erhebliche, wenn auch unterschiedlich akzentuierte Regulierungsmechanismen. Eine Verkürzung der Regulierungsrisiken auf die Risiken von Mengenfestlegungen ist nicht angemessen, auch die Festlegung von Pönalen für unterschiedliche Tatbestände, die Terminierung von *Gate Closure*

oder Maßnahmen zur Verstärkung von Knappheitspreissignalen etc. können sich als erhebliche Regulierungsrisiken erweisen.

- Ein erheblicher Dissens besteht hinsichtlich der realweltlichen Bewertung der europäischen Einbettung verschiedener Kapazitätsmarkt-Konzepte. Wenn vor allem kurz- und mittelfristig aus praktischen und rechtlichen Gründen die indirekte Berücksichtigung grenzüberschreitender Beiträge zur Versorgungssicherheit im Mittelpunkt steht, dann haben Kapazitätsmarktkonzepte mit zentralen Vorgaben mit Blick auf die europäische Einbettung sogar eher Vorteile.
- Unterschiedliche Bewertungen verbleiben auch zur Verfolgung von Nebenzielen im Rahmen der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten. Strittig bleibt vor allem, ob in Kapazitätsmarktmodelle wie den Fokussierten Kapazitätsmarkt Regelungen eingebaut werden sollten, die zumindest die Förderung von Entwicklungen vermeiden, die nicht konsistent zur Transformationsaufgabe der Energiewende sind.

Auch hier ist aber neben den analytischen Dissensfragen bzw. Unsicherheiten eine Reihe von grundlegenden, originär politischen Fragen anzugehen, die der Klärung zumindest eines Teils der Sachverhalte übergeordnet ist, zu denen unterschiedliche Einschätzungen vertreten werden:

- Soll über Strommarkt-Arrangements die Strategie verfolgt werden, Versorgungssicherheit als privatisierbares Gut zu etablieren (dann mit der Tendenz zu einem reinen *Energy-only*-Marktmodell oder zum dezentralen Leistungsmarkt) oder soll Versorgungssicherheit als ein zumindest meritorisches Gut über gesellschaftliche Vorgaben gesichert werden (dann mit einer Tendenz zur Strategischen Reserve oder zentralen Kapazitätsmärkten)?
- Wird die Flankierung von Neuinvestitionen im Bereich von Kraftwerksleistungen, aber auch im Bereich der (fixkostenbehafteten) Nachfrageflexibilität als wichtige Strategie angesehen (dann mit einer Tendenz zu zentralen Kapazitätsmärkten mit der Möglichkeit für längerfristige Kapazitätzahlungen) oder wird auf die möglichst langfristige Erhaltung bestehender Anlagen orientiert (dann mit einer Tendenz zur Strategischen Reserve oder zum dezentralen Leistungsmarkt)?
- Bilden Verbraucherkosten ein relevantes politisches Entscheidungskriterium, auch wenn dies effizienzhypothetisch zu (geringen) Effizienzverlusten führt oder ordnungspolitisch diskussionswürdig sein kann?
- In welchen Schritten, mit welchen Grenzen und in welchen Zeitfenstern kann bzw. soll die grenzüberschreitende Kooperation bei der Anpassung des Strommarktdesigns vollzogen werden?
- Sollen Nebenziele wie Klimaverträglichkeit oder Mindestflexibilitäten zumindest zur Vermeidung kontraproduktiver Anreizeffekte im Kapazitätsmechanismus verankert werden oder stehen dafür komplementäre Instrumente auch realiter zur Verfügung?

- Wie robust und wie lernfähig können und sollen die entsprechenden Maßnahmen in der Umsetzung sein? Bilden entwicklungs- bzw. lernorientierte Einführungs- oder Stufenmodelle, gerade in einem durch vielfältige Unsicherheiten geprägten Umfeld, als Alternative zu idealtypischen, aber voraussetzungsreichen Modellen eine politisch vertretbare Option?

Ohne einen Klärungsprozess über diese letztlich gesellschaftlich und politisch zu beantwortenden Grundsatzfragen werden entscheidende Fortschritte bei der Gestaltung einer nachhaltigen ökonomischen Basis für das Stromsystem der Zukunft nicht erzielbar sein. In den nächsten Jahren müssen auf gesellschaftlicher und politischer Ebene strategische Grundsatzentscheidungen zur weiteren Entwicklung des Strommarktes getroffen werden. Dabei sind letztlich vier Optionen vorstellbar:

- Ein groß angelegtes Realexperiment zur Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes ohne zusätzliche Flankierung (EOM 2.0).
- Ein groß angelegtes Realexperiment zur Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes, in das eine gewisse Flankierung eingebaut wird, die aber kein längerfristiges Entwicklungspotenzial in sich bergen würde (EOM 2.0 in Verbindung mit einer Strategischen Reserve).
- Ein breit angelegter Einstieg in neue Finanzierungsstrukturen für den Strommarkt mit einem umfassenden Modell. Hier kann entweder auf eine gesellschaftliche Vorgabe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und vor allem auf einen robusten Rahmen für Investitionen für Neuanlagen orientiert werden (zentraler umfassender Kapazitätsmarkt). Dabei würde in Kauf genommen, dass es durch Regulierungsfehler zu einer Kapazitäts-Übersausstattung kommt. Oder es kann eine klare Strategie zur Privatisierung der Versorgungssicherheit verfolgt werden (dezentraler Leistungsmarkt), bei der in Kauf genommen wird, dass die Risiken für Neuinvestitionen zu groß bleiben bzw. es möglicherweise durch Trittbrettfahreneffekte nicht zur Gewährleistung eines ausreichenden Maßes an Versorgungssicherheit kommt.
- Ein Einstieg in grundsätzlich neue, aber selektiv ausgerichtete und ggf. als Stufenmodell angelegte Finanzierungsstrukturen für den Strommarkt, die vor allem auf einen robusten Rahmen für Neuinvestitionen in flexible und CO₂-arme Erzeugungsanlagen sowie Nachfrageflexibilität abzielen, Versorgungssicherheit über eine gezielte Flankierung des benötigten Restbestandes stilllegungsbedrohter Bestandsanlagen anstrebt (Fokussierter Kapazitätsmarkt). Hier würden regulierungsbedingte Effizienzverluste hingenommen, wenn Verteilungseffekte zugunsten der Verbraucher und eine Flankierung der Energiewende über einen Kapazitätsmechanismus erzielt werden können.

In der Studie wurden die oben genannten unterschiedlichen Abwägungsfragen detailliert diskutiert und bewertet. Als zentrales Ergebnis bleibt festzuhalten, dass das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarkts ein produktives und im Lichte der aktuellen Herausforderungen für die Energiewende im Stromsektor vorteilhaftes Einstiegs- und Übergangsmodell bleibt. Mittelfristig kann dieses Modell gegebenenfalls auch den Übergang zu anderen Kapazitätsmarktmodellen ermöglichen.

Summary

The discussions about the development of a sustainable economic basis for a new electricity system that is in line with the objectives of Germany's energy transition have reached a new stage with the Green Paper "An Electricity Market for Germany's Energy Transition" published by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). The Green Paper and the reports conducted for it present a number of arguments and analyses that require critical discussion.

A detailed evaluation of the expert reports commissioned by BMWi shows that there is still far-reaching disagreement in scientific debate in this area:

- Firstly, there is disagreement about the security of electricity supply in Germany – in terms of whether it is a private good, a common good or a merit good.
- Secondly, there remains disagreement about whether, how and to what extent price peaks on the energy-only market can be generated to ensure a sufficient basis for covering the fixed operating costs and investment costs of power plants and installations which enable demand-side flexibility, which are needed to guarantee a high level of supply security.
- Thirdly, there also remains a lack of agreement about how predictable revenue streams have to be for investors in power plants and installations which increase demand-side flexibility. There is (at least) a lack of clarity about whether and to what extent very volatile revenue streams can lead to a significant increase in financing costs.
- Fourthly, expert opinion diverges on whether the performance of the energy-only market can be demonstrated based on models which assume perfect information and perfect foresight.
- Fifthly, there remains considerable uncertainty about the incentive and distribution effects which accompany the introduction and retention of very different capacity mechanisms in neighbouring countries.

Part of this divergence in expert opinion stems from different core scientific or regulatory beliefs and will therefore remain. Another part of the disagreement, uncertainty and lack of clarity can, in principle, be reduced based on empirical findings. To achieve this, large-scale and broadly open-ended real-world experiments would, in the final analysis, need to be conducted.

The (political) willingness to conduct such real-world experiments is still to be made explicit and there are also additional questions about the regulatory framework and political acceptability that need to be clarified with reference to the performance of the energy-only market:

- Will the regulator or legislator accept the occurrence of potentially high price peaks and can this, if necessary, be codified in such a way that they can make a self-commitment that is reliable from an investor's perspective?

- With the possible occurrence of load sheddings, will the regulator or legislator refrain from providing special support or financing systems to make additional capacity or additional demand-side flexibility available and can this be codified, if necessary, in such a way that it can be perceived as a reliable self-commitment?
- Will the regulator or legislator during boom-and-bust investment cycles – which have a high probability of occurring – forego making compensation payments of any kind to investors who can no longer re-finance their power plants after scarcity prices no longer exist?

The evaluation of different capacity mechanisms conducted for BMWi's Green Paper shows that a number of points are still open to discussion:

- There remains debate about whether it is robustly possible to ensure power plant capacities and options for demand-side flexibility based on consumer preferences or whether a social (regulatory) requirement needs to be introduced.
- There are very different expert assessments of the available potentials of various adaptation measures (demand-side flexibility, unconventional supply options, new power plants), the necessary lead times and pace of implementation as well as the corresponding cost profiles and refinancing needs.
- The model calculations on the efficiency of different capacity mechanisms presented in the Green Paper are based, at least in some cases, on the use of relatively one-sided parameters (contributions from abroad, oversupply concurrent with regulatory requirements for supply security, tapping of demand-side flexibility options). In other cases – especially with regard to the focused capacity market – incorrect parameters are chosen. The results of these analyses are extensively predetermined by economic and regulatory core beliefs.
- Irrespective of the above, the differences of efficiency determined in these model calculations remain within a range that seems almost negligible in terms of the total system costs and the model uncertainties.
- There continues to be disagreement about how relevant distribution issues are in decisions for or against capacity mechanisms. It tends to be possible to make robust estimations of the direction of the distribution effects between electricity consumption and production.
- All electricity market arrangements – including an energy-only market that has been developed further – involve substantial regulatory mechanisms, albeit ones with different features. It would be reductive to understand regulatory risks as only those risks associated with determining necessary capacity levels; the determination of penalties for various infringements, the timing of gate closure or measures for enhancing scarcity price signals etc. can also prove to be significant regulatory risks.
- There is also a lack of agreement about the real-world assessment of the integration of different capacity market concepts on European level. If, for practical

and legal reasons, cross-border contributions to supply security are – especially in the short and medium term – indirectly taken into account and are key requirements for integration on the European level, the concepts of central capacity markets even have advantages.

- There also remains disagreement about integrating the pursuit of secondary objectives in the design of capacity markets. Above all it is still disputed whether rules for avoiding the promotion of developments that are not consistent with the transformation task of Germany's energy transition should be incorporated in capacity market models like the focused capacity market.

In addition to these areas of disagreement and uncertainty, a number of fundamental – and primarily policy – questions also need to be addressed; they override the need for clarification in at least some of the matters on which expert opinion differs. These questions are:

- Should on the basis of electricity market arrangements the strategy be pursued of establishing supply security as a privatizable good (and if so, with a tendency towards a purely energy-only-market model or a decentralized capacity market) or should security of supply be established as, at least, a merit good by introducing social requirements (and if so, with a tendency towards a strategic reserve or centralized capacity markets)?
- Is the flanking of new investments in power plant capacities as well as in (fixed-cost-intensive) demand-side flexibility viewed as an important strategy (and if so, with a tendency towards centralized capacity markets with the opportunity for long-term capacity payments) or should the strategy of retaining existing power plants for as long as possible be pursued (and if so, with a tendency towards a strategic reserve or decentralized capacity market)?
- Are power consumption costs a relevant criterion in policy decisions, even if hypothetically it leads to (low) efficiency losses or it requires debate on the level and intensity of regulatory policy?
- With what steps, with what scope and in what time frames can or should cross-border cooperation in the adaptation of electricity market design take place?
- Should secondary objectives like climate compatibility or minimum flexibilities be embedded in the capacity mechanism to (at least) avoid counterproductive incentive effects or are complementary instruments also available in reality?
- How robust and adaptable to lessons learned can and should the corresponding measures be during implementation? Are development- and learning-oriented start-up or phase models a politically viable alternative – especially in an environment of diverse uncertainties – to ideal-typical models that involve many requirements?

Without clarifying these core issues, which need to be answered socially and politically in the final analysis, it will not be possible to make decisive progress in the design of a sustainable economic basis for an electricity system that is fit for the future.

Fundamental decisions regarding the further development of Germany's electricity market have to be taken on a social and policy level in the next few years. Four strategy decisions are ultimately conceivable:

- A large-scale real-world experiment is conducted on the performance of the energy-only market without additional flanking (EOM 2.0).
- A large-scale real-world experiment is conducted on the performance of the energy-only market in which there are some flanking measures without long-term development potentials (EOM 2.0 combined with a strategy reserve).
- New financing structures for Germany's electricity market are broadly introduced based on a comprehensive model. This can either be pursued by making the guarantee of supply security a social requirement and above all by establishing a robust framework for investments in new power plants (comprehensive centralized capacity market). In this case, it would be taken into account that regulation errors can result in an oversupply of capacity. Or a clear strategy for the privatization of supply security can be pursued (decentralized capacity market) in which the risks for new investments may remain too large and it may not be possible to guarantee an acceptable level of supply security due to free-rider effects.
- Fundamentally new financing structures for Germany's electricity market are introduced with restricted beneficiaries and, if necessary, applied using a phase model. These financing structures above all aim to establish a robust framework for new investments in flexible and low-carbon power plants and demand-side flexibility, and to guarantee security of supply via targeted flanking measures for the remaining existing power plants needed to fulfil supply security that are at risk of decommissioning (focused capacity market). Regulatory efficiency losses would be assumed if distribution effects can be achieved that benefit electricity consumers and flank energy transition via the capacity mechanism.

In the analyses of this study, the above-mentioned questions requiring assessment are discussed and evaluated in detail. The central finding is that the concept of the focused capacity market remains a productive start-up and transition model that is advantageous in view of the current challenges facing energy transition in Germany's power sector. In the medium term, this model can also enable the transition to other capacity market models, if necessary.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	13
Tabellenverzeichnis	16
1. Hintergrund und Einleitung	17
2. Die Leistungsfähigkeit des <i>Energy-only</i>-Marktes	19
2.1. Das Konzept Versorgungssicherheit	19
2.2. Leistungsfähigkeit des <i>Energy-only</i>-Marktes	24
2.2.1. Vorbemerkungen	24
2.2.2. Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Konzept des <i>Energy-only</i> -Marktes und deren Voraussetzungen aus der Investorensicht	25
2.3. Zwischenfazit: Potenzial und Grenzen der Leistungsfähigkeit des <i>Energy-only</i>-Marktes	36
3. Die Bewertung von Kapazitätsmechanismen unter besonderer Berücksichtigung des Fokussierten Kapazitätsmarktes	38
3.1. Zur Auswahl und Einordnung der Bewertungskriterien	38
3.2. Zu den numerischen Analysen	40
3.2.1. Vorbemerkungen und grundsätzliche methodische Aspekte	40
3.2.2. Annahmen und Setzungen zur Kapazitätssituation	45
3.2.3. Annahmen und Setzungen zur nachfrageseitigen Flexibilität	50
3.2.4. Ergebnisse der (System-) Kostenanalysen	52
3.2.5. Ergebnisse der Modellierungen bezüglich der Großhandels-Strompreise	55
3.2.6. Ergebnisse der Modellierungen bezüglich der Verbraucherkosten	57
3.2.7. Emissionsseitige Ergebnisse der Modellierungen	63
3.2.8. Zwischenfazit zu den numerischen Analysen	65
3.3. Zu den Bewertungen im Einzelnen	67
3.3.1. Effektivität	67
3.3.2. Ökonomische Effizienz	69
3.3.3. Verteilungseffekte bzw. Kostenwirkungen für die Verbraucher	71
3.3.4. Ordnungspolitische Einordnung und Regulierungsrisiken	72
3.3.5. Flexibilität und Reversibilität	77

3.3.5.1.	Übergeordnete Einordnung und Bewertungen	77
3.3.5.2.	Exkurs: Ein Beispiel für die dynamische Ausgestaltung des fokussierten Kapazitätsmarktes	78
3.3.6.	Internationale Einbindung	80
3.3.7.	Weitere Kriterien	83
4.	Schlussfolgerungen und zentrale politische Bewertungs- und Entscheidungsfragen	85
5.	Referenzen	90
5.1.	Literatur	90
5.2.	Datenbasen	92
5.3.	Rechtsvorschriften	92
Anhänge		
Anhang 1	Das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes im Überblick	95
Anhang 2	Analysen der quantitativen Bewertungen	105
Anhang 2.1	Analyse der quantitativen Bewertungen von Frontier/Consentec	105
Anhang 2.2	Analyse der quantitativen Bewertungen von r2b	118

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Lastsituation und Spotmarktpreise in Frankreich, Februar 2012	29
Abbildung 2-2:	Kannibalisierung von Knappheits-Preissignalen	33
Abbildung 2-3:	Marktentwicklung und Projektrealisation	34
Abbildung 3-1:	Kapitalkosten für unterschiedliche Risikoprämien und Kosten regulierungsbedingter Überkapazitäten	43
Abbildung 3-2:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035	46
Abbildung 3-3:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	46
Abbildung 3-4:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030	48
Abbildung 3-5:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	48
Abbildung 3-6:	Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	51
Abbildung 3-7:	Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	51
Abbildung 3-8:	Großhandels-Preise für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2030	56
Abbildung 3-9:	Großhandels-Preise für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030	56
Abbildung 3-10:	CO ₂ -Emissionen der deutschen Stromerzeugung für verschiedene Marktdesign-Varianten nach Frontier/Consentec, 2030	64
Abbildung 3-11:	CO ₂ -Emissionen der deutschen Stromerzeugung für verschiedene Marktdesign-Varianten nach r2b, 2030	64
Abbildung A- 1:	Ausgestaltung des Konzepts eines Fokussierten Kapazitätsmarktes	97
Abbildung A- 2:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035	106
Abbildung A- 3:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015	106
Abbildung A- 4:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	107

Abbildung A- 5:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	107
Abbildung A- 6:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	108
Abbildung A- 7:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035	108
Abbildung A- 8:	Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015	109
Abbildung A- 9:	Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	109
Abbildung A- 10:	Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	110
Abbildung A- 11:	Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	110
Abbildung A- 12:	Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035	111
Abbildung A- 13:	Stromerzeugung in Deutschland für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035	112
Abbildung A- 14:	Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015	112
Abbildung A- 15:	Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	113
Abbildung A- 16:	Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	113
Abbildung A- 17:	Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	114
Abbildung A- 18:	Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035	114
Abbildung A- 19:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035	115
Abbildung A- 20:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015	115
Abbildung A- 21:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	116
Abbildung A- 22:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	116
Abbildung A- 23:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	117
Abbildung A- 24:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035	117
Abbildung A- 25:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030	119

Abbildung A- 26:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016	119
Abbildung A- 27:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	120
Abbildung A- 28:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	120
Abbildung A- 29:	Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	121
Abbildung A- 30:	Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016	122
Abbildung A- 31:	Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	122
Abbildung A- 32:	Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	123
Abbildung A- 33:	Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	123
Abbildung A- 34:	Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030	124
Abbildung A- 35:	Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016	124
Abbildung A- 36:	Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	125
Abbildung A- 37:	Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	125
Abbildung A- 38:	Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	126
Abbildung A- 39:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030	127
Abbildung A- 40:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016	127
Abbildung A- 41:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020	128
Abbildung A- 42:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025	128
Abbildung A- 43:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030	129

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Typologisierung von Gütern	21
Tabelle 3-1:	Jährliche Verbraucherkosten für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2035	57
Tabelle 3-2:	Jahresdurchschnittliche Preisniveaus im <i>Energy-only</i> -Markt für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2035	58
Tabelle 3-3:	Jährliche Mehrkosten für typische Verbraucher bei verschiedenen Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2035	59
Tabelle 3-4:	Jährliche Verbraucherkosten für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030	60
Tabelle 3-5:	Jahresdurchschnittliche Preisniveaus im <i>Energy-only</i> -Markt für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030	61
Tabelle 3-6:	Jährliche Mehrkosten für typische Verbraucher bei verschiedenen Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030	61
Tabelle 3-7:	Regulierungstatbestände in verschiedenen Kapazitätsmechanismen	73
Tabelle 3-8:	Risikovergleich von Regulierungsirrtümern in Kapazitätsmärkten und Marktirrtümern im <i>Energy-only</i> -Markt	75
Tabelle 3-9:	Vergleich der im <i>Energy-only</i> -Markt erzielbaren Deckungsbeiträge, 2012 und 2014	79

1. Hintergrund und Einleitung

Die Diskussionen um die Entwicklung einer nachhaltigen ökonomischen Basis für ein neues, den Zielen der Energiewende entsprechendes Stromsystem haben mit der Vorlage des Grünbuchs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energien „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (BMWi 2014) eine neue Stufe erreicht. Mit diesem Grünbuch und den zugrunde liegenden Analysen (Frontier/Formaet 2014, Frontier/Consentec 2014, r2b 2014) ist eine Reihe von Argumenten und Analysen vorgelegt worden, die den Anspruch erheben, das im bisherigen Verlauf der Diskussion vorgelegte Material zu sichten und zu bewerten, wobei vor allem vier konkrete Vorschläge für die Umgestaltung bzw. Verbesserung der Strommarkt-Arrangements einer genaueren Analyse unterzogen werden sollen (EWI 2012, Öko-Institut et al. 2012, Enervis/BET 2013, Growitsch et al. 2013). Die o.g. Arbeiten zur Vorbereitung des o.g. Grünbuchs sind dabei nicht die ersten Arbeiten der unterschiedlichen Autoren zur Fragestellung des Strommarktdesigns, sie schließen an diverse Vorarbeiten an, in denen die zentralen Grundüberzeugungen und Einschätzungen zu Fragen des Strommarktdesigns für Deutschland bereits umfangreich dargelegt worden sind (Peek/Müsgens 2011, Frontier 2011, Formaet 2011, Consentec 2012a+b, r2b 2012).

Die dabei zu diskutierenden Fragen sind teilweise abstrakter Natur und können – in gewissen Grenzen – auf qualitativer Ebene untersucht werden. Teilweise betreffen sie jedoch auch Abwägungsfragen, bei denen quantitative Bewertungen eine Rolle spielen können und müssen. Die Bewertung des Ist-Zustandes sowie der möglichen Handlungsalternativen bedarf damit der Klärung einer ganzen Reihe von materiellen Fragen, kann aber auch nicht losgelöst von politischen Entscheidungsfragen mit erheblicher Reichweite erfolgen.

Das hier vorgelegte Analyse- und Diskussionspapier zu den im Kontext des Grünbuchs erstellten Analysen von Frontier/Formaet (2014), Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) verfolgt vor allem drei Fragestellungen:

- Wie wird die Leistungsfähigkeit des heutigen Strommarktdesigns eingeschätzt, was sind die zentralen Dissense und Unsicherheiten, auf welche Sacheinschätzungen oder Grundüberzeugungen sind diese zurückzuführen und wie breit werden diese berücksichtigt bzw. diskutiert?
- Auf Grundlage welcher Kriterien bzw. mit welcher Operationalisierung und Wichtung dieser Kriterien werden die Vorschläge für Kapazitätsmechanismen bewertet, welche Dissense und Unsicherheiten verbleiben zu methodischen Ansätzen, Parametrisierungen und Ergebnisinterpretationen?
- Wie werden die entsprechenden grundlegenden politischen Entscheidungsfragen adressiert?

Die Analysen und Ausführungen konzentrieren sich dabei primär auf die Ausführungen in den Studien von Frontier/Formaet (2014), Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014). Auf die Darstellung und Einordnung der in der sonstigen Literatur umfangreich, auf sehr unterschiedlichen Abstraktionsniveaus bzw. mit Bezug auf sehr unterschiedlich ausgeprägte Stromversorgungssysteme dokumentierten Grundüberzeugungen, empir-

rischen Befunde und der entsprechenden Argumentationsfiguren zu den einzelnen Themenfeldern wird – mit sehr wenigen Ausnahmen – bewusst verzichtet.

Zunächst werden in einem ersten Teil (Kapitel 2) die Analysen von Frontier/Formaet (2014), Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) zur Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes betrachtet, die folgenden Analysen (Kapitel 3) widmen sich der vergleichenden Bewertung der verschiedenen Kapazitätsmechanismen in diesen Arbeiten, wobei hier sowohl die entsprechenden Kriterien (Abschnitt 3.1), die numerischen Analysen (Abschnitt 3.2) und die entsprechenden Einordnungen (Abschnitt 3.3) ausführlich behandelt werden. Im abschließenden Teil (Kapitel 4) werden die Schlussfolgerungen präsentiert sowie zentrale politische Bewertungs- und Entscheidungsfragen formuliert. Im Anhang sind eine Kurzbeschreibung des Modells des Fokussierten Kapazitätsmarktes (Anhang 1) sowie eine Dokumentation wichtiger numerischer Ergebnisdaten der Modellanalysen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) enthalten (Anhang 2).

2. Die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes

2.1. Das Konzept Versorgungssicherheit

Eine grundsätzliche Facette der Debatte um die Notwendigkeit und ggf. die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen bildet die Frage nach der Natur des Gutes Versorgungssicherheit. Dieser scheinbar abstrakte Aspekt hat jedoch äußerst weitreichende Implikationen und bedarf deshalb zumindest einer Vergewisserung.

In der ökonomischen Diskussion unstrittig ist die Unterscheidung von Gütern mit Blick auf zwei Dimensionen:

- Können (nicht: sollen!) Individuen von der Inanspruchnahme eines bestimmten Gutes ausgeschlossen werden? Dies ist für die meisten auf Märkten gehandelten Güter beispielsweise dann der Fall, wenn die Konsumenten angesichts des Preises eines bestimmten Gutes eine Entscheidung für oder gegen die Inanspruchnahme treffen. Eine Ausschließbarkeit von der Inanspruchnahme ist dagegen für Güter wie Atemluft, den Hochwasserschutz oder die Straßenbeleuchtung, wobei allerdings auch zahlreiche Grenzbereiche existieren (öffentliche Straßen mit und ohne Maut, elektronische Medien mit oder ohne Empfangsbeschränkungen wie Pay-TV etc.).
- Besteht eine Rivalität um die Inanspruchnahme eines bestimmten Gutes? Wenn das Angebot eines bestimmten Gutes einen bestimmenden Einfluss auf seine Inanspruchnahme hat, d.h. die Inanspruchnahme durch einen Konsumenten zur Einschränkung der Nutzung durch einen anderen Konsumenten führt, ist von einer solchen Rivalität auszugehen. Rivalität herrscht bei Alltagsgütern, Flächen etc., wobei auch hier Grenzbereiche existieren (freie versus überfüllte Straßen).

In der Kombination dieser beiden Kriterien können zunächst vier verschiedene Gütergruppen unterschieden werden:

1. Öffentliche Güter bezeichnen die Güter, von denen Individuen nicht ausgeschlossen werden können und bei deren Inanspruchnahme keine Rivalität herrscht. Unbestritten ist diese Zuordnung für die äußere Sicherheit, den Hochwasser- oder Klimaschutz oder die Straßenbeleuchtung. Ein Markt für solche Güter kann nicht entstehen, weil es zwar Konsuminteressen gibt, aber nicht ausreichend (letztlich freiwillige) Zahlungsbereitschaft besteht bzw. es zu Trittbrettfahrerverhalten kommen kann. Im Regelfall müssen öffentliche Güter über staatliche Eingriffe bereitgestellt werden.
2. Allmendegüter (unreine öffentliche Güter) bezeichnen die Güter, von denen Individuen nicht ausgeschlossen werden können, bei deren Inanspruchnahme jedoch Rivalität besteht. Überlastete öffentliche Straßen (ohne Maut), viele natürliche Ressourcen, Flächen werden dieser Gruppe von Gütern zugerechnet. Auch Allmendegüter müssen im Regelfall durch Regulierungen bewirtschaftet werden (auch wenn hier Bewirtschaftungsoptionen durch Kooperationen durchaus eine Rolle spielen können).

3. Maut- oder Klubgüter bezeichnen die Güter, von deren Inanspruchnahme Individuen ausgeschlossen werden können, bei der es aber (im Regelfall) keine Rivalität gibt. Ein Standardbeispiel hierfür sind zahlungspflichtige elektronische Medien (Pay-TV) oder nicht überfüllte Mautstraßen. Maut- oder Klubgüter können über entsprechend konfigurierte Märkte bereitgestellt werden.
4. Private Güter bezeichnen schließlich diejenigen Güter, von deren Inanspruchnahme Individuen ausgeschlossen werden können und bei der es Rivalität gibt. Das breite Spektrum dieser Güter (von Alltags- bis zu Investitionsgütern) wird sinnvollerweise über private Märkte und ohne regulative Eingriffe bereitgestellt.

Die Anwendung dieser groben Gliederung, vor allem hinsichtlich der Frage, wie Güter bereitgestellt werden sollen führt aber schnell zu einer ganzen Reihe von Grenzbereichen. Beispielsweise muss die innere Sicherheit nicht notwendigerweise als öffentliches Gut angesehen und entsprechend staatlich bereitgestellt werden, gibt es doch private Sicherheitsdienste, über deren Kontrahierung bestimmte Individuen von der Inanspruchnahme ausgeschlossen werden können. Damit würde die innere Sicherheit der Bereich der Klub- oder Mautgüter, ggf. sogar dem Bereich der privaten Güter zugeordnet. Ähnliches gilt für die Gesundheitsvorsorge, die Bildung, Arbeitsvermittlungen, jegliche Medien und ganz grundsätzlich für alle Arten von Versicherungen.

Vor diesem Hintergrund ist als Zwischenform das – in der Wirtschaftswissenschaft dann nicht mehr durchgängig akzeptierte – Konzept der meritorischen Güter entwickelt worden (Musgrave 1957, Andel 1984), für die z.B. aus folgenden Gründen anzunehmen ist, dass die (private) Nachfrage hinter dem gesellschaftlichen Optimum zurückbleibt:

- externe Effekte (durch die Bereitstellung bestimmter Güter verursachte Kosten werden in deren Preisen nicht wiederspiegelt);
- unvollständige Information (auch und besonders in Bezug auf zukünftige Entwicklungen);
- falsche Zeitpräferenzen (Ausblendung bzw. Unterschätzung zukünftig anfallender Kosten);
- irrationale Entscheidungen (v.a. in spezifischen bzw. Extrem-Situationen).

In einem über den wirtschaftswissenschaftlichen Horizont im engeren Sinne hinausgehenden Ansatz können auch weitere Aspekte zur Abgrenzung meritorischer Güter herangezogen, also Gütern, deren Nutzen als größer anzusehen ist, als der Wert, der sich über die private Nachfrage im Markt ergibt:

- ethische Fragen (z.B. mit Blick auf die innere Sicherheit);
- Standortqualität und -image (z.B. mit Blick auf Verkehrsinfrastruktur)

Letztlich handelt es sich im Bereich der meritorischen Güter auch nicht mehr um die (scheinbar) objektiv zu beantwortende Frage, ob bestimmte Individuen von der Inanspruchnahme bestimmter Güter ausgeschlossen werden können, sondern ob sie ggf.

einem solchen Ausschluss ausgesetzt werden sollen (!), also letztlich eine gesellschaftliche bzw. politische Willensbildung.

Eine solche Willensbildung ist damit zunächst von den Werten und Traditionen einer konkreten Gesellschaft abhängig. Sie hängt aber auch vom Umgang einer konkreten Gesellschaft mit Unsicherheiten ab. Wenn z.B. bei Fragen der Ausschließbarkeit keine eindeutiges oder nur mit erheblichen Unsicherheiten bestehendes Wissen besteht oder geschaffen werden kann (oder die Beschaffung dieses Wissens durch großflächige Realexperimente mit erheblichen Risiken einherginge), dann sind hier gesellschaftliche Bewertungen unumgänglich.

Gleichzeitig bestehen im Bereich der Rivalität erhebliche Übergangsbereiche, wenn die Rivalität erst ab einer bestimmten Nutzungsdichte des jeweiligen Gutes beginnt. Bei wenig genutzten öffentlichen Straßen oder Parks ist die Rivalität nicht gegeben, sie nimmt aber mit zunehmender Nutzung zu und erreicht erst bei einer überlasteten Straße oder einem überfüllten Park den Zustand einer umfassenden Rivalität.

Tabelle 2-1: Typologisierung von Gütern

		Die Inanspruchnahme bestimmter Güter		
		kann	soll nicht	kann nicht
		ausgeschlossen werden		
Bei der Inanspruchnahme bestimmter Güter	herrscht Rivalität	z.B. Lebensmittel, Investitionsgüter	z.B. Arbeitsvermittlung	z.B. Gemeindeflächen
	herrscht ab einer bestimmten Nutzungsdichte Rivalität	z.B. private Erholungsparks	z.B. Nutzung öffentlicher Fernstraßen	z.B. Nutzung innerstädtischer Straßen
	herrscht keine Rivalität	z.B. Pay-TV	z.B. innere Sicherheit	z.B. Straßenbeleuchtung
		Private Güter Klub-/ Mautgüter	Meritorische Güter	Allmende-Güter Öffentliche Güter

Quelle: Öko-Institut auf Basis von Leprich (2014)

Dieser differenzierte Blick auf die Charakterisierung unterschiedlicher Güter ist von besonderer Relevanz, wenn die Einordnung des Gutes Versorgungssicherheit in der Studie von r2b (2014) analysiert wird. Hier wird argumentiert:

- Verbraucher würden in Knappheitssituationen auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft um den Bezug von Strom konkurrieren, daher wäre der Sachverhalt der Rivalität grundsätzlich gegeben und bei Versorgungssicherheit könne es sich nicht um ein (reines) öffentliches Gut handeln.
- Leistungsgemessene Endverbraucher könnten vom Strombezug ausgeschlossen werden, weil zweifelsfrei feststellbar wäre, wer in welcher Höhe

Strom zum aktuellen Strompreis am Großhandelsmarkt bezogen hat. Für diese Verbraucher wäre danach die Ausschließbarkeit gegeben, Versorgungssicherheit wäre individualisierbar, und ein privates Gut.

- Bei nicht-leistungsgemessenen Endverbrauchern könnte kein knappheitsbedingter Ausschluss erfolgen, da nicht festgestellt werden kann, wer zu welchem Zeitpunkt wieviel Strom bezogen hätte. Für diese Verbraucher wäre eine Nicht-Ausschließbarkeit gegeben und Versorgungssicherheit dann ein Allmende-Gut (d.h. ein unreines öffentliches Gut).

Neben der Frage, als welche Art von Gut Versorgungssicherheit betrachtet werden sollte, ist in diesem Kontext auch die Frage der externen Effekte von Bedeutung:

- Wenn es strukturelle Rahmenbedingungen oder Anreize dafür gibt, die eigene Zahlungsbereitschaft für das Gut Versorgungssicherheit nicht zu offenbaren, kann der Nutzen von Versorgungssicherheit nicht internalisiert werden.
- Wenn es zu Problemen bei der Versorgungssicherheit kommt, kann es durch die breite Integration von Erzeugern und Verbrauchern über eng verknüpfte Netzstrukturen dazu kommen, dass aus Systemgründen einige Teilnetze („Brownout“) oder große Netzbereiche („Blackout“) abgeschaltet werden müssen und es für Verbraucher, unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft, zu unfreiwilligen Rationierungen kommen würde. Dadurch entsteht der Anreiz, diese Zahlungsbereitschaft auch nicht mehr zu offenbaren.
- Neben den Effekten für die Verbraucher können im Fall von Brownouts und Blackouts auch externe Effekte für die Erzeuger entstehen, die im Kontext von Netzabschaltungen die Möglichkeiten zum Absatz ihrer Produktion verlieren.

Die Frage der Einordnung des Gutes Versorgungssicherheit wird vor allem bei r2b (2014) intensiver thematisiert, bei Frontier/Formaet (2014) wird die Einstufung von Versorgungssicherheit als Allmende- oder öffentliches Gut von vornherein akzeptiert. Sowohl bei r2b (2014) als auch bei Frontier/Formaet (2014) wird die Thematik externer Effekte umfassender behandelt.

Die strukturellen Argumentationen wie auch die quantitativen Modellierungen zu beiden Themen stellen jedoch auf ein stark idealisierendes Bild des Strommarktes ab.

- Es wird unterstellt, dass zumindest ein sehr großer Teil der leistungsgemessenen Verbraucher dem Strompreissignal in Knappheitssituation in jedem Fall ausgesetzt sind und keine Möglichkeiten existieren, sich der entsprechenden Preisvolatilität bzw. der Offenbarung ihrer (Echtzeit-) Zahlungsbereitschaft zu entziehen. In der Realität ist dies aber auch für signifikante Anteile der leistungsgemessenen Verbraucher nicht der Fall, da auch hier signifikante Verbrauchsanteile über den Abschluss von Termin-Lieferverträgen der Echtzeitbepreisung entzogen werden. Die entsprechenden Endkunden würden damit ihre Konsumententscheidung in Knappheitssituationen keineswegs auf Grundlage ihrer Zahlungsbereitschaft treffen. Zwar können sich systematisch zunehmende Knappheitspreise ggf. mit (erheblicher) Verzögerung auch in den Preisen und Bedingungen für Terminlieferungen niederschlagen, ob dies aber für

die Gewährleistung der Versorgungssicht im Bereich der Stromversorgung, die durch den Echtzeitausgleich von Produktion und Verbrauch charakterisiert ist, hinreichend ist, darf bezweifelt werden.

- Die Hypothese, dass Stromerzeuger von der Abschaltung bestimmter Netzbereiche nicht oder nur in geringem Umfang betroffen sind, muss insbesondere für ein Stromversorgungssystem bezweifelt werden, in dem schnell zunehmende Erzeugungsanteile auf Ebene der Verteilernetze einspeisen. Die Problematik externer Effekte für Produzenten durch Brownouts wird damit zukünftig vor allem dann zunehmen, wenn das System durch extrem geringe Reserven charakterisiert wäre.
- Ähnliches gilt für die Problematik externer Effekte auf Seiten der Verbraucher durch Brownouts. Hier wird argumentiert, dass die besonders sensitiven Verbraucher anderweitige Gegenmaßnahmen getroffen hätten (Eigenerzeugungs- und Netzersatzanlagen), die Versorgungssicherheit bei leistungsgemessenen Verbrauchern durch die Wirksamkeit der Echtzeitpreise ohnehin nicht zu unfreiwilligen Rationierungen führen würde und ggf. nur auf die nichtleistungsgemessenen Verbrauchern durchschlagen könnten, für die die externen Effekte gering wären. Auch hier basiert die Argumentation im zentralen Teil darauf, dass für leistungsgemessene Verbraucher Versorgungssicherheit über Preissignale individualisiert ist und es vor dem Hintergrund der hohen Strompreisniveaus im Umfeld von Brownouts auf Grundlage der entsprechenden Kosten-Nutzen-Abwägung zu freiwilligem Verbrauchsverzicht kommt, bevor unfreiwillige Rationierungen greifen.

Vor dem Hintergrund sehr grundsätzlicher Fragestellungen zur Qualifizierung des Guts Versorgungssicherheit, aber auch der erheblichen Unsicherheiten bei zentralen Grundannahmen zur vollen Offenbarung von Zahlungsbereitschaften¹ lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Vor dem Hintergrund der komplexen Wechselwirkungen und Strukturen des Stromsystems auf der Infrastruktur- und Verbrauchsseite sowie der erheblichen Unsicherheiten bzgl. der verschiedenen externen Effekte liegt es nahe, Versorgungssicherheit als Allmende-Gut, zumindest aber als meritorisches Gut einzuordnen, für das regulative Flankierungen notwendig werden.
- Diese Einordnung ist nicht nur mit Blick auf die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes relevant, sondern auch mit Blick auf die Leistungsfähigkeit der möglichen Gegenmaßnahmen. Hier besteht dann vor allem die Frage, ob Versorgungssicherheit als privatisierbares Gut verstanden werden sollte. Im Lichte des o.g. breiteren Verständnisses meritorischer Güter ist dies letztlich eine gesellschaftlich-politische Entscheidung.

¹ Die Anwendung eines Spotmarkt-Modells, in dem diese durchgängig unterstellt wird, führt letztlich zu Zirkelschlüssel und ist damit zur Überprüfung der Belastbarkeit der Zahlungsbereitschafts-Hypothese nicht geeignet.

2.2. Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes

2.2.1. Vorbemerkungen

Wird über den *Energy-only*-Markt (EOM) die Leistungsbereitstellung der bestehenden Kraftwerke nicht im ausreichenden Maße vergütet, treten diese aus dem Markt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn über einen längeren Zeitraum die fixen Betriebskosten der Anlagen (Personal, Wartung, Reparaturen etc.) nicht gedeckt werden können.

Treten so viele Kraftwerke aus dem Markt aus, dass die Nachfrage nicht gedeckt werden kann, entsteht Knappheit. Darunter ist in diesem Zusammenhang die ungedeckte Nachfrage zu verstehen, d.h.

- Verbraucher verzichten auf Stromverbrauch, wenn die ihnen entstehenden Kosten des Strombezugs den ihnen entstehenden Nutzen (z.B. die Wertschöpfung der entsprechenden Produktion) übersteigt;
- trotz Zahlungsbereitschaft fehlt Angebotskapazität, es kann keine Deckung zwischen Angebot und Nachfrage mehr hergestellt werden.

Die Tatsache, dass ein großer Teil der Verbraucher aus unterschiedlichen Gründen (fehlende Messung des Echtzeitverbrauchs, Lieferverträge auf Grundlage von Durchschnittspreisen, Abschottung vom Strombörsenpreis über Terminverträge etc.) seine Zahlungsbereitschaft für Stromlieferungen in Knappheitssituationen nicht offenlegt, führt zu einer weitgehend unelastischen Nachfrage.

Knappheit führt auf der Großhandelsebene zu Knappheitspreisen. Wenn Knappheit ausreichend häufig auftritt und dies mit entsprechenden Knappheitspreisen verbunden ist, führt dies zu einer höheren Erzeugermarge der Bestandskraftwerke, damit ergibt sich eine entsprechende (höhere) Leistungsvergütung. Wenn die Bestandskraftwerke zur Deckung der Nachfrage nicht mehr ausreichen, entstehen Knappheitspreise als Preissignal für Investoren, die mit neuen Kraftwerken in den Markt treten können.

Die Unvollkommenheit des bestehenden Marktdesigns hat bereits zu staatlicher Intervention geführt, nämlich zur Reservekraftwerksverordnung. Die Notwendigkeit zur Schaffung dieser Regelung entstand vor allem aufgrund von Engpässen des Übertragungsnetzes und (noch) nicht vor dem Hintergrund insgesamt knapper Erzeugungskapazitäten. Die Reservekraftwerksverordnung hält Kraftwerke für die Netz- und Systemstabilität vor. Diese Kraftwerke stehen aber dem Markt nicht zur Verfügung. Dies hat zur Folge, dass einerseits Verbraucherabschaltungen nicht zu befürchten sind, aber „Knappheitspreise“ entstehen werden.

Letztlich ist die Reservekraftwerksverordnung bereits ein signifikanter Eingriff in das derzeit als *Energy-only*-Markt konzipierte Strommarktdesign.

- ihre Notwendigkeit ergibt sich aus der endlichen Anpassungsgeschwindigkeiten der Marktteilnehmer;
- sie zeigt, dass der Gesetzgeber nicht bereit ist, (regionale) Knappheiten in einem Maße hinzunehmen, die zu unfreiwilligen Rationierungen (Verbraucherabschaltungen) führen könnte.

Gleichwohl wird in den Analysen von Frontier/Formaet (2014) und r2b (2014) abgeleitet, dass der *Energy-only*-Markt in der Lage sei bzw. in die Lage versetzt werden kann, auf Grundlage von Verbraucherpräferenzen (d.h. ihrer Zahlungsbereitschaft) Versorgungssicherheit bereit zu stellen. Letztlich stellt diese Argumentation auf drei wesentliche Hypothesen ab:

- durch geeignete Maßnahmen kann auch im *Energy-only*-Markt dafür gesorgt werden, dass ein großer Teil der Verbraucher seine Zahlungsbereitschaft für den Stromkonsum in Echtzeit offenlegt (das Ausmaß der preisunelastischen Nachfrage also massiv abgebaut wird) und auch entsprechend rationale Konsumentscheidungen getroffen werden;
- durch geeignete (regulative) Maßnahmen kann dafür gesorgt werden, dass in den Situationen, in denen es zu unfreiwilligem Bezugsverzicht kommt, ein Preissignal erzeugt wird, das dem – wie auch immer bestimmten – *Value of Lost Load* entspricht;
- die Höhe dieser Zahlungsbereitschaft und die Dauer der entsprechenden Knappheitssituationen sind für Investoren auf der Angebots- und der Nachfrageseite so berechenbar, dass sie entsprechende Risikoeinschätzungen und Investitionsentscheidungen treffen können.

Da die letzte Fragestellung den mittel- und längerfristig entscheidenden Aspekt der Fragestellung nach der Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes bildet, werden die im Folgenden diskutierten Punkte vor allem aus der Perspektive eines Investors adressiert.

2.2.2. Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Konzept des *Energy-only*-Marktes und deren Voraussetzungen aus der Investorensicht

Das Konzept des *Energy-only*-Marktes basiert im Kontext der Versorgungssicherheit im Wesentlichen auf der Annahme, dass Knappheitspreise für ausreichende Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber sorgen. Der *Energy-only*-Markt soll über *Peak-Load*- oder *Scarcity-Pricing* gewährleisten (siehe dazu weiter unten), dass bestehende Anlagen, soweit sie benötigt werden, im Markt bleiben oder neue Anlagen in den Markt eintreten.

Vor allem aus der Investorensicht ergibt sich die Leistungsfähigkeit dieser Preisbildungsoptionen aus mehreren zentralen Annahmen:

- alle Marktteilnehmer verfügen über perfekte Voraussicht und vollständige Information, es gibt keine Unsicherheiten, unvorhersehbare Ereignisse oder Eingriffe;
- alle Marktteilnehmer verhalten sich komplett rational;
- die Anpassungsgeschwindigkeit der Marktteilnehmer ist extrem schnell (in der Theorie: unendlich schnell).

Diese Annahmen sollten jedoch kritisch hinterfragt werden, da die realweltliche Tragfähigkeit dieser Annahmen eine wesentliche Voraussetzung für die Einschätzung der Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes zur Finanzierung des Stromsystems bildet.

Was bedeutet perfekte Vorausschau?

In den Analysen von Frontier/Formaet (2014) und r2b (2014) wird vor allem für die modellbasierten Analysen, die wiederum eine zentrale Grundlage für die qualitativen Bewertungen bilden, eine perfekte Vorausschau („*Perfect Foresight*“) unterstellt, wobei dies einerseits die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen als auch das Verhalten aller anderen Marktteilnehmer betrifft.

Investoren kennen damit relevante Entwicklungen bei den Rahmenbedingungen wie auch das Verhalten der übrigen Marktteilnehmer über die gesamte Nutzungsdauer ihrer Investitionen.

Eine nicht abschließende Auflistung der relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen umfasst zunächst:

- Ziele, Vorgaben und Förderung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien;
- Ziele, Vorgaben und Förderung für die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung;
- Entwicklung der Regeln für privilegierten Eigenverbrauch;
- Vorgaben zu Emissionsstandards bzw. Emissionsminderungszielen in Deutschland und der EU;
- Entwicklung der Rahmenbedingungen (Regulierung) zu räumlichen Preissignalen;
- Entwicklung der Effizienzvorgaben für Stromverbraucher;
- Entwicklung des Kraftwerksparks und der entsprechenden Rahmenbedingungen in den verbundenen Marktgebieten.

Die dargestellten Punkte haben Auswirkung auf die erwartete Nachfrage nach konventioneller Kraftwerkskapazität. Je mehr Erzeugungsanlagen außerhalb des eigentlichen Stromgroßhandels angereizt werden, umso weniger Anlagen müssen über die Finanzierung durch die Preissignale im *Energy-only*-Markt bereitgestellt werden.

Aus diesen grundlegenden Vorgaben für die Marktteilnehmer ergibt sich der ökonomische Rahmen für die Marktentwicklungen, die die Marktteilnehmer in der Vorausschau antizipieren müssen:

- Welche Einkommensströme werden außerhalb von Knappheitszeiträumen erzielt werden können?
- Über welche Zeiträume werden knappheitsbedingte Preise entstehen?
- Wie hoch werden die Preise in diesen Zeiträumen sein?

Das Wesen der perfekten Voraussicht besteht auch darin, dass Investoren im Voraus wissen, wie viele Kraftwerke benötigt werden, um die Nachfrage entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zu decken und wie sich die Gesamtheit der potenziellen Investoren verhält (es also nicht zu *Boom-and-bust*-Zyklen kommt).

Welche Faktoren sind für die Häufigkeit von Knappheitssituationen relevant?

Eine belastbare Einschätzung zum Auftreten von Knappheitssituationen erfordert Einsichten bzw. Annahmen zu einer ganzen Reihe von Entwicklungen:

- der generellen Entwicklung des Stromverbrauchs sowie der nachgefragten Last;
- der Stand und die Entwicklung der ggf. preisgetriebenen Nachfrageflexibilität, vor allem im Bereich der fixkostenfreien Lastreduktionspotenziale;
- der Entwicklung des in Spitzenlastzeiten verfügbaren, einlastbaren Kraftwerksparks;
- dem Beitrag der nicht einlastbaren Stromerzeugungsanlagen (in Deutschland v.a. von Windkraftwerke, in anderen Märkten auch Solaranlagen) zur Lastdeckung in Spitzenlastsituationen.

Bereits diese Zusammenstellung macht deutlich, dass die Einschätzung von Knappheitssituationen in ganz erheblichem Maße von den sehr spezifischen Bedingungen eines bestimmten Marktgebietes abhängt:

- für Märkte mit einer sehr dynamischen Verbrauchs- bzw. Lastentwicklung bleiben die Unsicherheiten bzgl. der notwendigen Kraftwerkskapazitäten gering, für gesättigte Märkte mit eher stagnierender oder sinkender Lastentwicklung ist die Einschätzung sehr viel schwieriger;
- insbesondere in Stromsystemen mit sehr hohen Anteilen von variabler Regenerativstromerzeugung bildet das entsprechende Dargebot in Höchstlastperioden eine zentrale Unsicherheit, beispielsweise schwankte der Leistungsbeitrag der installierten Windkraft-Flotte in Höchstlaststunden für den deutschen Markt in den letzten Jahren (mit großen Unregelmäßigkeiten) von wenigen Prozent bis über 80%;
- gerade in Zeiten sehr dynamischer Entwicklungen der Informations- und Kommunikationstechnologien verbleiben hier erhebliche Unsicherheiten, wobei dies sowohl die Über- als auch die Unterschätzungen der entsprechenden Dynamiken betreffen kann;
- vor dem Hintergrund der Trägheiten im bestehenden Kraftwerkspark verbleiben Unsicherheiten in Bezug auf die verfügbare Kapazität einlastbarer Kraftwerke vor allem aus den Unwägbarkeiten beim Neubau von Anlagen;

Vor allem die beiden erstgenannten Punkte betreffen die Situation im nordwesteuropäischen Strommarkt in besonderer Weise und markieren auch die Besonderheiten, die

eine Übertragbarkeit von Erfahrungen aus anderen Märkten in erheblichem Maße begrenzen.

Insbesondere für Entscheidungen mit einer größeren Vorlaufzeit und solche, bei denen das Auftreten von Knappheitssituationen über mehrjährige Zeiträume von besonderer Relevanz ist, d.h. vor allem für Neuinvestitionen, sind die Unterschiede gravierend, die zwischen der Annahme einer perfekten Vorausschau und der realweltlichen Situation großer Unsicherheiten bei der Einschätzung zukünftiger Entwicklungen zu konstatieren sind.

Welche Faktoren spielen für die Höhe von Knappheitspreisen eine Rolle?

Das Preisniveau in ggf. auftretenden Knappheitssituationen kann grundsätzlich über verschiedene Ansätze erklärt werden:

- es kommt zur Ausübung von Marktmacht und entsprechenden Preissetzungen durch pivotale Anlagen;
- die Knappheitspreise ergeben sich auf der Grundlage der Zahlungsbereitschaft der entsprechenden Nachfrager;
- die Knappheitspreise ergeben sich in Extremsituationen mit aus der Fundamentalperspektive ggf. nur begrenzt rationalen Preisbildungsprozessen.

Die Ausübung von Marktmacht in Engpass-Situationen gehört zu den breit diskutierten Herausforderungen der letzten Jahre. Im Ergebnis der Sektoruntersuchung zur Stromerzeugung und zum Stromgroßhandel in Deutschland betrachtet das Bundeskartellamt Aufschläge (*Mark-ups*) auf die Grenzkosten für die vier marktbeherrschenden Unternehmen als nur dann als kartellrechtlich zulässig, wenn das Unternehmen nachweisen kann, dass ohne einen entsprechenden *Mark-up* die gesamten Durchschnittskosten seines Kraftwerksparks nicht gedeckt werden können (BKartA 2011).

In den Analysen von Frontier/Formaet (2014) und r2b (2014) wird davon ausgegangen, dass ein wesentlicher Teil der Marktteilnehmer auf der Verbraucherseite über eine klare Kosten-Nutzen-Einschätzung einer (freiwilligen oder unfreiwilligen) Versorgungsunterbrechung verfügt. Wenn Verbraucher über eine robuste Einschätzung zu ihrem individuellen *Value of Lost Load (VoLL)* verfügen, haben sie eine Bewertung dazu vorgenommen, ab welchen Stromkosten die Fortsetzung der Produktion für das Unternehmen teurer wäre als eine freiwillige Unterbrechung. Eine solche Bewertung ist jedoch komplexer Natur, sie muss nicht nur kurzfristige Wertschöpfungsverluste, sondern auch eine große Bandbreite weiterer Faktoren einbeziehen, von Pönalen auf eingegangene Lieferverpflichtungen bis hin zu Lagerkosten etc. Es spricht also einiges dafür, dass der *Value of Lost Load* nicht nur sehr spezifisch für jeden Verbraucher ist, sondern auch aufgrund situativer Faktoren sehr stark schwanken kann, wozu auch die Häufigkeit von Knappheitssituationen zählt und sich somit die Frage stellt, ob er überhaupt robust quantifizierbar ist.

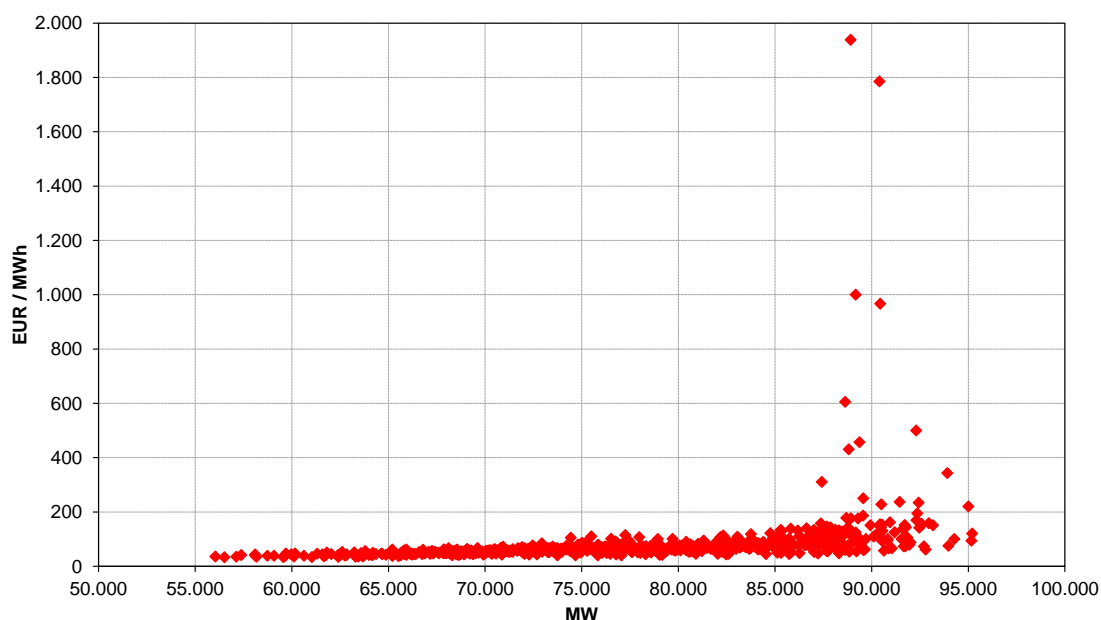
Auch wenn die Existenz eines *Value of Lost Load* auf der abstrakten Ebene unumstritten ist, bleiben die Größenordnungen sowohl hinsichtlich der auf der Grundlage von

Value of Lost Load bewerteten Verbrauchskapazitäten als auch der entsprechenden Kostenniveaus hoch spekulativ. Bereits die in den Analysen von Frontier/Formaet (2014) und r2b (2014) referierten bzw. in Ansatz gebrachten *VoLL*-Werte bewegen sich in der Bandbreite von 1.000 bis 15.000 €/MWh.

Für zentrale Fragen der Bewertung des *Energy-only*-Marktes, aber durchaus auch Maßnahmen zur Funktionsverbesserung des *Energy-only*-Markts (Definition von Preisobergrenzen, Abrechnungspreise für den Fall fehlender Markträumung, Definition von Ausgleichsenergiepreisen etc.) bildet die Annahme zum *Value of Lost Load* jedoch eine entscheidende Determinante. Viele Parametrisierungen zur Einschätzung der Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes sowie zur Verbesserung seiner Leistungsfähigkeit beruhen damit auf einem extrem schwachen empirischen Fundament.

Aber auch die Annahme, dass sich Knappheitspreise auf der Grundlage eines streng rationalen Verhaltens einstellen, kann mit guten Gründen bezweifelt werden. Knappheitssituationen sind und werden immer seltene Situationen sein und sind und bleiben Extremsituationen des Strommarkts. Dabei ist in Strommärkten, in denen solche seltenen Extremsituationen schon seit längerem auftreten bzw. ein konsequentes Konzept eines *Energy-only*-Marktes verfolgt wird, die Situation beobachtet worden, dass einerseits sehr hohe Preisspitzen im *Energy-only*-Markt nicht nur in den Stunden der größten Knappheit aufgetreten sind und andererseits zu Zeiten vergleichbarer Knappheitssituationen eine sehr große Bandbreite von Preisen beobachtet worden ist (Potomac 2012, 2013, 2014).

Abbildung 2-1: Lastsituation und Spotmarktpreise in Frankreich, Februar 2012



Quelle: RTE, EPEX/EEX, ENTSO-E. Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Indikation, dass eine solche Situation auch im Kontext des nordwesteuropäischen Strommarktes auftreten kann, bildet eine Analyse der Knappheitssituation im Februar 2012 in Frankreich. Ein Vergleich der um die Wind- und Solarerzeugung sowie den grenzüberschreitenden Stromaustausch bereinigten Last in Frankreich und den Spotmarktpreisen (Abbildung 2-1) zeigt dabei deutlich, dass es im Bereich von Extremsituationen auch in Strommärkten durchaus zu rational nur sehr schwer erklärbareren Marktergebnissen, d.h. erheblichen Marktüber- und -untertreibungen, kommen kann. Damit werden auch Projektionen für das zukünftige Auftreten von Knappheitspreisen und deren Niveaus nochmals massiv erschwert.

Das Ausbleiben von Geboten der Nachfrageflexibilität in den erwarteten Größenordnungen, die erratischen Preisentwicklungen in Knappheitssituationen sowie die damit einhergehenden Schwierigkeiten für die Refinanzierung von notwendigen Spitzenlastkraftwerken hat u.a. für den texanischen Markt dazu geführt, dass seit Juni 2014 Knappheitspreise durch regulatorische Intervention erzeugt bzw. massiv verstärkt werden. Über die sogenannte *Operating Demand Response Curve* (ODRC) werden auf regulatorischem Wege Preiszuschläge erzeugt, die von der Knappheitssituation abhängen und deren Höhe auf einer regulatorischen Annahme des *Value of Lost Load* beruhen (Hogan 2013, ERCOT/Hogan 2013, PUC TX 2013, ERCOT 2014).

Insgesamt zeigt sich also sehr deutlich, dass es zwar theoretisch zu Knappheitspreisen kommen kann, die den *Value of Lost Load* reflektieren und damit die Zahlungsbereitschaft offenlegt, mit der die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten konkurrieren muss, wenn sich ein effizientes Gesamtsystem herausbilden soll. Die realweltlichen Erfahrungen im Stromsektor geben jedoch eine deutliche Indikation, dass eine solche Preisbildung aus einer Vielzahl von Gründen nur schwerlich erwartet werden kann.

Dies gilt zunächst unbenommen der Frage, ob und wie Knappheitspreise politisch akzeptiert werden bzw. ob es beim Auftreten solcher Preise zu politischen Interventionen kommt (Freigabe von Reservekraftwerken, gezielte Unterstützung von Investitionsprojekten, die zum Abbau dieser Preise führen etc.). Die Möglichkeit solcher Interventionen schafft allerdings eine zusätzliche Unsicherheits-Dimension für die Entscheidungen von Investoren, die in der Realität nicht über die Fähigkeit zur perfekten Vorausschau verfügen.

Welche Bedeutung hat das Fehlen einer perfekten Vorausschau und die begrenzte Anpassungsgeschwindigkeit für den *Energy-only*-Markt?

In der Theorie der Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Rahmen des *Energy-only*-Marktes werden Marktirrtümer nicht berücksichtigt. Dies folgt notwendigerweise aus der Annahme einer perfekten Vorausschau, die ein dynamisches Marktgleichgewicht möglich macht, Angebot und Nachfrage befinden sich zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht.

Die entscheidende realweltliche Frage entsteht jedoch mit der Situation, dass die Marktteilnehmer über diese perfekte Vorausschau nicht verfügen.

Natürlich bestehen diesbezüglich erhebliche Unterschiede für die Situation von Betreibern, die über den Weiterbetrieb von bestehenden Erzeugungsanlagen entscheiden und Geldgebern, die in neue Anlagen investieren sollen. Für Bestandsanlagen ist der notwendige Vorausschau-Horizont naturgemäß sehr viel kürzer als für Neuinvestitionen und die Problematik der Vorausschau zumindest solange etwas weniger brisant, wie keine Entscheidungen zu größeren Erhaltungsinvestitionen getroffen werden müssen. Gleichwohl bildet die Situation bei Neuinvestitionen den entscheidenden Test- und Bewertungsfall für die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Markt-Konzeptes.

Unter realen Bedingungen werden also die Investoren für Neuanlagen nur unter Maßgabe erheblicher Unsicherheiten einschätzen können

- wann Knappheiten auftreten;
- über welche Zeiträume Knappheitspreise auftreten;
- in welcher Höhe sich Knappheitspreise ergeben;
- wie sich andere Investoren verhalten werden.

Knappheitspreise – egal in welcher Höhe – werden weiterhin zunächst in einzelnen Stunden im Spotmarkt entstehen. Das Auftreten von Knappheitsereignissen wird mit einer (möglicherweise erheblichen) Verzögerung zu ansteigenden Preisen in den Terminmärkten führen. Erst ein ausreichendes Preisniveau in den Terminmärkten wird neue Investitionen in den Markt bringen können.

Letztlich werden Investoren einerseits auf ein Preissignal warten, das einen Markteintritt mit neuen Kraftwerken rechtfertigt. Daraus ergibt sich ein Fristenproblem. Andererseits werden sie die Risiken über eine entsprechend höhere Verzinsungserwartung einpreisen. Damit potenziert sich das Refinanzierungsproblem und ergeben sich höhere Belastungen für die Verbraucher.

In der Konsequenz werden für eine realweltliche Bewertung folgende Fragen adressiert werden müssen:

1. Wie viel Zeit vergeht zwischen dem Auftreten von für Investitionen grundsätzlichen ausreichenden Knappheitspreisen und Inbetriebnahme einer Neuinvestition?
2. Was passiert, wenn der Markt nicht beliebig schnell reagieren kann? Wie ist sichergestellt, dass zwischen Preissignal und Inbetriebnahme keine Versorgungslücke entsteht?
3. Wie wird für Investoren das erforderliche Vertrauen geschaffen, dass Knappheitspreise oder deren Voraussetzungen nicht durch politische Eingriffe beseitigt werden und damit die Amortisationsbasis verloren geht?
4. Wie kann das Marktdesign überhaupt dauerhaft Knappheit und Knappheitspreise sicherstellen, weil Investitionen Knappheit beseitigen und damit Knappheitspreise kannibalisieren?

Die Fragen 1 bis 3 ergeben sich aus der Betrachtung der jüngeren Vergangenheit im Stromgroßhandelsmarkt und einem daraus möglicherweise resultierendem Attentismus der Investoren.

Ohne perfekte Voraussicht ist grundsätzlich antizyklisches Handeln erforderlich, um rechtzeitig mit neuen Kraftwerken im Markt zu sein. Die Erfahrungen mit Eingriffen des Bundeskartellamtes bei einem hohen Preisniveau und das aktuell enorm hohe Wettbewerbsniveau mit niedrigen Preisen werden Investoren eher zurückhaltend agieren lassen. Allein das heutige Wettbewerbsniveau verdeutlicht die Fehleinschätzung aus den Jahren 2005 bis 2007 hinsichtlich einer erwarteten Kapazitätslücke und der erwarteten Einkommensströme für neue Kraftwerke. Weder die Kapazitätslücke auf Grundlage von unterstellten statischen technischen Nutzungsdauern, noch die Erwartung kostenloser Zuteilung von Emissionszertifikaten haben sich als belastbare Annahmen erwiesen.

Gerade vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen ist eher zu erwarten, dass Investoren ausreichende Preissignale über einen gewissen Zeitraum abwarten werden, um in neue Anlagen zu investieren. Ist das Preissignal im Markt, werden Investoren sich erst eines politischen Rückhalts versichern, ob dieses Preisniveau politisch ausgehalten wird, würden doch politische Eingriffe gegen Knappheitspreise die Investitionen entwerten.

Sobald Investoren ausreichend Vertrauen in Knappheitspreise gefasst haben, werden neue Projekte entwickelt. Die Projektentwicklung und Projektrealisation dauert im besten Fall 2 Jahre im ungünstigen Fall bis zu 5 Jahre. Selbst wenn also Investoren sofort auf Preissignale reagieren und Projekte vorentwickelt hätten, würden neue Kapazitäten frühestens nach 2 bis 5 Jahren in den Markt eintreten. In der Zwischenzeit besteht ein Risiko für die Versorgungssicherheit. Es entsteht das Risiko von unfreiwilligen Rationierungen für ausgewählte Verbraucher und/oder ein Risiko von Preisschocks mit höheren Preisspitzen bzw. häufigeren Knappheitssituationen.

Kannibalisierung von Knappheits-Preissignalen

Die vierte Frage knüpft weniger an die Problematik der perfekten Voraussicht an, sondern mehr an das erwartete Gleichgewicht.

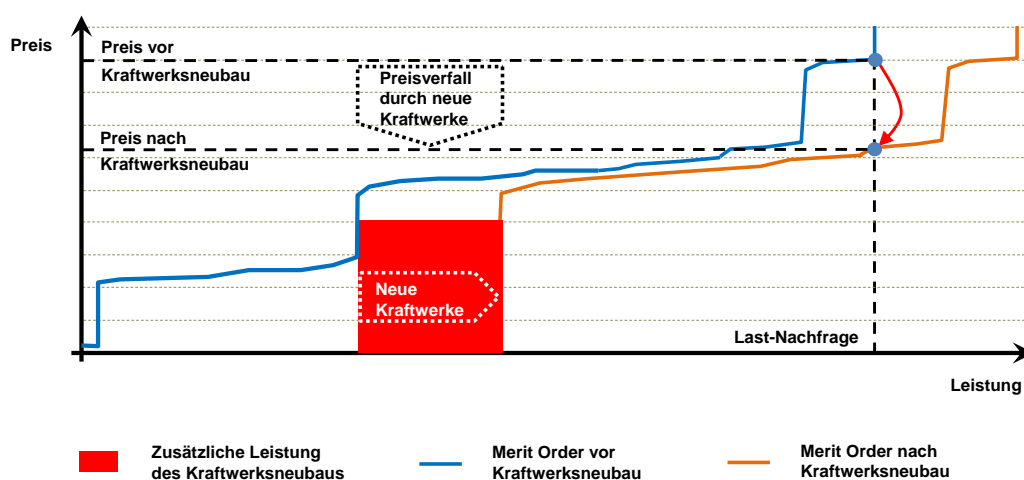
In der Theorie ergibt sich dieses Gleichgewicht, dass genau so viele neue Anlagen (auf der Erzeugungsseite oder im Bereich der Nachfrageflexibilisierung) in den Markt eintreten, dass diese neuen Anlagen gerade ihre Vollkosten verdienen, der Eintritt einer zusätzlichen Anlage aber unwirtschaftlich wäre.

Träte dieses zusätzliche Anlage in den Markt ein, würden die Knappheitspreise obsolet und kein Investor könnte die Vollkosten seiner Investition verdienen. Neue Investitionen (in Kraftwerke oder investitionsgebundene Nachfrageflexibilität) kannibalisieren somit ihr eigenes Preissignal.

Wie sich bei wechselnden politischen Rahmenbedingungen (Emissionsminderungsziele, Effizienzziele, Ausbauziele Erneuerbare) ein solches Gleichgewicht ausbildet, bildet eine der zentralen Herausforderungen für die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*

Markts mit Blick auf die Investitionsrefinanzierung. Wenn überhaupt, kann ein solches Gleichgewicht nur in eingeschwungenen Märkten gefunden werden. In einem so jungen Markt wie dem Strommarkt in der EU, der durch eine Vielzahl von veränderlichen politischen Rahmenbedingungen geprägt ist und geprägt sein wird, kann jedoch kaum von einem solchen eingeschwungenen Markt ausgegangen werden.

Abbildung 2-2: Kannibalisierung von Knappheits-Preissignalen



Quelle: LBD Beratungsgesellschaft

In der Realität des durch eine eher gesättigte Nachfrage, erhebliche Unsicherheiten durch die variable Windstromeinspeisung sowie durch ein sehr dynamisches energiepolitisches Umfeld gekennzeichneten CWE-Regionalmarktes werden sich damit für Investitionen (auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite) ausgeprägte *Boom-and-bust*-Zyklen herausbilden, in denen nur ein (kleiner) Teil der Investoren die Möglichkeit hat, ihre Investitionen zu refinanzieren, bevor das Preissignal kannibalisiert wird. Auch diesbezüglich ergibt sich dann eine Frage der politischen Akzeptanz.

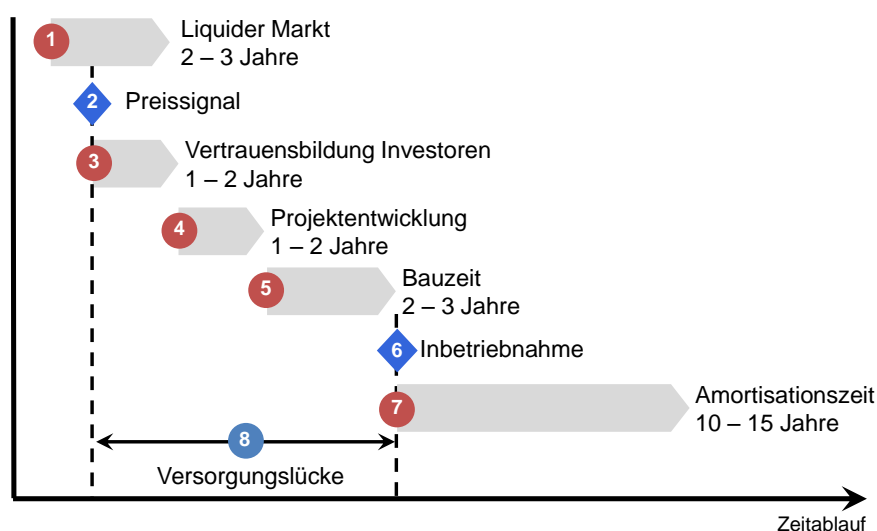
Das Fristenproblem – begrenzte Anpassungsgeschwindigkeit der Marktakteure als Risiko für Versorgungssicherheit

Aus Investorensicht ergibt sich der folgende zeitliche Rahmen für die Anpassungsprozesse im Strommarkt (Abbildung 2-3):

1. Der Markt ist für einen Zeitraum von 2 bis 3 Jahren liquide. Preissignale wären demnach bestenfalls 2 Jahre vor dem Knappheitsereignis erkennbar.

2. Vor dem Hintergrund der kritischen Erfahrungen von Investoren mit Marktprognosen, wird es erst eines belastbaren Preissignals im Spotmarkt (Knappheit) bedürfen, bevor sich dies im Terminmarkt widerspiegelt.
3. Investoren werden abwarten, ob die Knappheitspreise von der Politik toleriert werden oder es zu Eingriffen kommt. Ist Vertrauen geschaffen, entsteht Investitionsbereitschaft (vorausgesetzt, dass der Investor das Risiko einer Kannibalisierung von Knappheitspreisen durch seine und Investitionen Dritter negiert).

Abbildung 2-3: Marktentwicklung und Projektrealisation



Quelle: LBD Beratungsgesellschaft

4. Die Projektentwicklung dauert je nach Anlagenart, Standort und Genehmigungslage 1 bis 2 Jahre
5. Die Bauzeit für neue Kraftwerke beträgt je nach Anlagenart 2 bis 3 Jahre, solange keine unvorhergesehenen Ereignisse eintreten.²
6. Die Inbetriebnahme, mit der die Knappheitssituation beseitigt wird, folgt 3 bis 7 Jahre nach dem Preissignal. Für bereits genehmigte und fertig entwickelte

² An dieser Stelle soll auch auf das Kohorten-Problem bei durch starke Investitionswellen gekennzeichneten Neubaukampagnen hingewiesen, da hier konstruktiv bedingte technische Probleme bei mehr als einer Anlage auftreten können. Die in der letzten Zeit massiv aufgetretenen, durch die Materialprobleme einer bestimmten Stahlsorte (sog. T24-Stahlproblem) verursachten Inbetriebnahmeverzögerungen einer größeren Zahl von Steinkohlekraftwerken bilden hierfür ein illustratives Beispiel.

Standorte kann Phase 4 entfallen. Damit sinkt die Projektrealisierungsdauer auf 2-3 Jahre.

7. In der Amortisationszeit müssen Knappheitspreise solange bestehen bleiben, wie dies für die Refinanzierung erforderlich ist, Überkapazitätssituationen aus Neuinvestitionen dürften damit nicht oder – in Abhängigkeit von der Höhe der Knappheitspreise – erst spät in der Amortisationsperiode auftreten.
8. Aufgrund der begrenzten Anpassungsgeschwindigkeit entsteht im Zeitraum zwischen Preissignal und Inbetriebnahme eine Versorgungslücke.

Ungeachtet der Fragen nach dem realweltlichen Zustandekommen von Knappheits- und Spitzenpreisen, über die Investitionen refinanziert werden können, bzw. den dafür notwendigen Voraussetzungen bildet das in dieser komplexen Gemengelage entstehende Fristenproblem letztlich den entscheidenden Bewertungsaspekt der Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Markts. Dieses Fristenproblem entsteht unabhängig vom Marktdesign immer dann, wenn die notwendigen Preissignale nicht mit ausreichender Vorlaufzeit entstehen. Dies gilt neben dem *Energy-only*-Markt auch für dezentrale Kapazitätsmärkte.

2.3. Zwischenfazit: Potenzial und Grenzen der Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes

Die von Frontier/Formaet (2014) und r2b (2014) vorgelegten Modellanalysen und die maßgeblich darauf beruhenden Analysen zur Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Markts basieren auf einer Reihe von zentralen Annahmen³:

- es gelingt, auch unter den spezifischen Bedingungen der Stromversorgung (Echtzeitausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, Leitungsbindung der Versorgung) maßgebliche Teile der Konsumenten zur Offenlegung ihrer (Echtzeit-) Zahlungsbereitschaft für die Stromversorgung in Knappheitssituationen zu bringen;
- die Preisbildung in den seltenen Extremsituationen knapper Kapazitäten ist weitgehend rational bzw. in erheblichem Maße prognostizierbar;
- es gelingt, die Preisbildung auf der Basis des *Value of Lost Load* effektiv von Preisspitzen abzugrenzen, die durch den Missbrauch von Marktmacht entstehen;
- es gelingt, für Situationen mit unfreiwilliger Rationierung ein Preissignal für die Stromproduzenten zu erzeugen, das dem Wert des entgangenen Nutzens für die Verbraucher entspricht;
- Investoren für Kraftwerksanlagen oder Optionen der nachfrageseitigen Flexibilität können die Ertragssituation in Knappheitssituationen robust abschätzen;
- es existiert ein erhebliches Potenzial fixkostenfreier Nachfrageflexibilität oder derzeit marktferner Versorgungssicherungsoptionen (Netzersatzanlagen), die sehr kurzfristig aktiviert werden können;
- das Fristenproblem wird (kontinuierlich) durch eine große Zahl umsetzungsreifer Projekte mit geringen Umsetzungszeiträumen entschärft;
- das Problem der Kannibalisierung von Spitzenpreisen wird entweder durch sehr hohe Preise und durch längere Hochpreisperioden bei gleichzeitig begrenzter Investitionstätigkeit entschärft.

Darüber hinaus liegt der Hypothese einer erheblichen Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes eine Reihe von Annahmen zu politischen Prioritätensetzungen zugrunde:

- es wird ein Konzept von Versorgungssicherheit verfolgt, nach dem explizit der freiwillige Bezugsverzicht im Kontext hoher Strompreisspitzen verfolgt wird (letztlich: Privatisierung der Versorgungssicherheit);
- es können extrem stabile Rahmenbedingungen für die Entwicklung des Stromsystems (Ziele, Instrumente) v.a. für Investoren glaubhaft zugesichert werden;

³ Diese Annahmen liegen teilweise den entsprechenden Modellierungen zugrunde, die dann im Zirkelschluss als Belege für die Belastbarkeit dieser Annahmen herangezogen werden.

- für den Fall knappheitsbedingter Strompreisspitzen kann glaubhaft zugesichert werden, dass keinerlei regulatorische Interventionen erfolgen (Preisbeschränkungen, Freigabe von Reserven etc.);
- für den Fall unfreiwilligen Lastabwurfs wird glaubhaft zugesichert, dass keine investiven Gegenmaßnahmen durch staatliche Förderung ermöglicht werden.

Für einen Großteil dieser teilweise sehr weitgehenden Annahmen gibt es, wie in den vorstehenden Abschnitten gezeigt, mit Blick auf die Leistungsfähigkeit zur Sicherstellung von Investitionen keinen übergreifenden wissenschaftlichen Konsens. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die verschiedenen Aspekte in hohem Maße kontextabhängig sind und sich für unterschiedliche Strommärkte bzw. -marktgebiete in erheblichem Maße unterscheiden können. Letztlich handelt es sich bei den o.g. Aspekten an vielen Stellen um Grundüberzeugungen, die sich einer positivistischen Überprüfung entziehen.

Erfolgen könnte eine solche Überprüfung nur durch ein Realexperiment mit ungewissem Ausgang, für das auch ein sehr hohes Maß an energiepolitischer Selbstbindung notwendig wäre.

3. Die Bewertung von Kapazitätsmechanismen unter besonderer Berücksichtigung des Fokussierten Kapazitätsmarktes

3.1. Zur Auswahl und Einordnung der Bewertungskriterien

Die Analysen von Frontier/Consentec (2014) sowie r2b (2014) stellen auf Bewertungskriterien ab, die unterschiedlich abgegrenzt und interpretiert werden:

1. Hinsichtlich der *Effektivität* von Kapazitätsmechanismen wird in beiden Studien unterschieden zwischen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf der Grundlage der Verbraucherpräferenzen (die als umfassend artikuliert vorausgesetzt werden) und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Basis eines gesellschaftlich definierten Niveaus. Während r2b (2014) beide Möglichkeiten nebeneinander stellt, wird bei Frontier/Consentec (2014) nur die Gewährleistung von Versorgungssicherheit auf Grundlage von Verbraucherpräferenzen als letztlich entscheidungsrelevant eingestuft.
2. Die Einordnung der *Effizienz* verschiedener Kapazitätsmechanismen kann mit unterschiedlichen Ansätzen erfolgen:
 - a. Sie kann entweder durch den Vergleich unterschiedlicher Modellprojektionen untersucht und anhand der Systemkosten operationalisiert werden. Wenn allerdings als Maßstab für diese Art der Effizienzbewertung Modellierungsansätze bzw. Parametrisierungen zugrunde gelegt werden, die stark idealisieren (siehe Abschnitt 3.2), repräsentiert ein Ergebnis, dass Alternativen zum Referenzfall zu höheren Kosten führen als der Referenzfall, einen Zirkelschluss. Wichtiger als die Durchführung von Modellrechnungen wäre hier die umfassende Diskussion der Ergebnis bestimmenden Eingangsparameter und –annahmen. Letztlich kann es in der quantitativen Bewertung von Effizienz nur darum gehen, die Wechselwirkungen zwischen ökonomischer Effizienz und anderen Aspekten abzuschätzen. Hierzu bedarf es jedoch weniger deterministischer Modellierungen sondern der Einordnung von Bandbreiten potenzieller Marktirrtümer und der Bandbreiten von Regulierungsirrtümern.
 - b. Sie kann anhand bestimmter Kriterien für die Wirkungsmechanismen qualitativ vorgenommen werden. Bei diesem Ansatz stehen dann ordnungspolitische Grundüberzeugungen im Vordergrund, z.B. dass Einheitspreise zu effizienteren Ergebnissen führen, weniger intensive oder breite Regulierungseingriffe zu mehr Effizienz führen etc. Bei diesem Ansatz ist die Abgrenzung zum Kriterium Ordnungspolitik (s.u.) extrem unscharf.
3. Die Kriterien *Umsetzbarkeit* und *Regulierungsrisiken* (r2b 2014) bzw. *Ordnungspolitik* (Frontier/Consentec 2014) betreffen letztlich die Breite und die Tiefe der Entscheidungsspielräume außermarktlicher Entscheidungsträger und die entsprechenden Folgewirkungen. Die diesbezüglichen Bewertungen sind direkte Folge ordnungspolitischer Grundüberzeugungen.

4. Die Kriterien *Internationale Einbindung* (Frontier/Consentec 2014) bzw. *Europa* (besser: Passfähigkeit zum europäischen Binnenmarkt) bei r2b (2014) wird unterschiedlich parametrisiert:
 - a. Frontier/Consentec (2014) bewerten zunächst die implizite und dann die explizite Einbindung ausländischer Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland.
 - b. R2b (2014) stellen dagegen zunächst die Hemmnisse für ein koordiniertes Vorgehen oder eine Harmonisierung des jeweiligen Marktdesigns in den Vordergrund und bewerten daneben die Auswirkungen eines national umgesetzten Kapazitätsmechanismus auf Marktakteure und das Erzeugungssystem in anderen Ländern.
5. Die Kriterien *Verteilung* (Frontier/Consentec 2014) bzw. *Kostenbelastungen* für die Verbraucher (r2b 2014) betreffen vor allem die Kosteneffekte für die Verbraucher, d.h. die Auswirkungen auf die effektiven Strompreise
 - a. Bei Frontier/Consentec (2014) werden diese Kosteneffekte – in neoklassischer Tradition – als irrelevantes Entscheidungskriterium verworfen.
 - b. r2b (2014) bewerten Kosteneffekte für die Verbraucher dagegen als gleichberechtigtes Kriterium.
6. Nur bei Frontier/Consentec (2014) werden die Kriterien *Reversibilität/Flexibilität* und *Wettbewerb* diskutiert, wenn auch beide Kriterien als nicht entscheidungsrelevant eingestuft werden. Bei erstgenanntem Kriterium wird überprüft, wie flexibel ein betrachteter Kapazitätsmechanismus auf veränderte Entwicklungen angepasst werden kann bzw. wie reversibel ein Mechanismus ist. Das Kriterium Wettbewerb wird mit Blick auf die Förderung bzw. Beeinträchtigung des Wettbewerbs um Stromerzeugung, Stromverbrauchsverzicht sowie Kapazitätzahlungen operationalisiert.
7. Das in anderen Untersuchungen Growitsch et al. (2013) berücksichtigte Kriterium des *Transformationsbeitrags zur Energiewende* wird in keiner der beiden Bewertungsstudien betrachtet. Ausgangspunkt hierfür ist die – sich auch durch alle anderen Bewertung ziehende – ordnungspolitische Grundüberzeugung, dass mit Kapazitätsmechanismen keine Nebenziele jenseits der Gewährleistung von Versorgungssicherheit verfolgt werden sollen.

3.2. Zu den numerischen Analysen

3.2.1. Vorbemerkungen und grundsätzliche methodische Aspekte

Die numerischen bzw. modellbasierten Analysen in den beiden Studien zum Impact Assessment bzw. deren Einordnung sind ambivalenter Natur:

- sie bilden zunächst einen wesentlichen bzw. umfangreichen Teil der Studien;
- im Diskussionsprozess zu den Gutachten haben die Autoren die Bedeutung der numerischen Analysen bzw. deren Ergebnisse immer stark relativiert und darauf hingewiesen, dass die Bewertungen auch ohne die numerischen Analysen zu ähnlichen Ergebnissen geführt hätten;
- gleichzeitig ist nicht erkennbar, wie Abwägungsfragen, vor allem bei divergierenden Zielsetzungen, ohne numerische Bewertung auf belastbarer Basis behandelt werden können;
- schließlich spielen die numerischen Analysen im Grünbuch des BMWi (2014) zumindest bei einigen Punkten eine nicht unmaßgebliche Rolle.

Vor diesem Hintergrund ist eine vertiefte Betrachtung der methodischen Ansätze und der Modellierungsnahmen für die numerischen Analysen der Studien zum Impact Assessment sinnvoll und notwendig.

Beide Analysen wurden mit einem ähnlichen Instrumentarium durchgeführt, einem Dispatch-Modell, das den Kraftwerkseinsatz im Kontext der jeweiligen Rahmenbedingungen des Strommarktes mit hoher Auflösung abbildet und das mit einem Investitionsmodul verknüpft wird, über das ein rationales Investitionsverhalten abgebildet werden soll. Während die methodischen Ansätze für die Dispatch-Modelle weitgehend bekannt sind, sind die entsprechenden Modellierungsansätze für das Investorenverhalten nur in Grundzügen bekannt. Beide Modelle erfassen nicht nur den deutschen Strommarkt, sondern auch die benachbarten Länder und Marktregionen und können damit die Rolle des grenzüberschreitenden Stromaustauschs adressieren.

Für die Einordnung der Modellierungsergebnisse ist eine Reihe von Aspekten zu berücksichtigen:

1. Auf der methodischen Ebene sind vor allem zwei Aspekte relevant
 - Der Modellierungsansatz beruht auf einem *Perfect-Foresight*-Ansatz. Alle Betriebs- und Investitionsentscheidungen ergeben sich damit – soweit sie modellendogen entstehen – auf einem perfekten Wissen zukünftiger Entwicklungen. Dies betrifft sowohl Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen, das Angebot aus Energiequellen mit stochastischem Angebot (Wind und Solar), den Wert vermiedener Strombezüge (*Value of Lost Load*), das Auftreten von Lastspitzen und der sich in der Kombination der verschiedenen Effekte ergebenden Preisentwicklungen und vor allem der Preisspitzen und der sich daraus ergebenden Entwicklung des Kraftwerksparks.

- Der Modellierungsansatz für die Abbildung des Investitionsverhaltens ist letztlich unklar, vor allem die Berücksichtigung konkurrierender Investitionsprojekte, die sich jenseits des *Perfect-Foresight*-Ansatzes als Problematik ergibt.
2. Auf der Parametrisierungs-Ebene ergeben sich vor allem folgende Aspekte
- Die Ansätze für die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen werden exogen vorgegeben, die entsprechenden Niveaus und Preis-Spreads determinieren ganz maßgeblich die Ertragsituation von Bestands- und Neubaukraftwerken.
 - Für die europaweite Modellierung ist eine Vielzahl von Annahmen zur Entwicklung der stromwirtschaftlichen Strukturdaten in den Nachbarländern zu treffen. Dies betrifft die Einspeisung erneuerbarer Energien, die Entwicklung des Kraftwerksparks (soweit modellexogen vorgegeben) aber ggf. auch die Wirkung von direkten Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsmärkte etc.) und indirekten, wirkungsgleichen Mechanismen (fortgesetzte kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS in den mittel- und osteuropäischen Staaten, Modernisierungsfonds des EU ETS für die Stromsysteme Mittel- und Osteuropas).

Alle Aspekte sind im Bereich der Strommarkt-Modellierung seit langem in der Diskussion und werden auf unterschiedliche Weise adressiert:

- durch entsprechende Modellierungsansätze (*Time-Step*- oder Agenten-Modellierung) oder
- durch Sensitivitätsanalysen der entscheidenden exogenen Parameter (Brennstoff- und CO₂-Preise, Verfügbarkeit von Kapazitäten im Ausland, Investitionsparameter).

Die Auswahl des Modellinstrumentariums bzw. die Bandbreite der notwendigen Sensitivitätsanalysen für wichtige Rahmenannahmen sind dabei wesentlich von den Fragestellungen abhängig. Für die Kombination von Modellauswahl und Sensitivitätsanalysen sind dabei verschiedene Varianten möglich. Auch mit dem für die Studien zum Impact Assessment verwendeten Modelle wäre es im Zusammenspiel mit Sensitivitätsanalysen möglich gewesen, die Analysen auf eine robustere Grundlage zu stellen. Bereits der Vergleich mit anderen Analysen⁴ zeigt, dass einige Parametrisierungsansätze einen zentralen Einfluss auf die Ergebnisse haben:

- die Bandbreite der möglichen CO₂-Preisentwicklungen;
- die Bandbreite der möglichen Entwicklungen für die Spreizung von Kohle- und Erdgaspreisen;

⁴ Zur Rolle der CO₂-Preis-Sensitivitäten vgl. AT Kearney (2014), zur Rolle von Risiken für die Kapitalkosten von Investitionen vgl. die Zusammenstellung bei Öko-Institut (2014).

- die Bandbreite für die Entwicklung der Kraftwerksparks in den Nachbarstaaten;
- die Bandbreite der Annahmen zur fixkostenfreien Nachfrageflexibilität und zu unkonventionellen Versorgungssicherheitsoptionen.
- die Einpreisung von Unsicherheiten bzw. Risiken bei Investitionsentscheidungen.

Die Modellanalysen bei Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) folgen ganz überwiegend und vor allem bei einigen besonders sensitiven Eingangsparametern strikt deterministischen und (über-) optimistischen Ansätzen

- Die Annahmen zu CO₂-Preisen sind auch im Lichte der aktuellen Bemühungen um die strukturelle Reform des EU ETS sehr optimistisch. Sowohl bei r2b (2014) als auch bei Frontier/Consentec (2014) erreichen die Preise im Jahr 2024 die Marke von 30 €/EUA und betragen 2030 deutlich über 40 €/EUA. Eine solche Preisentwicklung würde vor allem für den Zeithorizont 2020 die wirtschaftliche Ertragskraft für Erdgas-Kraftwerke soweit verbessern, dass sie deutlich weniger bestandsgefährdet sind, ohne dass gleichzeitig die Deckungsbeiträge von Kohlekraftwerken unter ein Niveau gedrückt werden, bei dem es hier zu Bestandsgefährdungen käme. Die wirtschaftliche Situation vor allem von Bestandskraftwerken wird damit notwendigerweise sehr bzw. überoptimistisch bewertet.
- Die Annahmen zur Entwicklung des ausländischen Kraftwerksparks sind bei r2b (2014) nicht genauer dokumentiert, der hohe Importbeitrag zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland lässt aber auf eine optimistische Entwicklung der verfügbaren Kapazitäten im Ausland schließen. Bei Frontier/Consentec (2014) sind die Annahmen dokumentiert und orientieren sich bis 2020 am *Scenario B* des *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* von ENTSO-E (2013) sowie von 2020 bis 2030 am *Vision 3-Scenario*, wobei beides sehr optimistische Szenarien für die Verfügbarkeit gesicherter Leistung sind.⁵ Auch mit den bei Frontier/Consentec (2014) vorgenommenen Anpassungen verbleiben für die Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazität extrem optimistische Ausnahmen.⁶ Derart optimistische Ansätze sind für die Erstellung von Netzentwicklungsplänen sinnvoll, für die Frage nach der Lö-

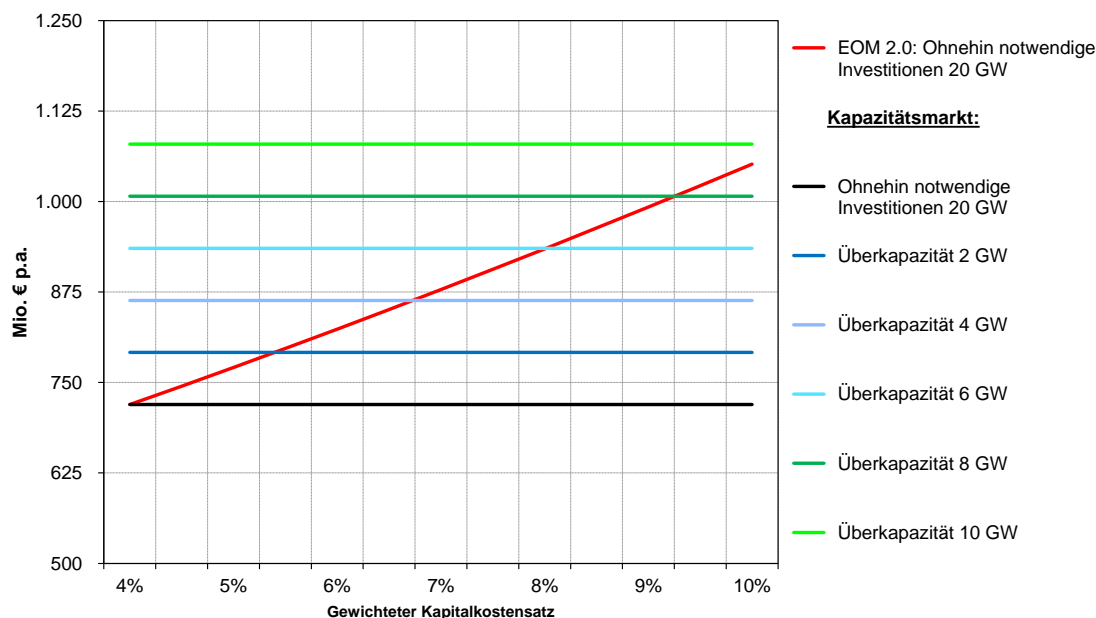
⁵ Die Charakterisierung des Scenario B lautet „*Scenario B (or Best Estimate Scenario) – this bottom-up scenario gives an estimation of potential future developments, provided that market signals give adequate incentives for investments*“ (Entso-E 2013, S. 13). Das Szenario *Vision 3* beschreibt eine Top-down-Projektion für eine „*Green Transition*“, die durch ausgeprägte nationale Politiken, v.a. beim Ausbau erneuerbarer Energien geprägt ist, aber auch durch sehr groß dimensionierte Backup-Kapazitäten (Entso-E 2013, S. 112ff.). Die installierte Leistung einlastbarer Kraftwerke in den Nachbarstaaten Deutschlands nimmt bei Entso-E von 2013 bis 2020 um ca. 4 GW zu und geht dann von 2020 bis 2030 um ca. 6 GW zurück. Das verfügbare Potenzial des Lastmanagements steigt von 2013 bis 2020 um 0,5 GW, von 2020 dann aber um weitere 5 GW. Die Grenzkuppelstellen werden massiv ausgebaut, so dass auch das Lastwachstum in den Nachbarstaaten Deutschlands knapp abgedeckt werden kann.

⁶ Nach den von Frontier/Consentec (2014) vorgenommenen Anpassungen geht die Gesamtkapazität einlastbarer Kraftwerke in den Nachbarländern Deutschlands von 2013 bis 2020 um etwa 14 GW zurück, steigt ab 2020 dann aber deutlich an (bis 2025 um 4 GW sowie bis 2030 um 8,5 GW).

sung eines Problem (Bereitstellung gesicherter Kapazität in Deutschland) bildet eine Parametrisierung, nach der die durchgängige Lösung dieses Problems und damit die Verfügbarkeit erheblicher Backup-Kapazitäten im Ausland unterstellt werden, keine hinreichend belastbare Grundlage für robuste Modellergebnisse.

- Die untersuchten Modelle für Strommarkt-Arrangements sind durch unterschiedliche Risikoprofile gekennzeichnet. Marktdesign-Varianten, in denen die Finanzierung von Investitionen (bei Kraftwerken, aber auch im Bereich der Nachfrageflexibilität) durch gut berechenbare Einkommensströme gekennzeichnet sind, werden zu niedrigeren Risikoprämien bei der Finanzierung führen als Investitionen, deren Refinanzierung sich über seltene Extremereignisse im Strommarkt ergeben soll. Bei Frontier/Formaet (2014) wird dieser Sachverhalt auf der abstrakten Ebene thematisiert sowie bei Frontier/Consentec (2014) am Beispiel einer Verringerung des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) von 5 auf 4% für den umfassenden und den fokussierten zentralen Kapazitätsmarkt beschrieben. Ob diese verringerten Risikoprämien in die quantitative Modellierung bei Frontier/Consentec (2014) eingeflossen sind, ist nicht ersichtlich. Bei r2b (2014) wird die Fragestellung ausgeblendet bzw. über den Verweis auf das allmählich zunehmende Auftreten von (moderaten) Preisspitzen und die damit begrenzten Risiken negiert.

Abbildung 3-1: Kapitalkosten für unterschiedliche Risikoprämien und Kosten regulierungsbedingter Überkapazitäten



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zumindest aus Konsumentensicht ist damit die Frage zu stellen, welches Verhältnis sich zwischen den unsicherheitsbedingten Finanzierungsrisiken (für den Fall des *Energy-only*-Marktes) und regulierungsbedingten Überkapazitäten (bei Kapazitätsmechanismen mit gesicherten Finanzierungsströmen, d.h. ohne die Risikozuschläge bei den Kapitalkosten) stellt. Die Abbildung 3-1 verdeutlicht diesen Zusammenhang anhand eines Beispiels: Wenn in jedem Fall Kapazitäten mit einer Leistung von 20 GW errichtet werden müssen, dann entspricht ein (Risiko-) Aufschlag von jeweils einem Prozentpunkt auf den gewichteten Kapitalkostensatz spezifischen den Kosten einer Überkapazität von etwa 0,75 GW Kraftwerksleistung (für den Fall einer Gasturbine). Wenn sich also angesichts der Ertrags-Unsicherheiten im *Energy-only*-Markt der gewichtete Kapitalkostensatz von 4 auf 6% erhöhen würde (dies wäre eine konservative Annahme), müssen die Investoren ein zusätzliches Refinanzierungsvolumen aufbringen, das einer Überkapazität von 1,5 GW entspricht, wenn dafür keine Risikozuschläge anfallen. Würden die entsprechenden Investitionen nur noch mit Eigenkapital möglich (dies ist eine extreme, aber im internationalen Raum keineswegs unbekannt Variante) würden die zusätzlichen Finanzierungskosten den Kosten einer Überkapazität von 9 GW entsprechen.

Neben diesen übergreifenden Aspekten muss darauf hingewiesen werden, dass einige sehr spezifische, jedoch Ergebnis entscheidende Parametrisierungs-Annahmen auf eine wenig robuste Datengrundlage abstellen. Dazu gehören zunächst die Potenziale und die Kosten von Nachfrageflexibilität, insbesondere wenn es sich dabei um fixkostenfreie Nachfrageflexibilität (v.a. im Bereich des preisbedingten Bezugsverzichts) handelt. Hierzu sind für die Studien weitgehend generische Angebotskurven erzeugt worden, die jedoch letztlich keine belastbare bzw. weitgehend akzeptierte Basis oder im wissenschaftlichen Diskurs auch nur umfassend diskutiert worden wären. Darüber hinaus spielen Netzersatzanlagen in den Analysen von r2b (2014) eine zentrale Rolle. Auch hier muss konstatiert werden, dass hier keine breiter abgesicherte Datenbasis existiert.

Die genannten Probleme, Unsicherheiten und Unschärfen sind weder neu, noch exklusiv für die hier diskutierten Analysen relevant. Sie haben aber im Kontext des Impact Assessments zu Kapazitätsmechanismen eine besondere Brisanz, da es um Fragestellungen geht, bei denen die Ertragskraft unterschiedlicher Markt-Arrangements, das Investorenverhalten und die Rolle des Auslands im Vordergrund stehen. Wenn also zentrale, methodische und parametrisierungsseitige Unsicherheiten bei der Modellierung diejenigen Aspekte betreffen, die im Mittelpunkt der entsprechenden Bewertungsfragen stehen, muss der Wert der Modellierungsarbeiten als relevante Bewertungs- bzw. Entscheidungsgrundlage deutlich begrenzt bleiben, wenn diese Unsicherheiten nicht angemessen adressiert werden. Dies gilt ganz grundsätzlich für die Nutzung von *Perfect-Foresight*-Modellen für die hier relevanten Fragestellungen, deren Nachteile aber zumindest durch die Durchführung einer sinnvollen Bandbreite von Sensitivitätsanalysen hätten kompensiert werden müssen.⁷

⁷ Dies gilt insbesondere mit Blick auf die unbestreitbaren Nachteile bzw. Modellierungsunsicherheiten von *Time-Step*- oder Agentenmodellen.

Bei jeglicher Berücksichtigung der Modellierungsergebnisse wird neben den in den folgenden Abschnitten beschriebenen, spezifischen Aspekten berücksichtigt werden müssen, dass die Ergebnisse der numerischen Analysen sehr maßgeblich durch eine Reihe methodischer Ansätze und übergreifender Parametrisierungsannahmen geprägt sind, die einen Teil der Ergebnisse bereits vorwegnehmen. Die hinter diesen methodischen und parametrisierungsseitigen Setzungen explizit oder implizit stehenden Hypothesen bedürfen jedoch dringend der Diskussion.

3.2.2. Annahmen und Setzungen zur Kapazitätssituation

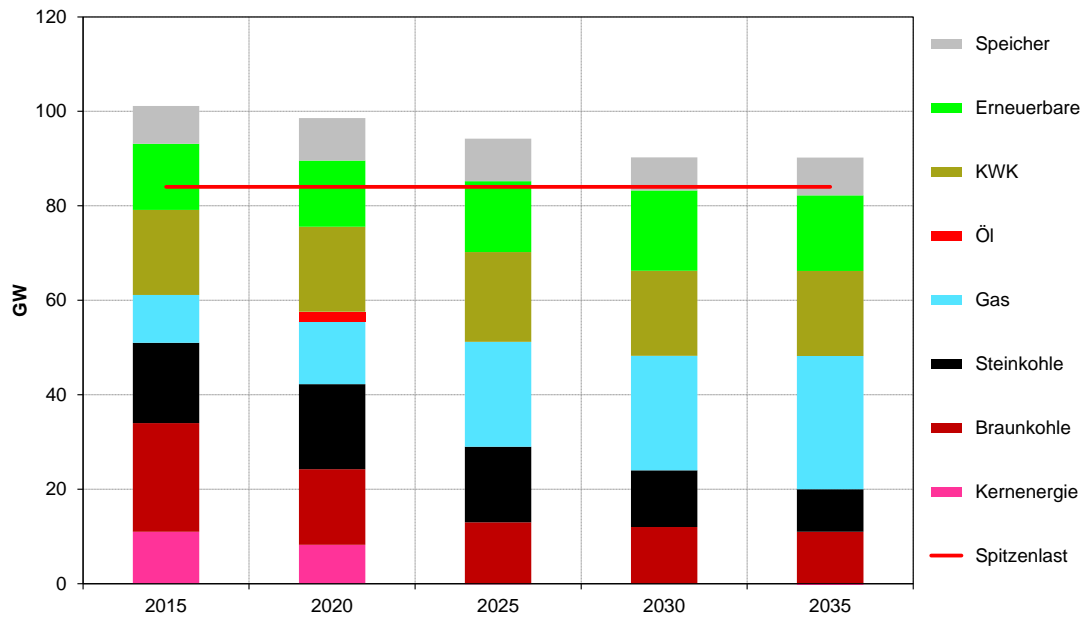
Für die Referenzentwicklung des *Energy-only*-Marktes (ggf. in der sogenannten Version 2.0) und die verschiedenen Kapazitätsmarkt-Modelle werden überwiegend explizit und in einigen Teilen implizit (z.B. durch die Kapazitätsannahmen für das Ausland) Annahmen getroffen, die die Modellierungsergebnisse letztlich in wesentlichen Teilen vorentscheiden. Dabei ist es zunächst unerheblich, wie die Kapazitätssituation im Detail aussieht, sondern welche Annahmen für das Gesamtniveau der einlastbaren Kapazität zum Tragen kommen.

Die Abbildungen A-1 bis A-6 im Anhang A2.1 sowie A-24 bis A-28 im Anhang A2.2 zeigen die Niveaus und die Strukturen des einlastbaren Kraftwerksparks in den Analysen von Frontier/Consentec (2014) sowie r2b (2014) im Detail. Zum einlastbaren Kraftwerkspark wurden für die Zwecke der hier beschriebenen Analysen die Kernkraftwerke, die fossilen Kraftwerke, die Wasserkraft- sowie die Biomasse-Kraftwerke gezählt.

Die Abbildung 3-2 sowie die Abbildung 3-3 zeigen zunächst die Entwicklung der verfügbaren einlastbaren Kapazität für den Referenzpfad EOM 2.0 von 2015 bis 2035 bei Frontier/Consentec (2014) sowie als exemplarischen Vergleich der Kapazitätsannahmen für die unterschiedlichen Marktmodelle die entsprechenden Daten für das Jahr 2025.

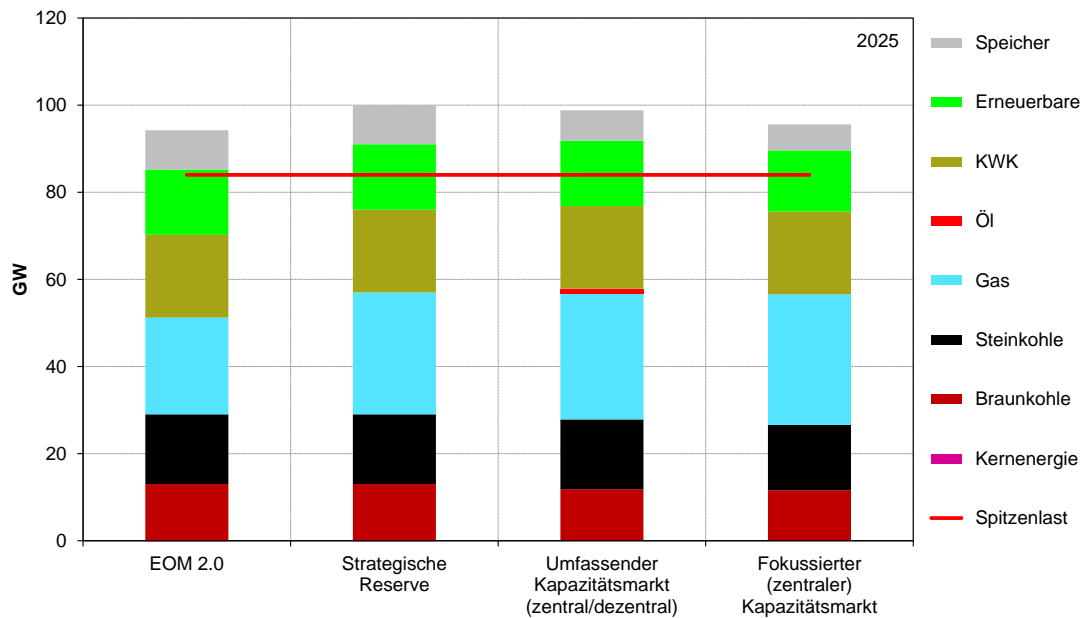
- Die Referenzentwicklung ist dabei, bei gleichbleibender Spitzenlast, durch ein deutlich rückläufiges Niveau der Gesamtkapazität der einlastbaren Kraftwerke gekennzeichnet (Abbildung 3-2). Von 2015 bis 2020 sinkt die verfügbare einlastbare Kapazität um ca. 2 GW, von 2020 bis 2025 und 2025 bis 2030 jeweils um knapp 5 GW und bleibt dann ab 2030 etwa auf dem Niveau von 90 GW konstant.
- Für das Jahr 2020 bleiben bei Frontier/Consentec (2014) die Unterschiede zwischen der Referenzvariante des EOM 2.0 und den Kapazitätsmarkt-Modellen sehr gering (Abbildung A- 4), nur für das Modell der Strategischen Reserve ergibt sich definitionsgemäß ein um etwa 4 GW erhöhtes Kapazitätsniveau.

Abbildung 3-2: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035



Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt

Abbildung 3-3: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

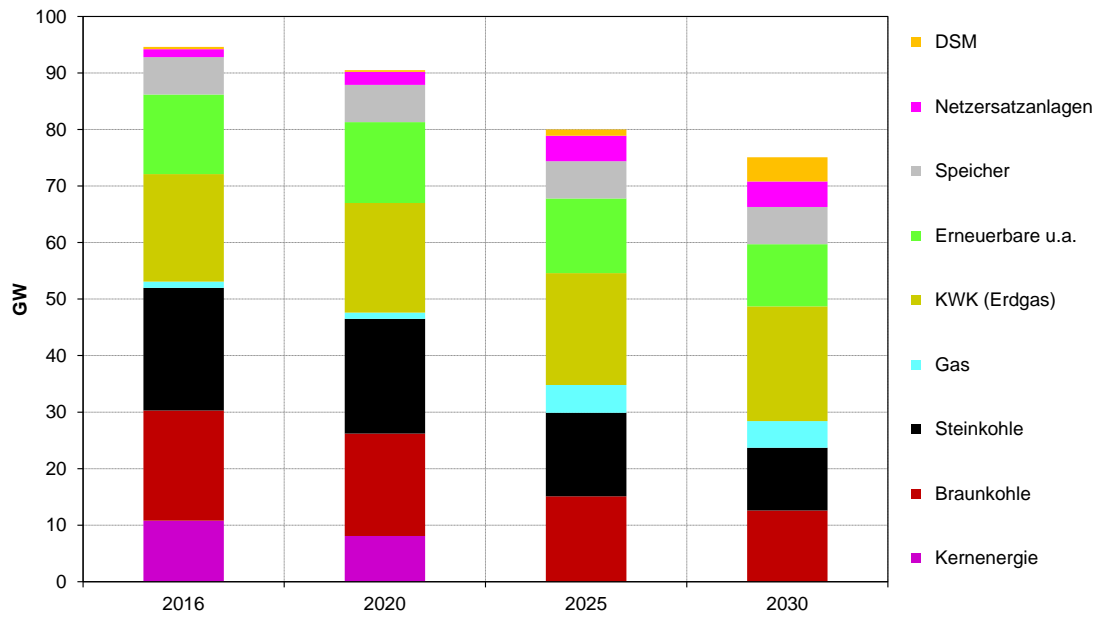
- Für 2025 ergeben sich für das Modell der Strategischen Reserve sowie für die umfassenden Kapazitätsmarktmodelle um etwa 5 GW und für den fokussierten Kapazitätsmarkt um etwa 2 GW erhöhte Kapazitäten (Abbildung 3-3).
- Für die Jahre 2030 und 2035 ergeben sich für die Strategische Reserve sowie die umfassenden Kapazitätsmärkte gegenüber der Referenzvariante EOM 2.0 um 6 bis 7 GW und für den Fokussierten Kapazitätsmarkt um etwa 3 bis 4 GW erhöhte Kapazitätsvorhaltungen (Abbildung A- 6 und Abbildung A- 7).

Letztlich wird für die Modellierungen von Frontier/Consentec (2014) (exogen) unterstellt, dass die Strategische Reserve sowie die verschiedenen Kapazitätsmarkt-Modelle zu einer um 2 bis 7 GW überhöhten Kapazitätsvorhaltung führen, bezogen auf die einlastbare Kraftwerkskapazität entspricht dies einer Überkapazität von 3 bis 9%. Angesichts der sonstigen Unsicherheiten im System (Lastentwicklung, Lastdeckungsbeitrag der stochastisch einspeisenden Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien) sind dies keine exorbitanten Werte. Zusätzlich wurden bei Frontier/Consentec (2014) noch Varianten für eine erhöhte Leistungsvorgabe analysiert, bei denen mit Verweis auf mögliches Regulierungsversagen die o.g. Leistungsvorgaben um jeweils etwa 13 GW erhöht wurden. Damit ergeben sich gegenüber der Referenzvariante des EOM 2.0 um 15 bis 20 GW erhöhte Leistungsvorgaben (!) und damit signifikante Überkapazitäten. Ob regulierungsbedingte Überkapazitäten in dieser Größenordnung als belastbare Annahme herangezogen werden können, bleibt zumindest diskussionswürdig.

Ein grundlegend anderes Muster ergibt sich in den Analysen von r2b (2014). Auch hier zeigen die Abbildung 3-4 und die Abbildung 3-5 die Referenzvariante und den exemplarischen Quervergleich für das Jahr 2025.

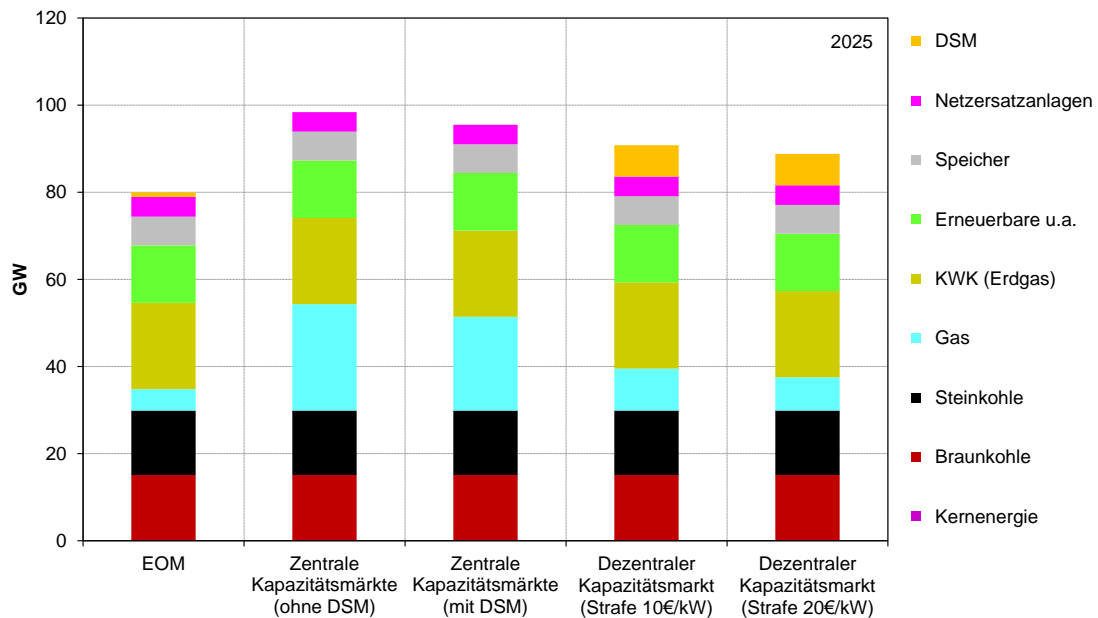
- In der Referenzvariante ergibt sich ein massiver Rückgang der installierten Kapazität einlastbarer Kraftwerke (Abbildung 3-4). Von 2016 bis 2020 geht diese Leistung um 4 GW auf 90 GW zurück, sinkt dann bis 2025 um 11 GW auf 79 GW sowie danach bis 2030 um weitere 8 GW, so dass die Leistung der installierten Kraftwerke dann nur noch 71 GW beträgt. Begründet wird dies mit dem massiven Beitrag des Auslands zur Lastdeckung in Deutschland, dieser Beitrag soll von aktuell 11 GW auf 18 GW im Jahr 2020 und etwa 25 GW im Jahr 2030 ansteigen (r2b 2014, S. 79). Es wird also eine Kraftwerksentwicklung im verbundenen Ausland unterstellt, mit der eine zusätzliche Leistung von etwa 7 GW (2020) bzw. 14 GW (2030) für die Spitzenlastdeckung in Deutschland bereitgestellt werden kann. Darüber hinaus werden die Verfügbarkeit von Netzersatzanlagen mit einer Gesamtkapazität von 2 GW (2020) bzw. 5 GW (2030) sowie Beiträge der nachfrageseitigen Flexibilität (im Rahmen des *Energy-only*-Marktes) von 4 GW im Jahr 2030 in Ansatz gebracht.
- Für das Jahr 2020 wird für die zentralen Kapazitätsmärkte bei r2b (2014) explizit oder implizit vorgegeben, dass die Leistungsvorgaben zu Überkapazitäten in der Größenordnung von 11 bis 13 GW führen (Abbildung A- 27). Für den dezentralen Leistungsmarkt beträgt die Überausstattung 6 GW. Implizit wird so davon ausgegangen, dass bei den Kapazitätsmarktmodellen die Beiträge des Auslands nicht berücksichtigt werden und dass zentrale Leistungsvorgaben zu besonders deutlichen Überkapazitäten führen.

Abbildung 3-4: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-5: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

- Für das Jahr 2025 werden diese Annahmen für die zentralen Kapazitätsmarktmodelle nochmals verschärft (Abbildung 3-5). Das zusätzliche Leistungsniveau der einlastbaren Kraftwerke in Deutschland beträgt im Vergleich zur Referenzvariante des EOM 2.0 nunmehr 12 bis 15 GW. Für den dezentralen Leistungsmarkt wird dagegen ein Kapazitätsniveau einlastbarer Kraftwerke angenommen, das nur noch um etwa 3 bis 5 über dem der Referenzvariante liegt. Hier ist die Annahme (!) entscheidend, dass nicht das Ausland, sondern Maßnahmen der nachfrageseitigen Flexibilität einen Leistungsbeitrag von etwa 7 GW erbringen.
- Für das Jahr 2030 setzt sich die Tendenz dieser Vorgaben nochmals fort (Abbildung A- 29). Über zentrale Kapazitätsmärkte soll ein Kraftwerkspark mit einer einlastbaren Kapazität entstehen, dessen Leistung um 23 bis 27 GW über der Referenzvariante liegt und in dem nachfrageseitige Flexibilität keine erkennbare Rolle spielt. Für die dezentralen Leistungsmärkte liegt die entsprechende Überkapazität bei 11 bis 12 GW, wobei zusätzlich noch die Erschließung von 6 GW nachfrageseitiger Flexibilität in Ansatz gebracht wird. Auch hier wird damit unterstellt, dass die Beiträge des Auslands bei den verschiedenen Kapazitätsmarktmodellen nicht berücksichtigt werden und zentrale Leistungsvorgaben zu um 10 bis 15 GW, also massiv überhöhten Kapazitätsniveaus führen.

In der Zusammenschau ergeben sich also einige signifikante Unterschiede, aber auch einige vergleichbare Aspekte der beiden Modellierungsarbeiten:

- Der Beitrag des Auslands zur Deckung der Spitzenlast wird offensichtlich sehr unterschiedlich eingeschätzt. Während bei r2b (2014) im Zeitverlauf massiv wachsende Beiträge des Auslands als gegeben angenommen werden (zusätzlich 7 GW bis 2020 und 14 GW bis 2030), ist diese Entwicklung bei Frontier/Consentec (2014) nicht oder zumindest nicht deutlich zu erkennen.
- Die unterschiedlichen Kapazitätsmarktmodelle führen in der Standardvariante von Frontier/Consentec (2014) zu regulierungsbedingten Überkapazitäten in der Größenordnung von 2 bis 7 GW bis 2030. In der Sensitivitätsrechnung für erhöhte Leistungsvorgaben steigen diese für den Zeithorizont 2030 auf Werte von 15 bis 20 GW. Als Vorgabe von r2b (2014) wird für 2020 zusätzlich zur Nicht-Berücksichtigung der Beiträge des Auslands (7 GW) eine regulierungsbedingte Überkapazität von 4 bis 6 GW für die zentralen Kapazitätsmarktmodelle angesetzt, für den dezentralen Kapazitätsmarkt entfällt diese. Für 2030 wird für die zentralen Kapazitätsmärkte neben einer Nicht-Berücksichtigung der Beiträge des Auslands in Höhe von etwa 14 GW eine weitere Steigerung der regulierungsbedingten Überausstattung von 9 bis 13 GW angenommen. Für die dezentralen Leistungsmärkte wird dies offensichtlich weitgehend ausgeschlossen, so dass hier bezüglich der nationalen Überkapazitäten im Wesentlichen nur die Ausblendung der ausländischen Beiträge zum Tragen kommt.
- Darüber hinaus werden sehr unterschiedliche Annahmen zur Rolle der nachfrageseitigen Flexibilität getroffen.

3.2.3. Annahmen und Setzungen zur nachfrageseitigen Flexibilität

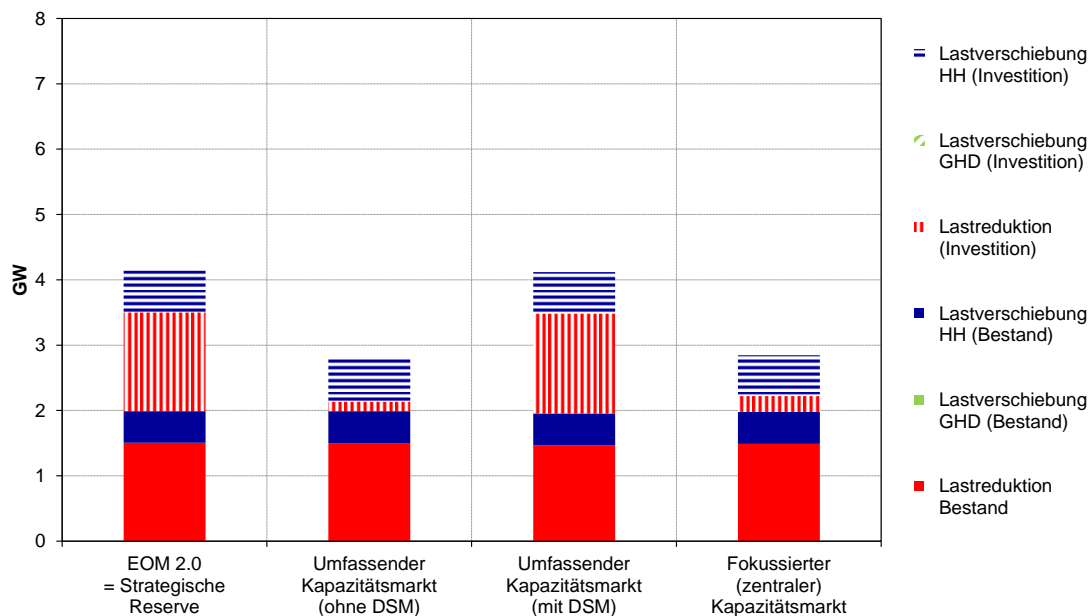
Neben den Annahmen zur Größenordnung bzw. zur Berücksichtigung der Beiträge des Auslands zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland sowie den Annahmen zur regulativ induzierten Inflation der Leistungsvorgaben bei verschiedenen Kapazitätsmarktmodellen bildet die Berücksichtigung der nachfrageseitigen Flexibilität einen maßgeblichen Einflussparameter für die Ergebnisse. Die diesbezüglichen Vorgaben sind in beiden Analysen unterschiedlich dokumentiert, die Abbildung 3-6 sowie die Abbildung 3-7 zeigen die Struktur der unterschiedlichen expliziten und impliziten Vorgaben exemplarisch für das Jahr 2025:

- Bei r2b (2014) kommt der Leistungsbeitrag der nachfrageseitigen Flexibilität erstmals 2025 deutlich zum Tragen, allerdings gilt die Vorgabe eines Leistungsbeitrags von 7 GW zunächst nur für den dezentralen Leistungsmarkt. Für 2030 bleibt diese Vorgabe in etwa erhalten (6 GW), kommt aber in etwas geringerem Umfang (4 GW) auch über die Referenzvariante des EOM 2.0 zum Tragen. Für das Modell der zentralen Kapazitätsmärkte wird die nachfrageseitige Flexibilität faktisch nicht berücksichtigt.
- In den Modellierungen von Frontier/Consentec (2014) spielen die Vorgaben nachfrageseitige Flexibilität in allen Varianten eine Rolle, allerdings mit ähnlichen Mustern. Erkennbare Leistungsbeiträge entstehen hier bereits ab 2020 in der Referenzvariante des EOM 2.0 sowie für die Fälle umfassender Kapazitätsmärkte, in denen Nachfrageflexibilität als Option zugelassen wird. Für den Zeitraum 2025 wird hier eine Nachfrageflexibilität von etwa 4 GW unterstellt, bis 2035 erhöht sich dieses Potenzial auf fast 7 GW. Für den fokussierten Kapazitätsmarkt wird die Einbeziehung von Nachfrageflexibilität explizit ausgeschlossen, hier ergibt sich im Zeitverlauf ein geringes zusätzliches Lastsenkungspotenzial von 3 GW bis 2030 und 4 GW bis 2035.

Neben der Tatsache, dass bezüglich des Potenzials und der Kosten der Nachfrageflexibilität bzw. der für die Erschließung notwendigen Einkommensströme massive Unsicherheiten bestehen, erscheinen folgende explizite oder implizite Setzungen bei den Modellierungen sehr klar hinterfragbar:

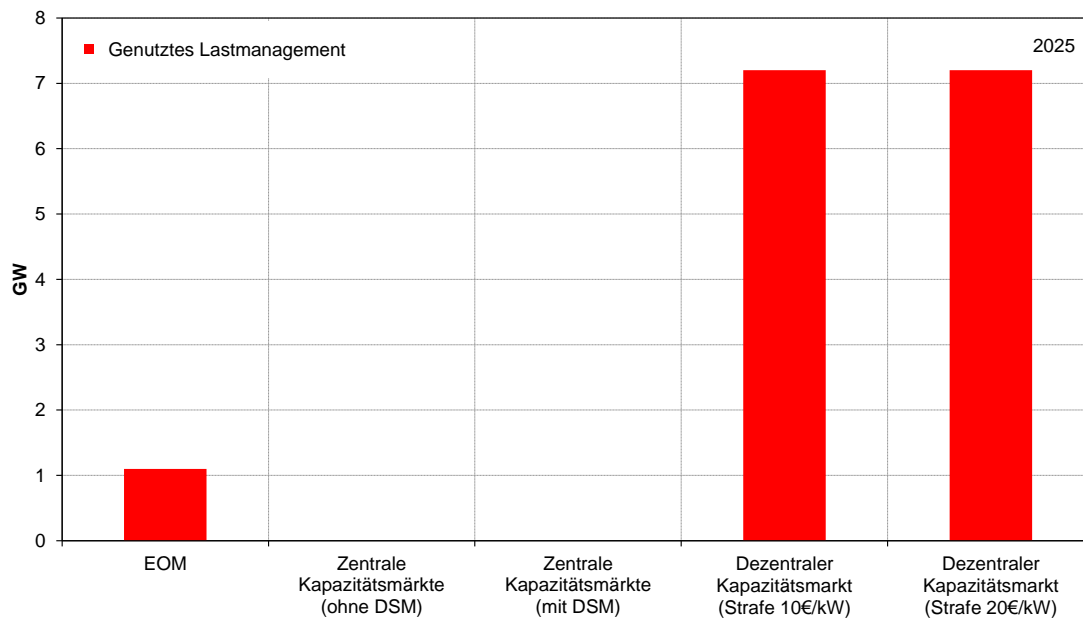
- Es ist nicht einleuchtend, warum bei r2b (2014) die Erschließung von nachfrageseitigen Potenzialen für zentrale Kapazitätsmarktmodelle nicht zugelassen wird bzw. zum Tragen kommen kann, obwohl gerade solche Kapazitätsmarktmodelle im internationalen Raum zur massiven Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitäten geführt haben (NERA 2013).
- Eine eindeutige Fehlparametrisierung in der Modellierung von Frontier/Consentec (2014) besteht im expliziten Ausschluss von Maßnahmen der Nachfrageflexibilität im fokussierten Kapazitätsmarkt, die dort explizit einbezogen und sogar weitergehend spezifiziert worden sind (Öko-Institut et al. 2012, S. 65) und die Erfahrungen zeigen, dass über Aggregatoren sehr unterschiedliche Produkte der nachfrageseitigen Flexibilität effektiv und kostengünstig bereitgestellt werden können.

Abbildung 3-6: Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-7: Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

3.2.4. Ergebnisse der (System-) Kostenanalysen

Auf der Grundlage der Vorgaben für Brennstoff- und CO₂-Preise, die Kraftwerksparks im Ausland sowie den Vorgaben zum Leistungsniveau, zu den Beiträgen nachfrageseitiger Maßnahmen und ggf. weiterer Vorgaben werden in beiden Analysen die Systemkosten errechnet.

Als Besonderheit ist dabei darauf hinzuweisen, dass die Beiträge des Auslands zur Versorgungssicherheit in Deutschland auf der Kapitalkostenseite als kostenfrei angenommen werden, da sie als Ohnehin-Maßnahmen bewertet werden und ihre Verfügbarkeit für das deutsche Marktgebiet ggf. nur zu variablen Kosten führt. Umgekehrt gilt dies nicht für die Investitionskosten in Deutschland, hier werden die Investitionskosten dem deutschen Markt zugerechnet, Stromlieferungen ins Ausland werden mit den variablen Kosten bzw. den jeweiligen Marktpreisen verrechnet.

In beiden Analysen werden die Systemkosten über einen vergleichsweise langen Zeitraum kumuliert und als Barwert ausgewiesen:

- In der Analyse von Frontier/Consentec (2014) werden die Kosten über den Zeitraum 2015 bis 2039 kumuliert und der Barwert mit einem Zinssatz von 5% (real) ermittelt.
- In der Analyse von r2b (2014) werden die Kosten über den Zeitraum von 2014 bis 2030 kumuliert und der Barwert mit einem Zinssatz von 4% (real) ermittelt.

Mit diesem methodischen Ansatz werden in den beiden Analysen die folgenden Ergebnisse ermittelt:

- Im Vergleich zur Referenzvariante EOM 2.0 ergeben sich in der Analyse von Frontier/Consentec (2014) für die Strategische Reserve sowie umfassende Kapazitätsmärkte Mehrkosten von 2 Mrd. €, ganz überwiegend fixe Kosten, d.h. vor allem Investitionskosten. Für den fokussierten Kapazitätsmarkt werden Mehrkosten von ca. 6 Mrd. € ermittelt, auch hier ganz überwiegend als fixe Kosten. Wird die Leistungsvorgabe erhöht (für den Zeithorizont 2035 um 3 GW für die Strategische Reserve und um 19 GW für die Kapazitätsmärkte), dann ergeben sich Systemkosten von 3 Mrd. € für die Strategische Reserve, 9 Mrd. € für die umfassenden Kapazitätsmärkte sowie etwa 13 Mrd. € für den fokussierten Kapazitätsmarkt, auch hier wiederum ganz überwiegend als Fixkosten.
- In der Analyse von r2b (2014) ergeben sich im Vergleich zur Referenzvariante System-Mehrkosten von 1,6 bis 2,1 Mrd. € für die Strategische Reserve (je nach Rolle der Nachfrageflexibilität), jeweils 5,1 bis 6,0 Mrd. € für den umfassenden und den fokussierten zentralen Kapazitätsmarkt (je nach Zulassung von Nachfrageflexibilität im Kapazitätsmarkt) sowie 2,0 bis 2,2 Mrd. € für den dezentralen Leistungsmarkt (je nach Strafpreis für den Erfüllungsnachweis).

Die in den Analysen ausgewiesenen Systemkosten bedürfen jedoch einer Einordnung in die gesamten Systemkosten. Auf Grundlage einer groben Schätzung für die gesamten Systemkosten des Versorgungsystems für Elektrizität (Öko-Institut 2014a) und einer entsprechenden Barwertermittlung für die jeweils relevanten Zeiträume liegen die

ausgewiesenen Mehrkosten im Bereich von etwa 0,5% der gesamten Systemkosten. Ungeachtet aller im Folgenden behandelten Aspekte liegt dieser Wert klar unterhalb aller Modellierungsunsicherheiten.

Eine Rückrechnung der Ergebnisse der Systemkostenermittlung über eine Verknüpfung mit den verschiedenen Ausgangsdaten führt zu überraschend eindeutigen Erklärungsmustern:

- Die bei Frontier/Consentec (2014) ermittelten Systemkosten korrelieren zunächst direkt mit den unterstellten Werten für die Überkapazitäten. Je Gigawatt zusätzlicher Leistungsvorsorge gegenüber der Referenzvariante des EOM 2.0 ergeben sich erhöhte Systemkosten in der Größenordnung von etwa 350 Mio. €, dies entspricht – unter Berücksichtigung des Abzinsungseffekts – relativ gut den Investitionskosten einer Gasturbine.
- Die einzige Ausnahme von dieser Regel bilden die Systemkosten für den fokussierten Kapazitätsmarkt, hier liegen die Systemkosten erheblich höher. Aber auch dieses Ergebnis ist Folge eines Eingabeparameters. Frontier/Consentec (2014, S. 137) führen hierzu aus: *„Im Simulationsmodell nehmen wir an, dass die Anforderungen an die spezifischen Emissionen von Neuanlagen nur von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) erfüllt werden können. Entsprechend belaufen sich die Neuanlageninvestitionen auf 19 GW GuD. Im Vergleich dazu werden im EOM 2.0 19 GW Neuanlagen gebaut, die jedoch aufgrund der geringen zu erwartenden Einsatzzeiten ausschließlich Gasturbinenkraftwerke sind.“* Diese Annahme ist willkürlich und widerspricht eindeutig der dokumentierten Spezifikation des fokussierten Kapazitätsmarktes bei Öko-Institut et al. (2012, S. 59): *„Als emissionsseitige Präqualifikationsanforderung für das Neubausegment des Fokussierten Kapazitätsmarkts könnte vor diesem Hintergrund ein Wert von 600 g CO₂/kWh festgelegt werden. Bivalent betriebene Gasturbinen (50% Heizöl leicht, 50% Erdgas) mit einem Wirkungsgrad von 40% erreichen spezifische Emissionen von 585 g CO₂/kWh.“* Werden für GuD-Anlagen um etwa zwei Drittel erhöhte Investitions- und fixe Betriebskosten angesetzt, erklärt dies die im Vergleich zu zentralen Kapazitätsmechanismen erhöhten Systemkosten zu einem sehr großen Teil (ca. 75% der Fixkostendifferenz). Der ganz überwiegende Teil der dem fokussierten Kapazitätsmarkt im Unterschied zu zentralen Kapazitätsmechanismen zugerechneten Systemkosten resultiert damit aus einer gravierenden Fehlparametrisierung des Modells.
- Die Unterschiede in den Systemkosten bei den Modellierungen von r2b (2014) lassen sich ganz überwiegend über das für Kapazitätsmechanismen angenommene Niveau der Überversorgung durch Erzeugungsanlagen erklären.⁸ Je Gigawatt zusätzlicher Leistungsvorsorge (im Vergleich zur Referenzvariante) ergeben sich für den umfassenden und den fokussierten Kapazitätsmarkt

⁸ Die (spezifischen) Systemkosten für die in Anspruch genommene Nachfrageflexibilität sind in der Parametrisierung des Modells von r2b (2014) offensichtlich extrem gering. Für die gesamten Systemkosten spielen sie daher effektiv keine Rolle.

System-Mehrkosten von etwa 230 Mio. €. Für den dezentralen Leistungsmarkt liegen diese Mehrkosten (je nach Ausgestaltung des dezentralen Leistungsmarkts hinsichtlich der Strafzahlungen) bei etwa 180 bis 195 Mio. €. Unter Berücksichtigung der unterstellten Investitionskosten für Gasturbinen und Dieselmotoren (die als Netzersatzanlagen in erheblichem Umfang berücksichtigt werden) und des zeitlichen Verlaufs der unterstellten Überversorgung ergibt sich auch hier eine sehr gut erklärbare, direkte Beziehung zwischen dem Niveau der unterstellten Überversorgung und den Systemkosten.

Hinsichtlich der Systemkostenermittlung in den bewertenden Analysen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) lassen sich also folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Systemkosten sind sehr weitgehend durch einen fast linearen Zusammenhang zwischen der Vorgabe für die Leistungsvorsorge durch Kraftwerke in Deutschland erklärbar. Aus den Annahmen (!) zum Niveau der Leistungsvorsorge, den Annahmen (!) zur Bereitstellung von gesicherter Leistung durch das Ausland und den Annahmen (!) zum Umfang der verfügbaren Nachfrageflexibilität kann direkt auf das Niveau der Systemkostenunterschiede geschlossen werden. Die vertiefte Diskussion der in den Analysen wenig begründeten Annahmen müsste eigentlich den Kern der numerischen Bewertungsfragen bilden.
- Die Bereitstellung gesicherter Leistung aus dem Ausland sowie die Lastminderung durch nachfrageseitige Flexibilität werden mit extrem geringen Kosten bewertet und stehen in den Modellen letztlich zu Systemkosten von nahe Null zur Verfügung.
- Die im Vergleich zu den umfassenden Kapazitätsmarktmodellen sehr hohen Systemkosten des fokussierten Kapazitätsmarktes bei Frontier/Consentec (2014) lassen sich darüber hinaus sehr weitgehend durch eine eindeutige und gravierende Fehlparametrisierung der Modellierung (ausschließlicher Zubau vergleichsweise teurer Neuanlagen) erklären. Darüber hinaus ist die Nichtberücksichtigung von Maßnahmen der nachfrageseitigen Flexibilität im fokussierten Kapazitätsmarkt eine weitere grobe Fehlparametrisierung, auch wenn diese für die Bewertung der Systemkosten keine herausgehobene Rolle spielt.

3.2.5. Ergebnisse der Modellierungen bezüglich der Großhandels-Strompreise

Neben den ermittelten Systemkosten bilden die Effekte verschiedener Kapazitätsmechanismen auf die Großhandelspreise (an der Strombörse) ein aufschlussreiches Ergebnis der Modellierungen.

Die Abbildung 3-8 und die Abbildung 3-9 zeigen die errechneten Effekte für die Großhandelspreise im Zeitverlauf und im Vergleich der verschiedenen Kapazitätsmechanismen. In der Zusammenschau sind vor allem die folgenden Aspekte hervorzuheben:

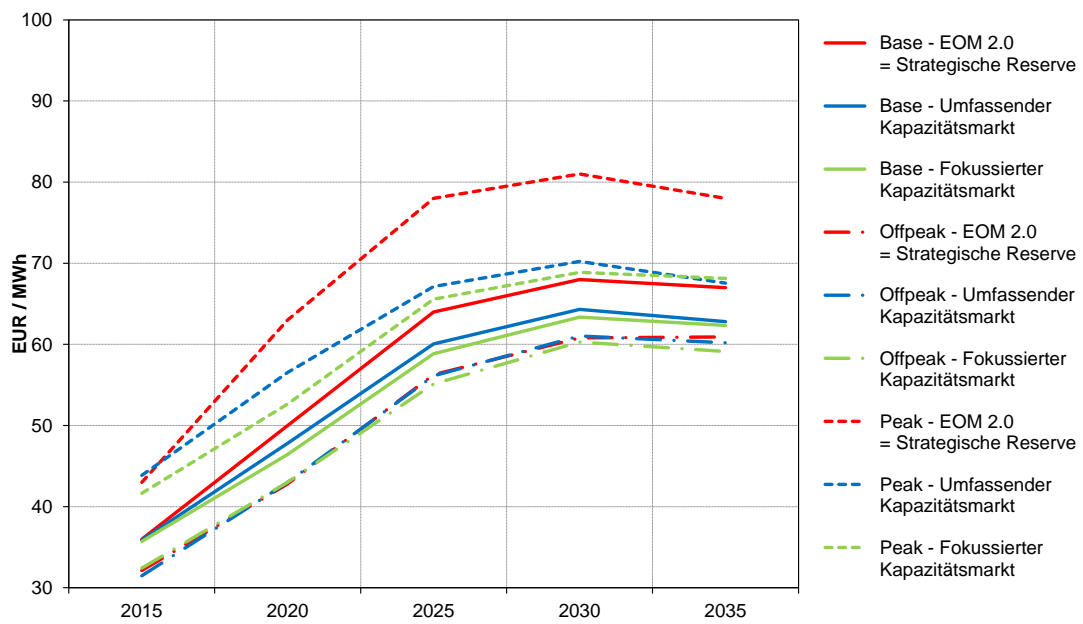
- Insgesamt sind die Strompreisniveaus im Großhandelsmarkt in beiden Analysen bis 2030 durch einen deutlichen Anstieg charakterisiert. Dies ist ganz überwiegend eine Konsequenz der Annahmen zu massiven Steigerungen der Preise für Emissionsberechtigung des Emissionshandelssystems der Europäischen Union. Damit einher geht die deutliche Stärkung der Ertragskraft von Anlagen mit geringeren spezifischen Emissionen als die preissetzenden Erzeugungseinheiten. Insbesondere für Erdgaskraftwerke ergibt sich hieraus eine deutliche Verbesserung der Ertragssituation, während vor allem ältere Steinkohlenkraftwerke unter zusätzlichem Ertragsdruck kommen.
- Die *Offpeak*-Preise unterscheiden sich in beiden Modellierungen für den reinen *Energy-only*-Markt und die unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen letztlich nicht. Dies ist erwartbar, dürften sich doch Preisunterschiede nur im Bereich hoher Lastsituationen ergeben, die eher nicht in die *Offpeak*-Zeiträume fallen.
- Die *Peak*-Preise zeigen für die beiden Modellierungen sehr unterschiedliche Verläufe. Bei Frontier/Consentec (2014) fallen bereits für den Zeithorizont 2020, und nochmals deutlich stärker für 2025 und 2030, die Großhandelspreise für die Entwicklung mit einem reinen *Energy-only*-Markt-Arrangement und die verschiedenen Kapazitätsmarktvarianten deutlich auseinander. Im Jahr 2020 liegen die entsprechenden Preisunterschiede im Jahresmittel um ca. 10 €/MWh auseinander, danach bleibt diese Differenz etwa bestehen. In der Modellierung von r2b (2014) ergeben sich bis 2025 allenfalls marginale Unterschiede für die *Peak*-Preise, erst für den Zeithorizont 2030 entsteht auch hier eine jahresdurchschnittliche Preisdifferenz von etwa 10 €/MWh.

Diese Unterschiede sind in hohem Maße erklärungsbedürftig, wie auch die deutlichen Unterschiede bezüglich der Preisentwicklungen in Knappheitssituationen:

- r2b (2014) ermitteln nur moderate Preisspitzen, die dafür häufiger auftreten. Als Gründe dafür werden eine hohe Flexibilität des Lastmanagements und die große Rolle von Netzersatzanlagen angegeben.
- Frontier/Consentec (2014) ermitteln dagegen – v.a. mit Verweis auf den EU-Binnenmarkt eher seltene, dafür aber sehr hohe Preisspitzen.

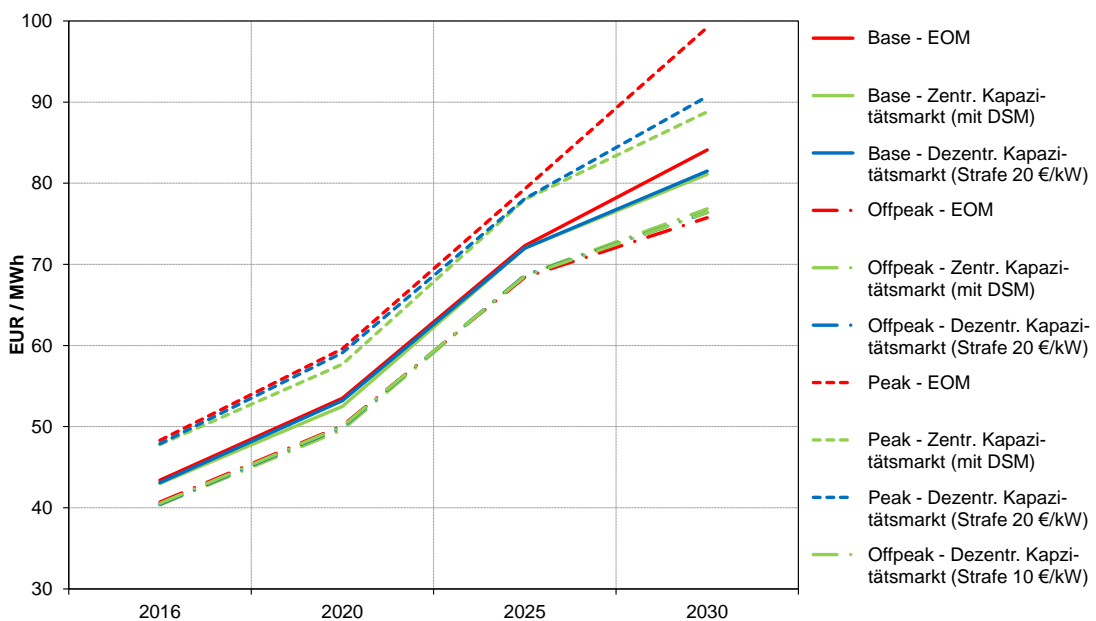
Bereits diese diametral unterschiedlichen Ergebnisse von zwei Analysen mit ähnlichen Grundansätzen und Instrumentarien verdeutlichen das erhebliche Unsicherheitsproblem, vor dem Investoren unter realweltlichen Bedingungen stehen.

Abbildung 3-8: Großhandels-Preise für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2030



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-9: Großhandels-Preise für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

3.2.6. Ergebnisse der Modellierungen bezüglich der Verbraucherkosten

Die Wirkungen unterschiedlicher Strommarkt-Arrangements auf die Verbraucherkosten werden in beiden Untersuchungen unterschiedlich transparent präsentiert. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache von Bedeutung, dass sich aus der politischen Perspektive das zeitliche Profil der Kostenbelastungen als wichtiges Einordnungskriterium ergeben dürfte.

Für die Analyse von Frontier/Consentec (2014) wurde wegen mangelnder Detailtiefe in der Darstellung zunächst eine eigene Abschätzung der Effekte für die Verbraucherkosten durchgeführt, die auf die einzelnen Vorgaben bzw. Zwischenergebnisse abstellt.

Zunächst sind hier die jährlichen Mehrkosten durch die (expliziten) Kapazitätsentgelte von Bedeutung. Die Tabelle 3-1 zeigt die von Frontier/Consentec ermittelten Mehrkosten je Konzept und die daraus resultierenden durchschnittlichen Mehrkosten für die Verbraucher. Vor dem Hintergrund der bereits diskutierten Fehlparametrisierung bei den Vorgaben für das Neuanlagensegment des Fokussierten Kapazitätsmarktes wurden hier jeweils zwei Varianten berechnet. In der ersten Variante (Neuanlagenzubau zu 100 €/kW) wurde der Zubau ausschließlich auf der Grundlage eines Zubaus von GuD-Anlagen bewertet, in der zweiten Variante wurden die Kosten (wie für die anderen Kapazitätsmarktmodelle) auf der Grundlage eines im Wesentlichen auf Gasturbinen beruhenden Zubaus bewertet.

Tabelle 3-1: Jährliche Verbraucherkosten für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2035

		2015	2020	2025	2030	2035
Strategische Reserve	Mrd. €	<0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Umfassende Kapazitätsmärkte	Mrd. €	0,1...3,1	1,6...3,2	2,5...3,3	2,5...3,2	2,4...3,1
Fokussierter Kapazitätsmarkt (Bestand)	Mrd. €	0,2...0,8	0...0,7	0,1...0,2	0,2...0,8	<0,1
Fokussierter Kapazitätsmarkt (Zubau)						
zu 100 €/kW	Mrd. €	0,2	0,8	1,9	2,3	2,7
zu 50 €/kW	Mrd. €	0,1	0,4	1	1,2	1,4
Fokussierter Kapazitätsmarkt gesamt						
bei Neubau 100 €/kW	Mrd. €	0,4...1,0	0,8...1,5	2,0...2,2	2,5...3,1	2,7
bei Neubau 50 €/kW	Mrd. €	0,3...0,9	0,4...1,1	1,1...1,2	1,4...2,0	1,4
Nettostrombedarf	TWh	535				
Durchschnittsverbrauch je Haushalt	kWh/HH	3.500				
Mehrkosten je Haushalt						
Strategische Reserve	€/HH	<0,1	1	1,2	1,2	1,2
Umfassende Kapazitätsmärkte	€/HH	0,5...20	10...21	16...21	16...21	16...21
Fokussierter Kapazitätsmarkt						
bei Neubau 100 €/kW	€/HH	2...7	5...10	13...14	16...20	17
bei Neubau 50 €/kW	€/HH	2...6	3...7	7...8	9...13	9

Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen der LBD-Beratungsgesellschaft

Die Mehrkosten für Verbraucher aus den Kapazitätsinstrumenten sind bei der strategischen Reserve erwartungsgemäß am geringsten. Ebenfalls erwartungsgemäß liegen

beim Fokussierten Kapazitätsmarkt die Kapazitätszahlungen deutlich unter denen der umfassenden Kapazitätsmarktmodelle. In der Fehlparametrisierungsvariante von Frontier/Consentec (2014) liegen diese für den Zeithorizont 2020 bei etwa der Hälfte der Kosten für die umfassenden Kapazitätsmärkte, bis 2020 gleichen sich die Kosten für Kapazitätszahlungen dann stärker an. In einer modellgemäßen Parametrisierung liegen die entsprechenden Verbraucherkosten im Jahr 2020 bei etwa einem Drittel und 2030 bei etwa der Hälfte des für die umfassenden Kapazitätsmärkte errechneten Niveaus.

Zusätzlich zu den Mehrkosten aus den Kapazitätsinstrumenten sind jedoch die Preiswirkungen im Stromgroßhandelsmarkt zu berücksichtigen. Die Vorhaltung und Vergütung von Kapazitäten durch Kapazitätsentgelte führt dort zur Vermeidung von Knappheits- bzw. Spitzenpreisen, dies wirkt für den Verbraucher kostendämpfend.

Die im Abschnitt 3.2.5 dargestellten Preisdifferenzen sind in der Tabelle 3-2 nochmals dargestellt und in Preiseffekte für Haushaltskunden umgerechnet.

Tabelle 3-2: Jahresdurchschnittliche Preisniveaus im *Energy-only*-Markt für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2035

		2015	2020	2025	2030	2035
Preisniveau Base <i>Energy-only</i> -Markt / Strategische Reserve	Mrd. €	36	50	64	68	67
Differenzen zum Base-Preis EOM						
Umfassende Kapazitätsmärkte	Mrd. €	0	-2	-4	-4	-4
Fokussierter Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-4	-5	-5	-5
Preisniveau Peak <i>Energy-only</i> -Markt / Strategische Reserve	Mrd. €	43	63	78	81	78
Differenzen zum Peak-Preis EOM						
Umfassende Kapazitätsmärkte	Mrd. €	1	-6	-11	-11	-10
Fokussierter Kapazitätsmarkt	Mrd. €	-1	-10	-12	-12	-10
Kostenentlastung Verbraucher						
Umfassende Kapazitätsmärkte	€/HH	1	-12	-21	-20	-21
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	-2	-20	-26	-24	-22

Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen der LBD-Beratungsgesellschaft

Aus den Preisdifferenzen im Stromgroßhandelsmarkt ergeben sich bei einer typischen Verbrauchsstruktur für einen Haushaltskunden (70% Base, 30% Peak) und einer Verbrauchsmenge von 3.500 kWh in den unterschiedlichen Konzepten Preisentlastungen von 12 bis 26 €/MWh, die das Niveau der Kostenbelastungen durch Kapazitätszahlungen in den unterschiedlichen Kapazitätsmarktmodellen selbst für ungünstige Parametrisierungsvarianten nicht übersteigen.

Tabelle 3-3: Jährliche Mehrkosten für typische Verbraucher bei verschiedenen Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von Frontier/Consentec, 2015-2035

		2015	2020	2025	2030	2035
Mehrkosten ggü. <i>Energy-only</i>-Markt						
Strategische Reserve	€/HH	<0,1	1	1.8	1.2	1.2
Umfassende Kapazitätsmärkte	€/HH	0,5...20	10...21	22...30	16...21	16...21
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	2...7	5...10	13...14	16...20	17
Kostenentlastung im EOM						
Strategische Reserve	€/HH	–	–	–	–	–
Umfassende Kapazitätsmärkte	€/HH	1	-12	-21	-20	-21
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	-2	-20	-26	-24	-22
Saldo						
Strategische Reserve	€/HH	<0,1	1	1.8	1.2	1.2
Umfassende Kapazitätsmärkte	€/HH	-0,5...19	-2...9	-2...4	-4...1	-5...0
Fokussierter Kapazitätsmarkt						
<i>Neubau zu 100 €/kW</i>	€/HH	0...5	-15...-10	-13...-12	-8...-4	-5
<i>Neubau zu 50 €/kW</i>	€/HH	0...4	-17...-13	-19...-18	-15...-11	-13

Quelle: Berechnungen der LBD-Beratungsgesellschaft

Die Auswertung der Saldogrößen (Tabelle 3-3) macht deutlich, dass insbesondere der fokussierte Kapazitätsmarkt selbst bei sehr pessimistischen Parametrisierungsannahmen zu einer Umverteilung zwischen Erzeugern und Verbrauchern führen würde. Bei umfassenden Kapazitätsmärkten sind die Kosteneffekte im Saldo stark von den Parametrisierungsannahmen abhängig (Ausmaß der Überversorgung etc.), diesbezüglich nicht richtungssicher bestimmbar.

In der Zusammenschau lassen sich aus den Modellierungen von Frontier/Consentec (2014) folgende Erkenntnisse zu den Verbraucherkosten ableiten:

- Das Markt-Arrangement hat Folgen für die Verbraucherkosten. Diese sind teilweise richtungssicher bestimmbar (Strategische Reserve führt definitiv zu höheren, der Fokussierte Kapazitätsmarkt führt definitiv zu niedrigeren Verbraucherkosten), teilweise aber auch nicht richtungssicher bzw. stark parametrisierungsabhängig (umfassende Kapazitätsmarktmodelle).
- Die Kostenbelastungen für die Verbraucher durch die Strategische Reserve ändern sich im Zeitverlauf nur wenig.
- Die Kostenentlastungen der Verbraucher durch umfassende Kapazitätsmärkte steigen im Zeitverlauf bzw. die ggf. auftretenden Kostenbelastungen sinken im Zeitverlauf.
- Die Kosteneffekte konvergieren für die umfassenden Kapazitätsmärkte und den Fokussierten Kapazitätsmarkt in der längeren Frist.
- Das Niveau der Kostenbelastungen bleibt insgesamt sehr überschaubar, mit Blick auf andere Kostendeterminanten (Brennstoff- und CO₂-Preise, Ausbau erneuerbarer Energien) eher begrenzt, kann sich aber hinsichtlich der Grö-

ßenordnung (Kostensenkung von bis zu 2% der Endverbraucherpreise) deutlich vom Niveau der im Kontext der Effizienzbewertungen ermittelten Systemkostenunterschiede (0,5%) unterscheiden.

Die Analyse der Modellierungsergebnisse von r2b (2014) mit dem gleichen methodischen Ansatz führt zu folgenden Ergebnissen.

Tabelle 3-4: Jährliche Verbraucherkosten für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030

		2016	2020	2025	2030
Strategische Reserve	Mrd. €	0	0,2	0,2	0,2
Umfassende Kapazitätsmärkte	Mrd. €	0	1,2...2,4	3,9...4,0	3,5
Fokussierter Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	0,3...0,6	1,2...1,5	1,3...1,4
Dezentraler Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	0	2,4...2,7	2,7...2,8
Nettostrombedarf	TWh	535			
Durchschnittsverbrauch je Haushalt	kWh/HH	3.500,00			
Mehrkosten je Haushalt					
Strategische Reserve	€/HH	0	1	1	1
Umfassende Kapazitätsmärkte	€/HH	0	8...16	25...26	23
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	0	2...4	8...10	9
Dezentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	0	0	16...18	18

Quelle: r2b (2014), Berechnungen der LBD-Beratungsgesellschaft

Die Mehrkosten für Verbraucher aus den Kapazitätsinstrumenten sind auch bei r2b (2014) erwartungsgemäß bei der strategischen Reserve am geringsten. Wie die folgende Analyse zeigen wird, sind dafür jedoch die Kosten aus den höheren Stromgroßhandelspreisen am höchsten. Erwartungsgemäß bildet der fokussierte Kapazitätsmarkt unter den diskutierten Kapazitätsinstrumenten bzgl. der Kapazitätzahlungen das günstigste Modell. Der umfassende Kapazitätsmarkt führt zu den höchsten Kapazitätskosten.

Zusätzlich zu den Mehrkosten aus den Kapazitätsinstrumenten entsteht eine Preiswirkung im Stromgroßhandelsmarkt. Die Vorhaltung und Vergütung von Kapazitäten durch Kapazitätsentgelte führt dort zu niedrigeren Preisen. Dies wirkt für die Verbraucher kostendämpfend.

Diese Dämpfungseffekte ergeben sich dabei nur zu unwesentlichen Teilen im Bereich der Base-Preise. Hier wurden von r2b (2014) im Zeitraum 2020 bis 2030 für die verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle im Vergleich zum EOM 2.0 nur sehr geringfügige Preissenkungen (maximal 3 €/MWh) errechnet (Tabelle 3-5). Logischerweise ergeben sich größere Unterschiede zum Referenzmodell des EOM 2.0 im Peak-Bereich, in dem durch Kapazitätsmärkte Preisspitzen abgebaut werden. Tabelle 3-5 verdeutlicht hier, dass nach den Modellierungen von r2b (2014) für den Zeithorizont 2030 signifikante Minderungen der Peak-Preise entstehen, die in der Größenordnung von 10 €/MWh liegen. Für die durchschnittliche Beschaffungsstruktur im Haushaltskundenbereich (70% Base, 30% Peak) bleiben die jährlichen Kostenentlastungen für Haushaltskunden bis 2025 gering (1 bis 4 €/HH) und erreichen 2030 Werte von 15 bis 18 €/HH.

Tabelle 3-5: Jahresdurchschnittliche Preisniveaus im *Energy-only*-Markt für verschiedene Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030

		2016	2020	2025	2030
Preisniveau Base <i>Energy-only</i> -Markt / Strategische Reserve	Mrd. €	43	54	72	84
Differenzen zum Base-Preis EOM					
Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-1	0	-3
Fokussierter Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-1	0	-3
Dezentraler Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-1	0	-1
Preisniveau Peak <i>Energy-only</i> -Markt / Strategische Reserve	Mrd. €	48	60	79	99
Differenzen zum Peak-Preis EOM					
Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-2	-1	-10
Fokussierter Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-2	-1	-10
Dezentraler Kapazitätsmarkt	Mrd. €	0	-1	-1	-8
Kostenentlastung Verbraucher					
Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	2	4	2	18
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	2	4	2	18
Dezentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	1	1	2	15

Quelle: r2b (2014), Berechnungen der LBD-Beratungsgesellschaft

Tabelle 3-6: Jährliche Mehrkosten für typische Verbraucher bei verschiedenen Marktdesign-Varianten nach der Modellierung von r2b, 2016-2030

		2016	2020	2025	2030
Mehrkosten ggü. <i>Energy-only</i> -Markt					
Strategische Reserve	€/HH	0	1	1	1
Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	0	8...16	25...26	23
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	0	2...4	8...10	9
Dezentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	0	0	16...18	18
Kostenentlastung im EOM					
Strategische Reserve	€/HH	0	0	0	0
Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	-2	-4	-2	-18
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	-2	-4	-2	-18
Dezentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	-1	-1	-2	-15
Saldo					
Strategische Reserve	€/HH	0	1	1	1
Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	-2	4...12	23...24	5
Fokussierter Kapazitätsmarkt	€/HH	-2	-2...0	6...8	-9
Dezentraler Kapazitätsmarkt	€/HH	-1	-1	14...16	-3

Quelle: Berechnungen der LBD-Beratungsgesellschaft

Die Analysen von r2b (2014) zeigen kein einheitliches Bild, wie Endverbraucher letztlich tatsächlich belastet werden. Die starken Schwankungen vom Jahr 2025 zum Jahr 2030 deuten auf einen nicht eingeschwungenen Zustand hin. Während zentrale, umfassende Kapazitätsmechanismen praktisch durchgängig zu höheren Kosten führen,

ergibt sich für fokussierte und dezentrale Mechanismen eine differenzierte Situation. Während nach Einführung der Mechanismen Verbraucher zunächst profitieren, würden sie im Jahr 2025 belastet. Erst am Ende des Betrachtungszeitraums ergibt sich erneut ein Vorteil für dezentrale und fokussierte Kapazitätsmechanismen. Ursache hierfür dürfte ein später eintretender Kapazitätsbedarf sein. Die preisdämpfende Wirkung der Kapazitätsmechanismen wird erst im Jahr 2030 deutlich. Bis dahin verbleiben die Preise im Stromgroßhandel in allen Modellen auf ähnlichem Niveau.

Die Abweichungen zwischen den Ergebnissen der Gutachter entsprechen den bisherigen Erkenntnissen in den vorangegangenen Kapiteln (insbesondere in den Abschnitten 3.2.2 und 3.2.4) und können nicht zweifelsfrei aus den vorliegenden Ergebnissen erläutert werden.

Ein Erklärungsansatz könnte der geringe Kapazitätsbedarf bis zum Jahr 2030 (Rückgang der installierten disponiblen Leistung auf rd. 71 GW im Referenzszenario des EOM 2.0) sein. Dies bedeutet, dass im EOM-Referenzszenario nahezu keine Investitionen im deutschen Kraftwerkspark stattfinden bzw. die notwendige Versorgungssicherheit ganz maßgeblich – und kostenfrei – durch das Ausland bereitgestellt wird. Die Großhandelspreise für Strom im Referenzszenario des EOM 2.0 sind dementsprechend gering. Somit werden die preisdämpfenden Effekte der Kapazitätsmechanismen im Stromgroßhandelspreis im Vergleich zu den Analysen von Frontier/Consentec in deutlich geringerem Ausmaß bzw. deutlich später wirksam.

In der Zusammenschau lassen sich aus den Modellierungen von r2b (2014) folgende Erkenntnisse zu den Verbraucherkosten ableiten:

- Die Kostenbelastungen für die Verbraucher durch die verschiedenen Markt-Arrangements sind teilweise richtungssicher bestimmbar (Strategische Reserve führt definitiv zu höheren, der Fokussierte Kapazitätsmarkt führt langfristig zu niedrigeren Verbraucherkosten).
- Die Kostenbelastungen für die Verbraucher durch die Strategische Reserve ändern sich im Zeitverlauf nur wenig.
- Die Kostenwirkungen der verschiedenen Kapazitätsmarkt-Modelle verändern sich im Zeitverlauf stark.

Im verkürzten Betrachtungszeitraum von r2b (2014) ist, anders als bei Frontier/Consentec (2014) eine Konvergenz der Kosteneffekte für den umfassenden zentralen Kapazitätsmarkt und den Fokussierten Kapazitätsmarkt noch nicht erkennbar.

Letztlich ist jedoch sowohl mit Blick auf die Modellierungen von Frontier/Consentec (2014) als auch die von r2b (2014) hinzuweisen, dass die Ergebnisse der Berechnungen zu den Verbraucherkosten ganz maßgeblich von den Basisannahmen abhängigen, vor allem dem als Eingangsgröße vorgegebenen Ausmaß der durch Regulierungsfehler bedingten Überausstattung mit Kapazitäten für die verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle und den entsprechenden Kapazitätszahlungen. Werden hier weniger gravierende Überkapazitäten unterstellt, relativieren sich die errechneten Vorteile für den *Energy-only*-Markt und verkehren sich ggf. in Mehrkosten für dieses Strommarkt-Arrangement.

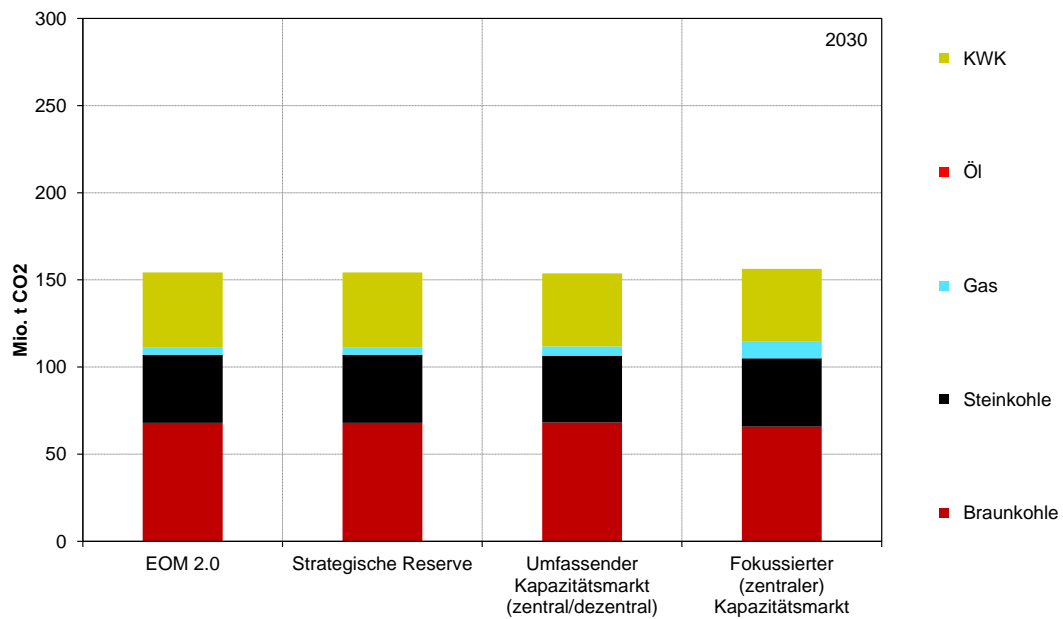
3.2.7. Emissionsseitige Ergebnisse der Modellierungen

Neben den Systemkosten sind im Grünbuch des BMWi (2014) auch die Wirkungen der verschiedenen Strommarkt-Arrangements prominent herausgestellt worden. Direkt wird die Entwicklung der CO₂-Emissionen dabei nur in der Analyse von r2b (2014) dargestellt. Die in beiden Analysen ausgewiesene Entwicklung der Stromerzeugung ermöglicht aber eine relativ belastbare Nachrechnung der CO₂-Emissionsentwicklung, die sich auf Grundlage der Modellierung von Frontier/Consentec (2014) ergibt.

Der Vergleich der beiden Modellierungen für den Bereich der CO₂-Emissionen zeigt folgende Aspekte:

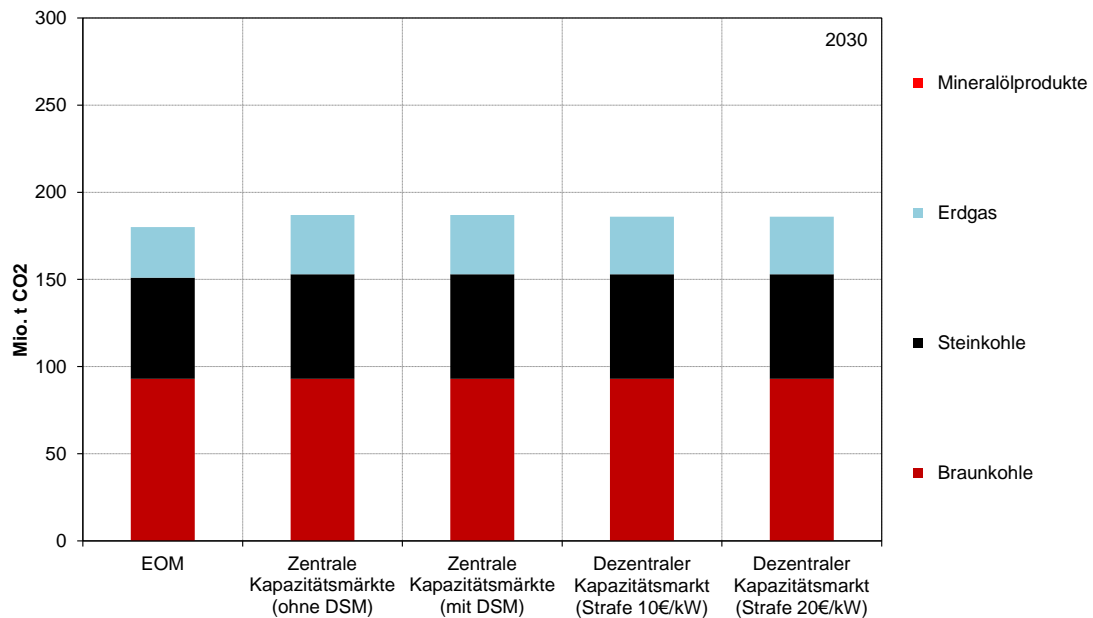
- Beide Analysen bewerten offensichtlich nur eine Teilmenge der CO₂-Emissionen des Stromsystems, dies kann unterschiedliche Gründe haben (Berücksichtigung von industriellen Kraftwerken, z.B. auf der Basis von Kuppelgasen, Zurechnung der CO₂-Emissionen aus der Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen etc.).
- Gleichwohl lassen sich über die verschiedenen Szenarienzeiträume konsistente Zeitreihen ableiten.
- Aus der CO₂-Emissionsermittlung auf Basis der Stromerzeugungs-Modellierungen von Frontier/Consentec (2014) sind über den gesamten Szenarienzeitraum bis 2035 keine wesentlichen Differenzen zwischen der Referenzentwicklung des EOM 2.0 und den verschiedenen Kapazitätsmechanismen erkennbar (Abbildung 3-10).
- Bei den ausgewiesenen Ergebnissen der Modellierung von r2b (2014) ist dies mit einer einzigen Ausnahme ebenfalls der Fall. Die Ausnahme betrifft das Jahr 2030 (Abbildung 3-11), hier wird für das Referenzszenario des EOM 2.0 ein um 6 Mio. t CO₂ geringeres Emissionsniveau als für die verschiedenen Kapazitätsmechanismen (bei denen sich die Emissionen wiederum nicht unterscheiden) ausgewiesen. Diese Differenz entfällt zu knapp 2 Mio. t CO₂ auf die Steinkohlen- und zu knapp 5 Mio. t CO₂ auf die Erdgasverstromung. Dieser Effekt resultiert direkt aus den Annahmen für den Strom-Außenhandel. In der Referenzvariante werden aus Deutschland etwa 8 TWh Strom in die Nachbarländer exportiert, während in allen Varianten für die Kapazitätsmechanismen etwa 24 TWh Strom exportiert werden (in allen Vorjahren ergaben sich nahezu identische Exportvolumina).
- Das höhere CO₂-Emissionsniveau für das Referenzszenario von r2b (2014) ist damit eher ein Einzelphänomen für einen relativ weit in der Zukunft liegenden Szenarienstützpunkt, das mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden ist und im Wesentlichen von den Annahmen zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und des Kraftwerksparks in den Nachbarländern abhängt. Auch ist darauf hinzuweisen, dass der entsprechende Unterschied beim Emissionsniveau ein Artefakt des Bilanzraums für Deutschland bleibt. Damit kann dieser im Zeitverlauf und im Modellierungsvergleich singuläre Datenpunkt kaum als robustes und damit entscheidungsrelevantes Modellierungsergebnis angesehen werden.

Abbildung 3-10: CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung für verschiedene Marktdesign-Varianten nach Frontier/Consentec, 2030



Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-11: CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung für verschiedene Marktdesign-Varianten nach r2b, 2030



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

3.2.8. Zwischenfazit zu den numerischen Analysen

Die numerische Analyse unterschiedlicher Arrangements für den Strommarkt der Zukunft bildet ungeachtet aller Relativierungsversuche ein wichtiges Element für die Bewertung der verschiedenen Kapazitätsmarktvarianten, da ohne eine solche quantitative Bewertung wichtige Abwägungsfragen nicht sinnvoll adressiert werden können. Die quantitativen Analysen haben aber auch Restriktionen, die bei der Einordnung der Annahmen, Methoden und Ergebnisse beachtet werden müssen.

- Mit den vorliegenden numerischen Analysen können Nachweise zur Funktionsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes letztlich nicht erbracht werden. Einige wichtige Aspekte, die als ursächlich für die nicht ausreichende Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes diskutiert werden, sind in den Modellen als nicht mehr hinterfragbare Hypothesen methodisch hinterlegt (*Perfect-Foresight*-Annahme, Risiko-Perzeption der Investoren etc.) oder über die Parametrisierung vorentschieden sind (hypothetische Beiträge der Nachfrageflexibilität, des Auslands etc.). Die zur Begrenzung tautologischer Ergebnisse hilfsweise möglichen Sensitivitätsanalysen wurden nicht angestellt.
- Die Ergebnisse der Modellierung, v.a. hinsichtlich der Systemkosten sind elementar von einer Reihe expliziter oder impliziter Annahmen bei der Modell-Parametrisierung abhängig. Vor allem die erwartbaren Beiträge des Auslands, der Nachfrageflexibilität und die regulierungsseitigen „Fehlvorgaben“ für das Versorgungssicherheitsniveau, aber auch spezifische Kostenannahmen sind hier entscheidend. Eine der Bedeutung dieser Annahmen (!) angemessene Diskussion der entsprechenden Parametrisierungen oder entsprechenden Sensitivitätsrechnungen sind letztlich nicht oder nicht in ausreichendem Umfang erfolgt.

Die Analyse der Annahmen und Ergebnisse der beiden Modellanalysen lässt aber eine Reihe einordnender Schlussfolgerungen zu:

- Signifikante Systemkostenunterschiede können nur entstehen, wenn die Einführung von Kapazitätsmechanismen zu einer sehr massiven Überschätzung des inländisch erforderlichen Niveaus gesicherter Kraftwerksleistung in der Größenordnung von 15 bis 20 GW führt, z.B. durch die Ausblendung des Beitrags grenzüberschreitender Kapazitätssicherung oder die Nicht-Anreizung des verfügbaren Potenzials kostengünstiger Nachfrageflexibilität. Letztlich ergeben sich Mehrkosten stets in der Größenordnung der (niedrigen) spezifischen Kosten von Gasturbinen.
- Die dem Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen bei Frontier/Consentec (2014) zugerechneten Mehrkosten sind ganz überwiegend Resultat gravierender Fehlparametrisierungen.
- Die verschiedenen Strommarkt-Arrangements können die Preise im Großhandelsmarkt für Strommengen deutlich verändern. Kapazitätsmärkte führen im Offpeak-Bereich nicht zu Preisänderungen, die Preisunterschiede ergeben sich allen für den Peak-Bereich. Gleichwohl ist die Entwicklung der Preisni-

veaus im Strommengenmarkt vor allem von den Annahmen zu den CO₂-Kosten vorgeprägt.

- Die Verbraucherkosten können durch unterschiedliche Strommarkt-Arrangements deutlich beeinflusst werden. Nach eigenen Ergänzungsrechnungen auf Basis der entsprechenden Modellierungsergebnisse von Frontier/Consentec (2014) führt die Strategische Reserve zu höheren Verbraucherkostenbelastungen, der Fokussierte Kapazitätsmarkt führt robust zu Entlastungen der Verbraucher. Für umfassende Kapazitätsmarktmodelle ist der Kostensaldo aus Kapazitätzahlungen und Preiseffekten im *Energy-only*-Markt in hohem Maße von der Parametrisierung der Wirkungsanalysen abhängig und kann sowohl zu Kostenbelastungen als auch Kostenentlastungen führen. Diese Parametrisierungen, bei den Modellierungen von r2b (2014) auch und vor allem hinsichtlich der (kostenfreien) Beiträge des Auslands zur Versorgungssicherheit in Deutschland sind auch ein entscheidender Erklärungsfaktor für die im zeitlichen Verlauf sehr unterschiedlichen Muster der Verbraucherbe- und -entlastung.
- Die allein von r2b (2014) für ein einzelnes Szenarienjahr ermittelten erhöhten CO₂-Emissionsniveaus (für Deutschland) bilden eher ein Modellierungsartefakt als eine belastbare Bewertungsgröße.

Bei allem Erkenntnisgewinn, der zweifelsohne aus den numerischen Modellanalysen gezogen werden kann, verdeutlichen die Modellierungsarbeiten von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) auch sehr deutlich, in welchem hohem Maße die quantitativen Ergebnisse von methodischen und Parametrisierungsfragen bestimmt werden, die in den vorliegenden Analysen sehr stark durch bestimmte und sehr starke ordnungspolitische Grundüberzeugungen determiniert werden.

3.3. Zu den Bewertungen im Einzelnen

3.3.1. Effektivität

Eine Bewertung des Kriteriums Effektivität bedarf einer Spezifikation des relevanten Bezugsrahmens. Im Kern ist hier die Frage zu diskutieren, ob private Nachfrage ein ausreichendes Niveau an Versorgungssicherheit schafft oder ob das Niveau von Versorgungssicherheit gesellschaftlich zu definieren ist:

- Die Analyse von Frontier/Consentec (2014) differenziert zwischen der Perspektive eines wohlfahrtsmaximierten (besser wohl: präferenzbasierten) Niveaus von Versorgungssicherheit und dem Konzept einer Treffsicherheit auf der Grundlage politischer (besser wohl: regulatorischer Vorgaben). Es werden differenzierte Wertungen vorgenommen, als entscheidungsrelevant wird dann aber allein das präferenzorientierte Modell bewertet.
- Bei r2b (2014) werden beide Perspektiven nicht klar voneinander getrennt, die Bewertung erfolgt über einen Ansatz, in dem beide Perspektiven miteinander verschnitten werden.

Vor diesem Hintergrund sind die Bewertungsergebnisse bezüglich des Kriteriums Effektivität letztlich nur teilweise überraschend:

- Wird vor allem auf Verbraucherpräferenzen orientiert und die Annahme (!) getroffen, dass diese Präferenzen über Zahlungsbereitschaften umfassend, ohne Trittbrettfahreffekte und im Zeitverlauf robust offengelegt werden können, dann ergeben sich für reine *Energy-only*-Markt-Modelle sowie den dezentralen Leistungsmarkt die besten Bewertungen (Frontier/Consentec 2014).
- Mit steigender Stringenz komplementärer Maßnahmen (Reserve, zentrale Kapazitätsmärkte) ergeben sich aus der Logik der präferenzorientierten Perspektive eher negative und aus der Perspektive eines gesellschaftlich zu definierenden Niveaus von Versorgungssicherheit eher positive Bewertungen (Frontier/Consentec 2014). Weniger konsistent erscheint diesbezüglich die Bewertung von r2b (2014), in der die Orientierung auf Verbraucherpräferenzen sehr stark herausgestellt wird, dann aber Modelle, die letztlich – wenn auch mit unterschiedlichen Konsequenzen – die alleinige Orientierung auf Verbraucherpräferenzen als zu risikvoll interpretieren (EOM 2.0 mit Reserve, zentraler umfassender Kapazitätsmarkt), eher positiver bewerten.

Gerade das Dilemma der Bewertungen bei r2b (2014) zeigt damit, dass es eher um eine tieferliegende Frage geht, die sich eher auf die Belastbarkeit der Annahme umfassend artikulierbarer Verbraucherpräferenzen bezieht.

- Wenn eine hohe Belastbarkeit für die Annahme (!) unterstellt werden kann, dass es gelingen kann, die Verbraucherpräferenzen über Zahlungsbereitschaften vollständig, robust sowie auch mit entsprechendem Vorlauf und für Investoren erkennbar offenzulegen und es nicht zu Trittbrettfahrerverhalten kommt, können *Energy-only*-Markt-Modelle oder der dezentrale Leistungsmarkt als effektiv angesehen werden.

- Wird unterstellt, dass diese Annahme nicht belastbar genug ist bzw. aus anderen Gründen (Standortpolitik etc.) keine sinnvolle Grundlage für Strategien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bildet, dann müssen Modelle, die auf ein gesellschaftlich definiertes Niveau an Leistungs- bzw. Lastflexibilitätsvorhaltung, als effektiver eingestuft werden.

Vor diesem Hintergrund kommt der zunächst abstrakt erscheinenden Debatte um die Charakterisierung des Guts Versorgungssicherheit eine besondere Rolle zu, wobei hier zwei Abstufungen zu unterscheiden sind:

- Ist bzw. wie weit ist Versorgungssicherheit ein privates Gut oder ein meritokratisches bzw. (reines oder unreines) öffentliches Gut?
- Wenn Versorgungssicherheit kein privates Gut ist (nur dann wäre eine Intervention gerechtfertigt), stellt sich die Frage, ob die zu schaffenden Maßnahmen auf die Privatisierung des Gutes Versorgungssicherheit abzielen soll (dies wäre für das Modell des EOM 2.0 und den dezentralen Leistungsmarkt relevant⁹).

Eine Bewertung zur Robustheit der Effektivität eines bestimmten Strommarkt-Arrangements wird sich damit nicht auf die Hypothese der Überlegenheit eines bestimmten Konzepts von Effektivität sondern auf den empirischen Befund stützen müssen. Sofern dieser Befund nicht als hinreichend belastbar eingeschätzt wird, bedarf es einer politischen Bewertung,

- ob das Risiko eines großflächigen Realexperiments eingegangen werden kann (Konzept des EOM 2.0),
- ob der sofortige Übergang zu einem umfassenden Kapazitätsinstrument erfolgen soll oder
- ob schrittweise Übergangsinstrumente (Strategische Reserve oder Fokussierter Kapazitätsmarkt) verfolgt werden sollen.

Die Auswahl unter den beiden letztgenannten Strategien, die beide auf ein gesellschaftlich vorgegebenes Niveau von Versorgungssicherheit abstellen, ergibt sich dann naturgemäß nicht mehr im Kontext des Kriteriums Effektivität sondern als Abwägungsprozess bezüglich anderer Kriterien.

⁹ Diesbezüglich soll darauf hingewiesen werden, dass das Konzept des dezentralen Leistungsmarktes erstmalig unter dem Titel „Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung“ (Cremer 2013) beschrieben worden ist.

3.3.2. Ökonomische Effizienz

Die Überlegungen zur ökonomischen Effizienz bilden in beiden Analysen den Kern der gesamten Bewertung. Dies ist angesichts der Überlagerungen mit anderen Kriterien bzw. den entsprechenden ordnungspolitischen Grundüberzeugungen letztlich zwingend. Konsequenterweise sind die Analysen zum Thema Effizienz in beiden Arbeiten fast vollständig deckungsgleich mit den Einordnungen zur ordnungspolitischen Passfähigkeit (Frontier/Consentec 2014) bzw. von Umsetzbarkeit/Regulierungsrisiken (r2b 2014).

Wie in den einführenden Ausführungen bereits erwähnt, steht die Operationalisierung einer Effizienzbewertung vor sehr grundlegenden Herausforderungen.

1. Der Versuch einer Effizienzbewertung auf Basis von Modellanalysen (in beiden Analysen sehr prominent) endet nahezu durchgängig in Zirkelschlüssen.
 - Wenn die Annahmen (!) getroffen werden, dass alle Modelle jenseits des *Energy-only*-Marktes dazu führen, dass es zu einer signifikant geringeren Berücksichtigung der Beiträge des Auslandes kommt (nach Annahme von r2b (2014) etwa 10 GW), dass es zu einer massiven Kapazitäts-Übersorgung kommt (in beiden Analysen zusätzlich 5 bis 10 GW), dass die Potenziale der Nachfrageflexibilität deutlich weniger stark erschlossen werden, dann sind diese Modelle effizienzseitig definitionsgemäß unterlegen.
 - Wenn die Annahmen (!) getroffen werden, dass es bei Modellen mit zentraler Vorgabe des Leistungs- bzw. Nachfrageflexibilitätsniveaus zu einer sehr starken Kapazitäts-Übersorgung kommt (ca. 5 bis 20 GW), dass die Potenziale der sehr als sehr kostengünstig eingeordneten Nachfrageflexibilität weniger stark erschlossen werden (bei Frontier/Consentec (2014) ca. 2 GW, bei r2b (2014) bis zu 6 GW)¹⁰, dann sind diese Modelle effizienzseitig definitionsgemäß unterlegen.
 - Wenn die Annahme (!) getroffen wird, dass Risiken von Fehlparametrisierungen bei weiterentwickelten *Energy-only*-Markt-Modellen oder gar Marktirrtümer nicht existieren (Pönalisierungen auf *VoLL*-Basis bis hin zu Regelungen wie *Operating Demand Response Curves* etc.), dann können alle alternativen Modelle, für die an unterschiedlichen Stellen erhebliche Parametrisierungsrisiken unterstellt werden, nur zu höheren Systemkosten und entsprechend geringerer Effizienz führen.

¹⁰ Gerade die vorgebrachten Argumente zur Einbeziehung von Maßnahmen der Nachfrageflexibilität sind wenig überzeugend, lassen sie doch die Möglichkeit des Auftretens von Aggregatoren völlig außer Betracht, die durch die Kombination sehr unterschiedlicher Nachfrageressourcen eine sehr große Bandbreite von Produkten der Nachfrageflexibilität bereitstellen können. Die empirischen Indikationen lassen darüber hinaus vermuten, dass Maßnahmen der (investitionsbehafteten) Nachfrageflexibilität insbesondere dort umgesetzt werden, wo sie explizit adressiert und mit berechenbaren Einkommensströme versehen werden (NERA 2013).

- Wenn Verteilungsaspekte, implizit oder explizit bzw. auch zwischen Verbrauchern und Finanzierern (also bezgl. der Frage von Risikozuschlägen auf die Kapitalkosten), nicht als effizienzrelevant betrachtet werden, werden Modelle mit ggf. signifikant höheren Unsicherheiten und den entsprechenden Finanzierungsrisiken (*Energy-only*-Markt, dezentraler Leistungsmarkt) systematisch positiver bewertet.
 - Dies gilt unbeschadet der Tatsache, dass es insbesondere bei Frontier/Consentec (2014) bzgl. der Modellierung des Fokussierten Kapazitätsmarktes zu erheblichen Fehlparametrisierungen gekommen ist (CO₂-Standards für Neuanlagen, Zulassung von Maßnahmen der nachfrageseitigen Flexibilität in den Bestandsanlagenauktionen), die einen signifikanten Einfluss auf die errechneten Kostenniveaus haben.
2. Die ergänzenden Analysen zur Abschätzung von Transaktions- und anderen Kosten sind qualitativ richtungssicher beschrieben, haben aber unbestritten nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten.
 3. Jenseits der quantitativen Bewertungen stellen die Bewertungen stark auf mechanismenorientierte Effizienzbelege ab:
 - für Einheitspreismodelle (für Energie als auch für Kapazität) wird eine höhere Effizienz vermutet, was in der wissenschaftlichen Debatte auch sehr weitgehend unstrittig ist, zumindest soweit Verteilungsfragen ausgeblendet werden;
 - aus zusätzlichen Vorgaben entstehen zusätzliche Kosten, dies ist in Bezug auf die statische Effizienz naheliegend, kann aber mit Blick auf die dynamische Effizienz eines Systems mit erheblichen Umgestaltungsnotwendigkeiten (bzw. –zielen) und teilweise sehr langlebigen Kapitalstücken auch erheblich in Zweifel gezogen werden.

Die in beiden Analysen sehr ähnlichen Effizienzbewertungen müssen daher hinsichtlich der präsentierten Begründungen differenziert betrachtet werden:

- Die Effizienzbewertungen auf Grundlage der ordnungspolitischen Grundüberzeugungen, d.h. vor allem die Bewertungen auf Grundlage der mechanismenorientierten Effizienzvermutungen, sind letztlich tautologisch.
- Die quantitativen Bewertungen führen einerseits zu Systemkostenunterschieden (ca. 0,5%), die deutlich unterhalb der Modellierungs- bzw. Parametrisierungsungenauigkeiten liegen und selbst in dieser Größenordnung auf extremen Annahmen bzw. teilweise sogar groben Fehlparametrisierungen führen.

Jenseits der Präsentation von ordnungspolitischen Grundüberzeugungen und mechanismenorientierten Effizienzvermutungen (so richtig diese teilweise auf abstrakter Ebene sein mögen) sind daher die präsentierten Effizienzbewertungen wenig überzeugend, vor allem aber für die notwendigen Abwägungen mit Blick auf andere Bewertungskriterien letztlich nicht geeignet. Dies gilt nicht nur, aber in besonderer Weise für die besonders negative Effizienzbewertung des Fokussierten Kapazitätsmarktes.

3.3.3. Verteilungseffekte bzw. Kostenwirkungen für die Verbraucher

Die Relevanz von Verteilungseffekten für die Bewertung von Strommarkt-Arrangements wird in beiden Studien unterschiedlich bewertet, wobei die Verteilungseffekte einerseits diejenigen zwischen Produzenten und Konsumenten und andererseits diejenigen zwischen Finanzierern und Konsumenten betreffen:

- Verteilungseffekte zwischen Produzenten von Konsumenten werden über die Strompreiseffekte in beiden Studien analysiert. Frontier/Consentec (2014) stuft diese aber – nach neoklassischer Tradition – als nicht entscheidungsrelevant ein, während sie bei r2b (2014) als relevant diskutiert werden.
- Verteilungseffekte zwischen Finanzierern und Konsumenten werden bei Frontier/Consentec (2014) bezüglich der Risikoprämien diskutiert, ob und inwieweit sie in den Berechnungen berücksichtigt wurden, ist nicht erkennbar, wäre aber in der Logik von Frontier/Consentec auch nicht notwendig, da nicht entscheidungsrelevant. Bei r2b (2014) wird auf unterschiedliche Risikoprofile und entsprechend unterschiedliche Kapitalkosten weder vertieft eingegangen, noch wurden sie in den Modellanalysen berücksichtigt.

Die numerischen Analysen zeigen sowohl relativ richtungssichere als auch nicht richtungssichere Effekte und lassen einige weitere qualitative Rückschlüsse zu:

- Werden die Kapazitätzahlungen, zunächst ohne Berücksichtigung von Risikozuschlägen, und die Preisentwicklungen im Strommengenmarkt saldiert, so ergeben sich bei der Strategischen Reserve leicht erhöhte Verbraucherkosten und beim Fokussierten Kapazitätsmarkt klar erkennbare Vorteile für die Verbraucher. Für umfassende Kapazitätsmärkte sind die Ergebnisse nicht richtungssicher und können sowohl zu Verbraucherbe- als auch (leichten) -entlastungen führen. Längerfristig nehmen die Unterschiede zwischen fokussierten und umfassenden Kapazitätsmarktmodellen jedoch ab.
- Werden auch die über Risikozuschläge für die Investitionsfinanzierung entstehenden Verteilungseffekte berücksichtigt, so führen zentrale Kapazitätsmarkt-Arrangements, die über die Absicherung längerfristiger Kapazitätzahlungen zu niedrigeren Risikozuschlägen bei der Finanzierung führen, tendenziell zu einer Entlastung der Verbraucherkosten während dezentrale Arrangements (auf den *Energy-only*-Markt abstellende Modelle sowie der dezentrale Leistungsmarkt) tendenziell eine Belastung der Verbraucher erwarten lassen.

Vor diesem Hintergrund erscheinen die Bewertungen in beiden Analysen zum Thema Verbraucher- bzw. Verteilungseffekte wenig konsistent. Vor allem die (relativ positiven) Bewertungen der Strategischen Reserve erscheinen hier erklärungsbedürftig.

Die Ausführungen, warum die Vermeidung von Mitnahmeeffekten als problematisch anzusehen sind (Schwächung der Innovationskraft, dynamische Effizienz etc.) erscheinen insbesondere nach den umfangreichen Erfahrungen zu den Wechselwirkungen der kostenlosen Zuteilung um EU-Emissionshandel, den entsprechenden Mitnahmeeffekten und der Innovationskraft bzw. der dynamischen Effizienz von Strategie- und Projektentscheidungen profitorientierter Unternehmen als wenig überzeugend.

3.3.4. Ordnungspolitische Einordnung und Regulierungsrisiken

Die vorgeschlagenen Konzepte unterscheiden sich zunächst hinsichtlich des Regulierungsbedarfs und somit hinsichtlich der Regulierungsrisiken. Im Kontext von Kapazitätsmechanismen muss der Regulierer die Beschaffung der benötigten Kapazitäten bei zentralen Kapazitätsmärkten direkt oder bei dezentralen Kapazitätsmärkten indirekt (über die Pönalisierung der Leistungsbeschaffung) realisieren. Hierfür kann die Planung der (Höchst-)Lastentwicklung in Deutschland, die Ausgestaltung der Beschaffungsmechanismen, die Pönalisierung nicht regelkonformen Verhaltens sowie die Regelung des Abrufs bzw. der Marktteilnahme der Kapazitäten notwendig werden. Bei allen dieser Regelungen verbleiben Regulierungsrisiken.

Aber auch im *Energy-only*-Markt bestehen Anforderungen an die Regulierung bzw. den Regulierer, insbesondere wenn die heutigen Regelungen in Richtung des *Energy-only*-Marktes 2.0 weiter entwickelt werden sollen.

Für alle Markt-Arrangements bzw. Kapazitätsinstrumente treten Regulierungsrisiken auf, sie unterscheiden sich allenfalls hinsichtlich ihrer Struktur und bedürfen einer diesbezüglich differenzierten Analyse.

Regulierungsrisiken im *Energy-only*-Markt

Auch das Markt-Arrangement des *Energy-only*-Marktes birgt trotz – oder wegen – seiner relativ geringen Eingriffsintensität Regulierungsrisiken. Regulierer und Gesetzgeber müssen in einem *Energy-only*-Markt ein hohes Vertrauen in die Preissignale des Marktes haben. So können Marktirrtümer oder extreme Marktsituationen zu massiven Preisausschlägen führen, die in der Folge zu zunehmenden Drucks von Verbraucherseite auf die Politik führen.

Ein Beispiel hierfür ist die Marktsituation im Jahr 2008, in der die Margenniveaus Investitionen in neue Kohle- und Gaskraftwerke ermöglichte, gleichzeitig aber zu massiven kartellrechtlichen Überprüfungen der Marktteilnehmer führte. Das Gegenbeispiel dazu ist die aktuelle Marktsituation mit sehr niedrigen Margen und Überkapazitäten. Auch hier passt sich der Markt nicht mit der modellhaften zu erwartenden Geschwindigkeit an. Stattdessen wird großer politischer Handlungsdruck von Seiten der Energieversorger bzw. der entsprechenden Eigentümer aufgebaut, u.a. von kommunaler Seite, für die erhebliche und nicht ohne weiteres kompensierbare Einnahmeausfälle entstehen.

Knappheitspreise bis hin zu Preisschocks müssten durch den Regulierer und Gesetzgeber ausgehalten werden, da solche Preisschocks einerseits verbraucherseitige Anpassungen des Energie-/Leistungsbedarf anschieben sollen und andererseits benötigt werden, um Investitionen zu finanzieren. Das zentrale Risiko für die diesbezüglichen Eingriffs-, d.h. Regulierungsrisiken besteht darin, dass es letztlich unmöglich ist, fundamental erklärable Preisspitzen in Knappheitssituationen, Preisspitzen aus spekulativem Handel und Preisspitzen aus Marktmachtmissbrauch zu unterscheiden.

Eingriffe in die Marktpreisbildung zerstören das Vertrauen der Marktteilnehmer in den *Energy-only*-Markt und gefährden so die notwendige Investitionsbereitschaft der Marktteilnehmer. Es bedarf somit eines klaren und möglichst robust kodifizierten Bekennt-

nisses zu Preisspitzen durch die Politik. Somit besteht das Regulierungsrisiko im *Energy-only*-Markt zunächst darin, Preisspitzen jeder Höhe auszuhalten.

Darüber hinaus entstehen aber vor allem im Modell des *Energy-only*-Marktes 2.0 zusätzliche Regulierungsrisiken, vor allem bei den Pönalisierungen im Bereich der Bilanzkreistreue.

Regulierungsrisiken in Kapazitätsmechanismen

Bei näherer Betrachtung der Regulierungsrisiken in den unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen ergibt sich ein deutlich differenzierteres Bild, als die Darstellungen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) zunächst suggerieren. Die folgende Matrix verdeutlicht, dass die Parametrisierungsaufgaben und damit auch die Regulierungsrisiken in allen Instrumenten ähnlich komplex sind

Tabelle 3-7: Regulierungstatbestände in verschiedenen Kapazitätsmechanismen

	Strategische Reserve	Dezentraler umfassender Kapazitätsmarkt	Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt	Zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt
Beschaffungsmenge	<ul style="list-style-type: none"> Höhe der zu beschaffenden Strategischen Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> Höhe der ggf. zu beschaffenden Strategischen Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> Höhe der auszuscheidenden Kapazität (implizite) Aufteilung der auszuscheidenden Kapazitäten (unterschiedliche Zahlungszeiträume für Bestands- und Neuanlagen bzw. Nachfrageflexibilität) 	<ul style="list-style-type: none"> Höhe der auszuscheidenden Kapazität je Segment ggf. Aufteilung der auszuscheidenden Kapazitäten in Tranchen (langfristige Ausschreibungen v.a. für Erzeugungsanlagen, kurzfristige Ausschreibungen v.a. für Nachfrageflexibilität)
Definition zulässiger Kapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> Präqualifikationsbedingungen (z. B. nur Bestandsanlagen, nur Neubau oder Bestand und Neubau) 	<ul style="list-style-type: none"> siehe Nachweis der Leistungserfüllung; die Regeln zur Nachweisführung limitieren mittelbar die zulässigen Kapazitäten 	<ul style="list-style-type: none"> Präqualifikations-Anforderungen Festlegung von Leistungskrediten für verschiedene Anlagen/Anlagentypen 	<ul style="list-style-type: none"> Festlegung von Präqualifikations-Anforderungen je Anlagen-segment (Bestand, Neuanlagen)
Beschaffungsprozess	<ul style="list-style-type: none"> Vorlauf der Beschaffung und Kontraktlaufzeiten Ausschreibungsverfahren und Regeln für die Bezuschlagung Vergütungsregeln für die Vorhaltung der Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> Zeitpunkt des Gate Closure (Handelsschluss) für Versorgungssicherheitsnachweis (VSN-) Zertifikate 	<ul style="list-style-type: none"> Festlegung der Auktionsfrequenz und der Kontraktlaufzeiten Festlegung des Ausschreibungsverfahrens und der ausschreibenden Instanz 	<ul style="list-style-type: none"> Festlegung der Auktionsfrequenz und der Kontraktlaufzeiten Festlegung des Ausschreibungsverfahrens und der ausschreibenden Instanz
Nachweis der Leistungserfüllung	<ul style="list-style-type: none"> Einsatzregeln Regeln zur Überprüfung der Verfügbarkeit der Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Regeln zur Überprüfung der Verfügbarkeit der Anlagen Festlegung von Pönalen bei Nichtverfügbarkeit Höhe des Auslösepreises für „Knappheiten“ und damit für die Perioden, in denen VSN nachzuweisen sind 	<ul style="list-style-type: none"> Regeln zur Überprüfung der Verfügbarkeit der Anlagen Festlegung von Pönalen bei Nichtverfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Regeln zur Überprüfung der Verfügbarkeit der Anlagen Festlegung von Pönalen bei Nichtverfügbarkeit
Verantwortlichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> durchführende und kontrollierende Instanz 	<ul style="list-style-type: none"> kontrollierende Instanz 	<ul style="list-style-type: none"> durchführende und kontrollierende Instanz 	<ul style="list-style-type: none"> durchführende und kontrollierende Instanz
Internationale Einbindung	<ul style="list-style-type: none"> Regeln für die Teilnahme von Anlagen bzw. Kapazität aus dem Ausland 	<ul style="list-style-type: none"> Regelungen zu grenzüberschreitendem Angebot und Nachfrage 	<ul style="list-style-type: none"> Regeln für die Teilnahme von Anlagen bzw. Kapazität aus dem Ausland 	<ul style="list-style-type: none"> Regeln für die Teilnahme von Anlagen bzw. Kapazität aus dem Ausland
Sonstiges	<ul style="list-style-type: none"> erlaubte Rückkehr in den Strommarkt oder Rückkehrverbot („No-way-back“) 			

Quelle: LBD-Beratungsgesellschaft

Die Unterschiede der Regulierungsrisiken in den verschiedenen Kapazitätsmechanismen liegen vor allem darin, welche Relevanz mögliche Fehlparametrierungen in den

unterschiedlichen Konzepten haben, wobei dabei auch die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Parametrisierungsfragen, aber auch die Ausstrahlungseffekte sowie nicht zuletzt die möglichen Sicherungsmechanismen berücksichtigt werden müssen.

Regulierungsrisiken der strategischen Reserve

Unter den Kapazitätsmechanismen erscheint die Strategische Reserve zunächst einfacher als die übrigen Instrumente. Die grundlegenden Aufgaben des Regulierers sind jedoch weitgehend identisch mit den Aufgaben bei einem Kapazitätsmarkt. Die Bewertungen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) mit Verweis auf die geringe Eingriffstiefe beruhen maßgeblich auf der Annahme einer dauerhaft – und gemessen am Gesamtmarkt – sehr kleinen Reserve mit seltenen Einsätzen.

Für das Instrument der Strategischen Reserve wird angenommen, dass wegen des seltenen Einsatzes das Risiko einer Fehlsteuerung geringer ist. Dabei bleibt unbeachtet, dass die Vorhaltung einer großen Reserve zu geringerem Angebot im *Energy-only*-Markt führen könnte. Im Kontext des (politischen) Drucks, der bei Knappheitssituationen und hohen Preisspitzen im *Energy-only*-Markt entsteht, kann auch erheblicher Druck entstehen, die Kraftwerke der Strategischen Reserve in Hochpreissituationen einzusetzen und die Preissituation zu entspannen. Im Ergebnis würde, analog zur entsprechenden Situation im reinen *Energy-only*-Markt, Investitionsattentismus entstehen. Genau wie im *Energy-only*-Markt besteht für das Modell der Strategischen Reserve das Regulierungsrisiko, dass einerseits das Tätigkeitsverbot im *Energy-only*-Markt oder aber die konsequente aus ausnahmslose Durchsetzung der *No-way-back*-Auflagen nicht durchgehalten wird.

Dies gilt insbesondere dann, wenn Bestandsanlagen dem Markt entzogen und in die strategische Reserve überführt werden. Dem Risiko einer schleichenden Reserveausweitung für Anlagen, deren Wirtschaftlichkeit im *Energy-only*-Markt nicht mehr in ausreichendem Maße gegeben ist, wird bei Frontier/Consentec (2014, S. 144) das Argument der „funktionierenden Marktmechanismen“ entgegengehalten. Aber auch hier ist auf ein klassischer Zirkelschluss zu konstatieren, ist doch die Strategische Reserve gerade ein Ergebnis mangelnden Vertrauens in idealtypisch funktionierende Marktmechanismen.

Regulierungsrisiken der zentralen umfassenden und fokussierten Kapazitätsmärkte

Die Regulierungsrisiken in den zentralen Kapazitätsmärkten betreffen zunächst das Niveau der Kapazitätsvorhaltung. Das Risiko besteht hier darin, dass der Regulierer dazu neigen kann, mehr Kapazität vorzuhalten, als in einer Lösung ohne Kapazitätsmärkte. Das Risiko von Preisspitzen im *Energy-only*-Markt entfällt jedoch aufgrund der vorgehaltenen Überkapazitäten.

Welche Relevanz dies haben kann, verdeutlicht die folgende Einordnung des entsprechenden Risikos im Vergleich zu den Unsicherheiten, die im Bereich von Preisspitzen entstehen können (Tabelle 3-8).

Tabelle 3-8: Risikovergleich von Regulierungsirrtümern in Kapazitätsmärkten und Marktirrtümern im *Energy-only*-Markt

	Preiswirkung eines Kapazitätsmechanismus	Preiswirkung von Knappheitspreisen im <i>Energy-only</i> -Markt
Knappheitspreise im EOM	Durch Kapazitätsüberhang entfallen Knappheitspreise	3.000 €/MWh
Kapazitätsprämien im Kapazitätsmarkt	75 €/kW	Entfällt, da Kapazität implizit im <i>Energy-only</i> -Markt vergütet wird
Spitzenlast	80.000 MW	80.000 MW
Anzahl Knappheitssituationen	Keine Knappheit aufgrund von Kapazitätsüberhang	25 h
Kostenwirkung	6 Mrd. Euro p.a.	6 Mrd. Euro p.a.
Risiko Fehleinschätzung zur Situation mit erhöhter Knappheit ("Marktirtum")	Keine Knappheit aufgrund von Kapazitätsüberhang	10 h mehr Knappheit
Risiko regulativ vorgegebene Überkapazität ("Fehlplanung")	10.000 MW Überkapazität	entfällt
Risiko Marktirtum	–	2,4 Mrd. Euro
Risiko Fehlplanung	750 Mio. Euro	–

Quelle: LBD-Beratungsgesellschaft

Die Kosten einer regulativ um 10 GW überschätzten Kapazitätsbedarfs würden bei (relativ hoch angesetzten) Kapazitätsprämien von 75 €/kW in einem umfassenden Kapazitätsmarkt eine Überzahlung von 750 Mio. € pro Jahr nach sich ziehen. Würde die Versorgungssicherheit im idealtypischen Modell durch (preiswerte) Neuinvestitionen gewährleistet, deren Refinanzierung über mehrere Jahre Preisspitzen von 3.000 €/MWh für 25 Stunden erfordern würde, entstünde der gleiche Finanzierungsbeitrag für das Kapazitätsmarktmodell ohne Annahme eines Regulierungsfehler. Entständen aber die entsprechenden Preisspitzen – bedingt durch Spekulation, Ausübung von Marktmacht, irrationales Verhalten von Marktteilnehmern – über 10 Stunden mehr oder würden sie die o.g. Annahme von 3.000 €/MWh um einen entsprechenden Wert überschreiten, so ergeben sich Zusatzkosten von 2,4 Mrd. €, wobei dabei möglicherweise höhere Finanzierungskosten (vgl. Abschnitt 3.2.1) noch nicht berücksichtigt sind. Die Kostenwirkungen eines „Marktirtums“ können also die eines (massiven) Regulierungsfehlers selbst dann erheblich überschreiten, wenn diese „Marktirtümer“ nicht kontinuierlich bzw. über längere Zeiträume auftreten.

Letztlich wird es nicht möglich sein, Knappheitspreise auf ein Maß beschränken, das sich mit den administrativen Risiken zu hoher Kapazitäten messen könnte. Die direkte oder indirekte Regulierung der Preishöhen bildet das zentrale Dilemma des *Energy-*

only-Marktes: „Ein EOM ohne Preishöhenkontrolle ist schwer vorstellbar – ein EOM mit zu strikter Preishöhenkontrolle kann aber nicht funktionieren. Ein Dilemma, das nur schwer aufzulösen ist.“ (Höffler 2014, S. 15).

In den zentralen und fokussierten Kapazitätsmärkten ist die größte Herausforderung die Definition der Präqualifikationsbedingungen sowie der ausgeschriebenen Produkteigenschaften. Diese Aufgaben müssen auch bei der strategischen Reserve bewältigt werden. Bei der strategischen Reserve ist das Regulierungsrisiko nur deswegen geringer, da dieses Marktsegment kleiner ist.

Das Risiko liegt dabei vor allem darin, dass durch die Präqualifikationsbedingungen bzw. die nachgefragten Kapazitätsprodukte (auch mit Blick auf die zugesicherten Zahlungszeiträume und die diesbezüglichen Differenzierungen) ein ineffizienter Technologiemix entsteht. Auf diese Situation wurde – wenn auch im Rahmen einer groben Fehlparametrisierung von Frontier/Consentec (2014) – in den numerischen Analysen bereits hingewiesen (vgl. Abschnitt 3.2.4).

Die weitere Herausforderung besteht darin, die Kapazitätsprodukte so auszugestalten, dass auch Speicher oder steuerbare Lasten an den Ausschreibungen teilnehmen können. Dies ist eine Frage der Vergleichsbasis: Wie wird nachgewiesen, dass Verbraucher ihre Nachfrage reduziert haben, bzw. was wird als Referenz unterstellt um die Nachfragereduzierung zu messen? Und in welchem Umfang werden nachfrageseitige Kapazitäten in den Auktionen zugelassen?

Die Definition von Kapazitätsprodukten wird dabei bereits im deutschen Markt, z.B. in den Regelenergiemärkten oder in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) geübt. Auch andere Märkte (z.B. PJM in den USA) haben dieses Problem befriedigend bewältigt (z.B. PJM).

Mit Blick auf den Fokussierten Kapazitätsmarkt ist schließlich darauf hinzuweisen, dass dieses Modell durch eine starke und in relativ kurzen Zeiträumen (über den im Rhythmus von zwei Jahren aktualisierten Versorgungssicherheitsbericht) einem intensiven Überprüfungs- und Konsultationsprozess unterzogen wird, mit dem auch Regulierungsfehler auf regelmäßiger Basis korrigiert werden können.

Regulierungsrisiken des dezentralen Kapazitätsmarktes

Die Eingriffstiefe bei den dezentralen Kapazitätsmärkten ist zwar geringer, da die Marktorganisation weitgehend den Marktteilnehmern überlassen wird, die Vorgabe der Nachweispflichten, von Handelsregeln (z.B. Handelsschluss) und die Festlegung der Pönalen sind jedoch entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Instrumentes (Tabelle 3-7). Darüber hinaus beantwortet das Konzept nicht die Frage der Fristigkeiten, da es genau wie der *Energy-only*-Markt nur der kurzfristigen Perspektive zu belastbaren Preissignale führen kann. Es besteht also die Gefahr ein Instrument einzuführen, welches dann die beabsichtigte Versorgungssicherheit letztlich nicht gewährleisten kann. Dies erscheint ordnungspolitisch als besonders heikel.

3.3.5. Flexibilität und Reversibilität

3.3.5.1. Übergeordnete Einordnung und Bewertungen

Mit Blick auf Flexibilität und Reversibilität werden in den Bewertungsanalysen zwei Fragestellungen untersucht:

- Wie flexibel können die Kapazitätsmechanismen auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren?
- Inwiefern kann ein Mechanismus relativ problem- bzw. reibungsarm wieder abgeschafft werden?

Die Ausführungen zu beiden Fragestellungen erfassen die jeweils zentralen Problembereiche jedoch nur teilweise:

- Zutreffend ist, dass die Strategische Reserve relativ flexibel an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden kann. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass diese Anpassungen umso schwerer werden, je umfangreicher die Reserve im Zeitverlauf ausgestaltet wird. Die zentrale Herausforderung in Bezug auf die grundsätzlich jederzeit mögliche Abschaffung der Strategischen Reserve ist, dass auch für diesen Fall die *Never-come-back*-Regelung langfristig und glaubhaft durchgesetzt werden müsste, da eine Aufgabe dieser Verpflichtung massive Störungen im Strommarkt verursachen würde (v.a. wenn es sich um erhebliche Reservekapazitäten handelt).
- Die Flexibilität des dezentralen Leistungsmarktes ist hinsichtlich der generellen Konzeption sicher gegeben, die möglicherweise sehr volatile Entwicklung der Verbraucherpräferenzen (ggf. abhängig von den Preisen) und die entsprechenden Verwerfungen im dezentralen Leistungsmarkt können sich jedoch als herausfordernd erweisen. Nicht erwähnt wird eine spezifische Herausforderung für den dezentralen Leistungsmarkt, das Initialisierungsproblem. Die präferenzgetriebene Nachfrage nach Leistungszertifikaten wird sich naturgemäß auch in Abhängigkeit von den Preisen für diese Leistungszertifikate herausbilden und vor allem die Einführungsphase eines solchen Marktmodells wird mit erheblichen Preis- und Nachfragevolatilitäten verbunden sein. Die Reversibilität des dezentralen Leistungsmarktes ist nur gegeben, wenn es im Rahmen dieses Markt-Arrangements noch nicht zu Investitionen gekommen ist, die sich auf Vertrauensschutz berufen können. Da im dezentralen Leistungsmarkt keine längerfristigen Zahlungsverpflichtungen eingegangen werden können, bildet der Vertrauensschutz für im Rahmen des Modells errichtete Neuanlagen ein erhebliches Hemmnis für die Reversibilität des Mechanismus.
- Die Flexibilität des umfassenden zentralen Kapazitätsmarktes ist vor allem durch die lange Vorlaufzeit der Kapazitätsauktionen gegeben, die im Wesentlichen vom zeitlichen Rahmen der Projektentwicklungen für Neubauprojekte abhängig ist. Auf veränderte Rahmenbedingungen kann damit nur mit einer Verzögerung von ca. 7 Jahren reagiert werden. Für Bestandsanlagen und Maßnahmen der Nachfrageflexibilität entsteht hier eine Herausforderung, für Neuanlagen tendenziell nicht. Die Reversibilität des zentralen umfassenden

Kapazitätsmarktes ist gegeben, wenn für Neuanlagen längerfristige Zahlungsverpflichtungen eingegangen worden sind, die den zeitlichen Rahmen der Amortisation erreichen.

- Die Flexibilität des Fokussierten Kapazitätsmarkt bezüglich veränderter Rahmenbedingungen kann (und soll) durch unterschiedliche Mechanismen sichergestellt werden. Im Bereich der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen und der nachfrageseitigen Flexibilität ergibt sich diese Flexibilität aus zeitnahen Auktionen und Kapazitätzahlungen mit geringer Laufzeit (ein bzw. vier Jahre). Im Bereich der Präqualifikationsbedingungen und vor allem der Neuanlagenkapazitäten soll die im zweijährigen Rhythmus geplante Aktualisierung im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichtes eine zeitnahe Anpassung ermöglichen. Wie im zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt ist die Reversibilität des Fokussierten Kapazitätsmarktes vollumfänglich gegeben, solange die langfristigen Zahlungsverpflichtungen für Neubaukapazitäten eingehalten werden.

3.3.5.2. Exkurs: Ein Beispiel für die dynamische Ausgestaltung des fokussierten Kapazitätsmarktes

In den Analysen zum Fokussierten Kapazitätsmarkt wird teilweise und unzutreffenderweise von einer statischen Parametrisierung des Modells ausgegangen. Dies betrifft vor allem die pragmatische Abgrenzung der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen über die Auslastung in einer historischen Periode. Diese Parametrisierung im Bestandsanlagensegment ist abhängig von der Marktentwicklung und soll über den im Zweijahrestakt aktualisierten Versorgungssicherheitsbericht aktualisiert werden. Für die Basisperiode ergibt sich also in kurzen Zeitintervallen ein *Updating*, was die Anreize für die Spekulation gegen die Abgrenzungskriterien bzw. ein entsprechendes strategisches Verhalten weitgehend ausschließen sollte.

Ein Beispiel soll dies illustrieren. Der Parametrisierungsvorschlag in der Studie zum Fokussierten Kapazitätsmarkt (Öko-Institut et al. 2012) basierte auf den Rahmenbedingungen des Strommarktes für das Jahr 2011. Auf dieser Basis wurde ermittelt, dass mittelfristig alle Kraftwerke mit weniger als 2.000 Benutzungsstunden wirtschaftlich notleidend würden. Eine Aktualisierung der Marktdaten auf den aktuellen Stand ergibt ein anderes Bild, im hypothetisch für die Jahre 2012 und 2014 aktualisierten Versorgungssicherheitsbericht würden die Abgrenzungskriterien entsprechend angepasst.

Noch im Jahr 2012 gab es Marktphasen in denen Betreiber älterer Steinkohlekraftwerke (36-38% Wirkungsgrad) noch erhebliche Jahresauslastungen erwarten konnten. Tabelle 3-9 zeigt die für ein Jahr kumulierten Deckungsbeiträge 1 unterschiedlicher Kraftwerke auf Steinkohle und Erdgasbasis für ausgewählte Nutzungsgrad-Klassen. Der kumulierte Deckungsbeitrag 1 errechnet sich dabei aus den Erträgen im Strommarkt und den variablen Betriebskosten in den Zeiträumen, in denen die variablen Be-

triebskosten der jeweiligen Anlagen kleiner oder gleich dem im *Energy-only*-Markt erzielbaren Erlöse sind und die Anlage entsprechend betrieben wird.¹¹

Die Tabelle verdeutlicht, dass alte Kohlekraftwerke mit geringen Wirkungsgraden heute kaum noch in der Lage sind ihre Fixkosten zu decken. Die Kraftwerksgeneration mit Wirkungsgraden von ca. 37 bis 38% ist gegenwärtig größtenteils bereits zur Stilllegung angemeldet. Lediglich einzelne Industriekraftwerke, die vornehmlich der Prozessdampferzeugung dienen, haben derartig niedrige Wirkungsgrade. Anlagen mit höheren Wirkungsgraden können noch knapp ihre Fixkosten decken.

Gaskraftwerke waren im Jahr 2012 bereits an der Grenze zur Unwirtschaftlichkeit mit nur ca. 2.200 Benutzungsstunden und weniger als 20 €/kW Deckungsbeitrag. Heute liegen diese Anlagen bei weniger als 800 Benutzungsstunden und erwirtschaften nur noch ca. 5 €/kW Deckungsbeitrag.

Tabelle 3-9: Vergleich der im *Energy-only*-Markt erzielbaren Deckungsbeiträge, 2012 und 2014

	Typische Blockgröße	Annahme fixe Betriebskosten	Durchschnittliche Erwartung zur Anlagenauslastung (Vollbenutzungsstunden)		Durchschnittliche Erwartung Deckungsbeitrag 1	
			MW	€/kW	2012	2014
Kohlekraftwerke						
34%	150	50...70	4.600	3.100	42	28
36%	300	40...60	5.300	3.800	56	35
37,5%	400	35...50	5.800	4.400	67	41
39%	600	30...40	6.100	4.900	77	48
40%	600	30...40	6.300	5.200	83	52
42%	600	30...40	6.600	5.800	97	61
45%	900	25...30	6.900	6.200	112	71
Gaskraftwerk						
58%	450	20...25	2.200	800	19	5

Quelle: LBD-Beratungsgesellschaft

Die heutige Marktsituation verdeutlicht, dass bereits bei ca. 4.000 Benutzungsstunden Steinkohlekraftwerke unwirtschaftlich sind, während Gaskraftwerke weit unter der ursprünglichen Marke von 2.000 Benutzungsstunden liegen. Vor diesem Hintergrund würde das Präqualifikationskriterium für die Zulassung zur Auktion von Kapazitätsprämien für stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke aktuell auf etwa 4.000 Benutzungsstunden (Referenzjahr 2014) angepasst.

¹¹ Die Differenz zwischen dem Deckungsbeitrag 1 und den fixen Betriebskosten einer Anlage (Personal, Wartung und Instandhaltung) wird als Deckungsbeitrag 2 bezeichnet. Wenn sich für den Deckungsbeitrag 2 negative Werte einstellen, wird die Anlage spätestens zu dem Zeitpunkt stillgelegt, an dem die fixen Betriebskosten abgebaut bzw. vermieden werden können (Umsetzung oder Sozialplan für Personal, Vermeidung größerer Reparaturvorhaben etc.).

3.3.6. Internationale Einbindung

Eine wichtige Bewertungsfacette für die verschiedenen Strommarkt-Arrangements besteht zweifelsohne in den Möglichkeiten und Grenzen der internationalen Einbindung. Die in diesem Bereich vorstellbaren Regelungen sind bisher zwar in einigen Analysen auf unterschiedlichem Abstraktionsniveau (Consentec/Frontier 2013, Elforsk 2014) adressiert worden, gleichwohl ist die realweltliche Einordnung und Bewertung der entsprechenden Fragen nur mit erheblichen Unsicherheiten bzw. Unschärfen möglich. Zumindest suggerieren die Ausführungen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) eine Eindeutigkeit der Bewertungsmöglichkeiten, die mit Blick auf die realweltlichen Rahmenbedingungen und konkreten Umsetzungsvarianten als nicht wirklich gerechtfertigt erscheint.

Vor allem ist diesbezüglich zu berücksichtigen, dass mehrere der für die internationale Einbindung relevanten Staaten bei der Einführung bzw. den Vorgaben für Kapazitätsmechanismen bereits deutlich weiter fortgeschritten sind als Deutschland. Neben direkten Kapazitätsmechanismen (Großbritannien, Frankreich, Belgien) sind hier auch die indirekten Kapazitätsmechanismen zu berücksichtigen (Beschlüsse des Klima- und Energiepakets für 2030 mit fortgesetzter kostenloser Zuteilung für Stromerzeuger bzw. dem Modernisierungsfonds für die osteuropäische Stromwirtschaft). Von daher sind die unterschiedlichen Perspektiven auf die internationale Einbettung auch differenziert zu betrachten:

- Die Eignung für einen EU-weiten Kapazitätsmechanismus wird in der aktuellen Sach- und Rechtslage, wenn überhaupt, erst sehr langfristig relevant und ist dafür für die Entscheidungen der nächsten Dekade (wahrscheinlich auch noch länger) nur von untergeordneter Relevanz.
- Bereits kurzfristig relevant ist jedoch die Frage, wie die Versorgungssicherheits-Beiträge aus dem Ausland indirekt berücksichtigt werden können. Dies betrifft vor allem die Kapazitätsmechanismen, bei denen eine zentrale Vorgabe des Leistungsniveaus (auf Basis von Erzeugungsanlagen bzw. nachfrage-seitiger Flexibilität) erfolgt.
- Ebenfalls kurzfristig relevant ist die direkte Einbeziehung von Leistungs- oder Lastmanagement-Ressourcen aus dem Ausland.

Bei einer solchen differenzierten Analyse ergeben sich etwas anders akzentuierte Bewertungen als in den (jeweils sehr kompakten) Analysen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014). Die Notwendigkeit einer solchen Differenzierung ergibt sich vor allem aus den folgenden zwei Dimensionen:

- Die implizite Berücksichtigung ausländischer Lastdeckungsbeiträge im Zuge der Auktionsvorgaben bildet (wie im übrigen auch die Berücksichtigung dezentraler und variabel einspeisender Anlagen) eine wichtige Möglichkeit, um nationale Überausstattungen mit Kapazitäten zu begrenzen (die in den numerischen Analysen für die zentralen Kapazitätsmarktmodelle durchweg unterstellt worden sind). Für den dezentralen Leistungsmarkt ist diese Variante naturgemäß nicht relevant.

- Die direkte Einbeziehung ausländischer Erzeugungsanlagen steht in allen Modellen vor erheblichen praktischen Herausforderungen, wenn einerseits die Kapazitätsbereitstellung mit physischen Übertragungsrechten (*Physical Transmission Rights* – PTR) verbunden¹² und andererseits Doppelvermarktungen bzw. –berücksichtigungen in Versorgungssicherheitsbewertungen ausgeschlossen werden sollen.

Entsprechend müssen die Bewertungen zur internationalen Passfähigkeit differenziert vorgenommen werden:

1. Zentral organisierte Kapazitätsmärkte (wie auch die Dimensionierung der Strategischen Reserve) können die unter den jeweils absehbaren Rahmenbedingungen erwartbaren Beiträge des Auslands bereits heute berücksichtigen (wie dies beispielsweise durch den französischen Netzbetreiber RTE im Rahmen des – oft fälschlicherweise als dezentral charakterisierten – französischen Kapazitätsmarktmodells oder aber im aktuellen britischen Kapazitätsmarkt der Fall ist). Die indirekte Einbeziehung des Auslandes ist hier unmittelbar möglich.
2. Für die direkte Einbeziehung von ausländischen Kapazitäten bestehen eine Reihe unterschiedlicher Hemmnisse bzw. Herausforderungen:
 - die Laufzeit von Kurzzeitprodukten im dezentralen Leistungsmarkt kann sich von der bisher einjährigen Laufzeit von PTRs unterscheiden;
 - die Vorlaufzeit für Kapazitätzahlungen an Bestandsanlagen im zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt liegt jenseits des Zeithorizonts, für den PTRs erworben werden können;
 - die Vorlaufzeit sowie der Zahlungszeitraum für langlaufende Kapazitätsprodukte für Neuanlagen im zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt sowie im Fokussierten Kapazitätsmarkt übersteigt die derzeitigen Laufzeiten von PTRs erheblich;
 - wenn das Problem der Laufzeiten von PTRs gelöst würde, könnten sowohl im umfassenden wie im Fokussierten Kapazitätsmarkt ausländische Neuanlagen an den Auktionen teilnehmen, die Anwendung der auktionsbezogenen Präqualifikationskriterien auf ausländische Anlagen dürfte – anders als bei Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) dargestellt – kein signifikantes Problem darstellen;
 - im Grundsatz könnten auch ausländische Maßnahmen der Nachfrageflexibilität an (allen) deutschen Kapazitätsmärkten teilnehmen, hier besteht eher ein Koordinationsproblem beim Abruf;
 - problematischer stellt sich die Situation der Bestandsanlagen im Auktionssegment der stilllegungsbedrohten Bestandsanlagen dar, bei Lö-

¹² Für Österreich ist dies im Kontext des gemeinsamen Marktgebietes nicht relevant. Hier können Erzeugungsanlagen und Maßnahmen der nachfrageseitigen Flexibilität ggf. direkt teilnehmen.

sung der Herausforderungen bzgl. PTRs könnten hier grundsätzlich jegliche ausländische Kapazitäten teilnehmen, ohne dass sie den diesbezüglichen deutschen Anforderungen entsprechen, dies würde jedoch ggf. zu einem systematischen *Crowding-out* für die stilllegungsbedrohten Anlagen führen (dass sich durch die Einbeziehung der nachfrageseitigen Flexibilität ohnehin ergeben kann) und müsste daher doch über flankierende zwischenstaatliche Vereinbarungen adressiert werden.

Neben der regulatorischen und bereits kurzfristig auch praktisch umsetzbaren indirekten Berücksichtigung ausländischer Kapazitäten müsste damit für alle Kapazitätsmarkt-Varianten eine Reihe praktischer Herausforderungen für die direkte Einbeziehung ausländischer Anlagen gelöst werden. Dazu würden wahrscheinlich zwischenstaatliche Reziprozitätsvereinbarungen getroffen werden, die zur Vermeidung von Doppelvermarktungen und –berücksichtigungen bei der Versorgungssicherheitsbewertung ohnehin notwendig werden.

Es ist diesbezüglich nicht erkennbar, dass in einer Gesamtschau der Potenziale und Grenzen der indirekten und direkten Einbeziehung signifikante Unterschiede zwischen den verschiedenen Kapazitätsmarktvarianten existieren.

Ohne größere Probleme der internationalen Integration ist diesbezüglich nur das Modell eines reinen *Energy-only*-Marktes, dessen diesbezügliche Vorteile jedoch gegen die anderen hier diskutierten Aspekte abgewogen werden müssen. Gleichwohl ist bei Fortsetzung des Prozesses, dass in den Nachbarstaaten direkte oder indirekte Kapazitätsmechanismen wirksam werden, zu erwarten dass das Gewicht des Arguments einer leichteren Marktintegration über einen reinen *Energy-only*-Markt erheblich abnehmen wird.

3.3.7. Weitere Kriterien

Neben den grundlegenden Funktionalitäten von Kapazitätsmechanismen sind vor allem mit Blick auf den Fokussierten Kapazitätsmarkt eine Reihe weiterer Regelungen zu diskutieren und zu bewerten:

- die Möglichkeit zur, zumindest temporären, Adressierung bestimmter Regionen, für die über begrenzte Zeiträume mit Netzengpässen zu rechnen ist;
- die Vorgabe von Emissions-Höchstwerten (600 g CO₂/kWh) für Neuanlagen, die über das Segment der Neuanlagen-Auktion Kapazitätszahlungen erlangen können;
- die Vorgabe von Mindestflexibilitäten für Neuanlagen, die über das Segment der Neuanlagen-Auktion Kapazitätszahlungen erlangen können.

Die erstgenannte Regelung wird in den Bewertungsanalysen nicht weiter thematisiert, sie ist aber gleichwohl von erheblicher Bedeutung, insbesondere wenn das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ohnehin als Einführungs-, Lern- und Übergangsmodell eingeordnet wird.

Die beiden anderen spezifischen Vorgaben im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes resultieren aus der Annahme, dass eine Neuordnung der ökonomischen Basis des Strommarkts auch unter Berücksichtigung der anstehenden Transformation des Stromsystems sinnvoll sein muss bzw. zumindest keine kontraproduktiven Wirkungen entfalten sollte.

Der so verstandene Transformationsbeitrag bzw. die so verstandene Flankierung der Energiewende wird in den Analysen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) einerseits nicht als eigenes durchgängiges Bewertungskriterium in Betracht gezogen bzw. andererseits sehr einseitig behandelt:

- Der erste Einwand betrifft eine Standard-Thematik der Diskussionen um politische Instrumente. Hier stehen sich zwei Denkschulen gegenüber, eine stellt die Verfolgung jeweils eines Ziels mit jeweils einem eigenen Instrument in den Vordergrund, die andere orientiert mit Verweis auf die Komplexität, die Interaktionen und auch die Verteilungseffekte eines sehr großen Parallelbestandes an Maßnahmen auf ein Mindestmaß an Integration. Sowohl Frontier/Consentec (2014) als auch r2b (2014) verweisen auf die mit den entsprechenden Regelungen verbundenen Ziele (Absicherung der Dekarbonisierung und eines zunehmenden Flexibilitätsangebots im Strommarkt) auf andere, vorgeblich besser geeignete Instrumente, ohne diese jedoch zu spezifizieren bzw. hinsichtlich ihrer praktischen Umsetzbarkeit oder ihrer Verteilungseffekte (dies gilt vor allem für Verweise auf den EU ETS) zu diskutieren.
- Der zweite Einwand wird in den Analysen von r2b (2014) vorgebracht. Es wird eine Sensitivitätsrechnung vorgestellt, nach der die Verzinsung eines Neubaubraunkohlenkraftwerks durch die wegen des Emissionsstandards nicht existierende Möglichkeit der Zahlung einer Kapazitätsprämie zwar geringer ausfällt als im *Energy-only*-Markt, dass die Kraftwerksinvestitionen aber trotzdem wirtschaftlich bleibt. Zunächst ist hier anzumerken, dass eine solche singuläre Be-

rechnung für sehr spezifische Annahmen zum energiewirtschaftlichen Umfeld (v.a. bzgl. der Brennstoff- und CO₂-Preise) sowie sehr spezifischer Rahmenbedingungen, die eine sehr hohe Jahresauslastung ermöglichen, nicht notwendigerweise als belastbarer Beleg für die Nicht-Wirksamkeit einer solchen Regelung angesehen werden kann.¹³ Darüber hinaus missversteht eine (singuläre) Analyse, dass eine bestimmte Regelung den Neubau von nicht zum Transformationspfad der Energiewende passfähigen Anlagen nicht verhindern würde. Die Vorgabe von Emissionsstandards soll primär bewirken, dass ein regulativer Rahmen wie ein Kapazitätsmarkt keine Investitionen befördern soll, die dann durch einen erhöhten Wirkungsdruck komplementärer Instrumente (mit allen entsprechenden Implikationen) wieder ausgeglichen werden muss.

Die Kritik an den hier behandelten speziellen Regelungen des Fokussierten Kapazitätsmarktes bleibt also einerseits ganz überwiegend auf sehr abstrakter Ebene, spezifiziert die vorgeblichen Alternativen und Implikationen letztlich nicht bzw. stellt den Zweck und die Wirkungen der vorgeschlagenen Regelungen in einen falschen Zusammenhang.

¹³ Nicht zuletzt bildet die Tatsache dafür eine Indikation, dass in den Analysen von r2b (2014) zur Referenzentwicklung wegen der unter sehr spezifischen Bedingungen hohen wirtschaftlichen Attraktivität von Neuinvestitionen in Braunkohlenkraftwerke eine Entwicklung mit Neubau von Braunkohlenkraftwerken als besonders günstige Option dargestellt wird, als Referenzvariante für den Vergleich mit den unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen dann jedoch eine Variante ohne diesen Neubau von Braunkohlenkraftwerken herangezogen wird.

4. Schlussfolgerungen und zentrale politische Bewertungs- und Entscheidungsfragen

Die Diskussion der unterschiedlichen Einschätzungen und Bewertungen zur Leistungsfähigkeit des derzeitigen Strommarkt-Arrangements (Frontier/Formaet 2014, Frontier/Consentec 2014, r2b 2014) macht zunächst eine Reihe wissenschaftlicher Dissense sichtbar, die teilweise zwar abstrakter Natur sind, aber in ihren Implikationen durchaus signifikant sind:

- Zunächst betrifft dies die Charakterisierung des Gutes Versorgungssicherheit, als privates oder als (reines oder unreines) öffentliches Gut oder als meritorisches Gut.
- Es herrscht Dissens darüber, ob und in welchem Umfang und mit welcher Dauerhaftigkeit sowie unter welchen Rahmenbedingungen und mit welchem Rationalitätsgehalt der *Energy-only*-Markt Preisspitzen erzeugen kann, die zur Deckung von fixen Betriebskosten und Investitionskosten benötigt werden.
- Es herrscht ein sehr klarer Dissens zur Frage, inwieweit bei Knappheitspreisbildungen die Ausübung von Marktmacht eine Rolle spielen kann bzw. wie Marktmachtmissbrauch in Knappheitssituationen zu bewerten ist.
- Es herrschen erhebliche Unsicherheiten über eine Reihe quantitativer Annahmen, die für die Herausbildung von Knappheitssituationen und der entsprechenden Preisspitzen entscheidend sind (Nutzensbewertung des Strombezugs durch die Stromverbraucher – *Value of Lost Load*, Potenzial und Kosten der fixkostenfreien Nachfrageflexibilität, mögliche Beiträge von Netzersatzanlagen, Entwicklungen im benachbarten Ausland), die in den Analysen verwendeten Annahmen sind hier sehr spekulativer Natur.
- Es herrscht Uneinigkeit zur Frage, ob die Kannibalisierung von Knappheitspreisen durch die Inbetriebnahme zusätzlicher Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität ein signifikantes Problem für die Finanzierbarkeit von Investitionen darstellt und ob die bei Investitionsfinanzierung über Knappheitspreise letztlich unvermeidbaren *Boom-and-bust*-Zyklen und die damit einhergehende Kapitalvernichtung ausgeblendet werden können.
- Es herrscht ein Dissens zu der Frage, wie berechenbar Einkommensströme für Investoren in Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität sein müssen.
- Es herrscht zumindest Unklarheit darüber, ob und in welchem Umfang sehr volatile Einkommensströme zu einem signifikanten Anstieg der Finanzierungskosten führen können.
- Es herrscht ein sehr klarer Dissens darüber, ob die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes auf der Grundlage von Modellen nachgewiesen werden kann, die eine perfekte Information und eine perfekte Vorausschau („*Perfect Foresight*“) als konstituierendes Element unterstellen bzw. ob es sich bei sol-

chen Bewertungen um klassische Zirkelschlüsse handelt, die keinesfalls als Grundlage für weitreichende Entscheidungen herangezogen werden können.

- Es verbleiben erhebliche Unsicherheiten darüber, welche Anreiz- und Verteilungswirkungen mit der Einführung bzw. Erhaltung sehr unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen in den Nachbarstaaten (von direkten Mechanismen wie Kapazitätsmärkten bis hin zu indirekten Kapazitätsmechanismen wie der Fortführung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems für osteuropäische Staaten) einhergehen.

Ein Teil dieser Dissense entsteht aus wissenschaftlichen oder ordnungspolitischen Grundüberzeugungen und wird insofern bestehen bleiben. Ein anderer Teil der Dissense, Unsicherheiten oder Unklarheiten kann durch empirische Befunde abgebaut werden, wobei dies Zeit erfordern wird und auch die Erfahrungen aus anderen Märkten nur begrenzt auf die aktuelle Situation in Kontinentaleuropa übertragbar sein dürften. Letztlich würde es in diesem Bereich großangelegter Realexperimente mit weithin offenem Ausgang bedürfen.

Die (politische) Bereitschaft für solche Realexperimente ist offen, es sind aber mit Blick auf die Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes weitere Fragen bezüglich des regulativen Rahmens bzw. der politischen Akzeptanz zu klären:

- Wird der Regulator oder der Gesetzgeber das Auftreten von möglicherweise hohen Spitzenpreisen akzeptieren und kann dies so ggf. kodifiziert werden, dass eine aus Investorensicht belastbare Selbstbindung entsteht?
- Wird der Regulator oder der Gesetzgeber beim möglichen Auftreten von rollierenden Abschaltungen darauf verzichten, spezielle Förder- oder Finanzierungssysteme zur Bereitstellung zusätzlicher Leistung oder zusätzlicher Nachfrageflexibilität bereitzustellen und kann dies ggf. so kodifiziert werden, dass eine aus Investorensicht belastbare Selbstbindung entsteht?
- Wird der Regulator oder Gesetzgeber bei mit hoher Wahrscheinlichkeit auftretenden *Boom-and-bust*-Zyklen für Investitionen darauf verzichten, Kompensationszahlungen jedweder Art an die Investoren zu leisten, die ihre Anlagen nach Abklingen von Knappheitspreisen nicht mehr refinanzieren können?

Sofern diese nur im politischen Raum adressierbaren Fragen nicht zügig und mit der notwendigen Verbindlichkeit geklärt werden, bleibt zwar die Klärung der o.g. Dissensfragen weiterhin wissenschaftlich interessant, aber letztlich wenig relevant.

Wenn entschieden wird, dass es der Ergänzung durch komplementäre Elemente oder Marktsegmente bedarf, sind mit Blick auf die Analysen und Bewertungen von Frontier/Formaet (2014), Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) und die Diskussion der dort in Ansatz gebrachten Methoden, Parametrisierungen und Interpretationen die folgenden Aspekte festzuhalten:

- Es ist und bleibt umstritten, ob die Sicherung von Kraftwerkskapazitäten bzw. Optionen der Nachfrageflexibilität auf der Grundlage von Konsumentenpräferenzen robust möglich ist oder ob es hierzu einer gesellschaftlichen Vorgabe bedarf.

- Die weitgehend deterministischen quantitativen Analysen von Investoren- und Betreiberverhalten werfen die Frage auf, ob sie die Modellrechnungen bezüglich der Rahmenbedingungen, aber auch des Investorenverhaltens hinreichend robust abbilden können.
- Die verfügbaren Potenziale verschiedener Anpassungsmaßnahmen (Nachfrageflexibilität, unkonventionelle Versorgungssicherheitsoptionen, Neubaukraftwerke), die notwendigen Vorlaufzeiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten sowie die entsprechenden Kostenprofile und Refinanzierungsnotwendigkeiten werden sehr unterschiedlich eingeordnet.
- Die präsentierten Modellrechnungen zur Effizienz verschiedener Kapazitätsmechanismen beruhen zumindest teilweise auf relativ einseitigen Parametrisierungen (Beiträge des Auslands, Überversorgung bei regulativer Vorgabe des Versorgungssicherheitsniveaus, Erschließung von Nachfrageflexibilitäten). Teilweise werden aber auch – vor allem mit Blick auf den Fokussierten Kapazitätsmarkt – eindeutige Fehlparametrisierungen vorgenommen (Emissionsvorgaben für Neuanlagen, Ausschluss von Maßnahmen der Nachfrageflexibilität). Diese Vorgaben determinieren die Ergebnisse sehr weitgehend, letztlich resultieren die numerischen Ergebnisse im Wesentlichen weniger aus den Modellrechnungen sondern aus den Modellierungsannahmen bzw. den dahinter liegenden ordnungspolitischen Grundüberzeugungen.
- Auch wenn eine Analyse der Effizienz auch mit mechanismenbasierten Ansätzen oder auf Grundlage ordnungspolitischer Überlegungen (oder Grundüberzeugungen) erfolgen kann und hier auf qualitativer Ebene durchaus robuste Effizienzvermutungen angestellt werden können, bleibt festzuhalten, dass die Effizienzunterschiede sich in einem Bereich ergeben werden, die mit Blick auf die Kosten des Gesamtsystems sowie der Modellunsicherheiten nahezu vernachlässigbar sind.
- Die Relevanz von Verteilungsfragen im Kontext der Entscheidungen für oder gegen Kapazitätsmechanismen ist und bleibt umstritten. Die Verteilungseffekte können teilweise relativ richtungssicher bestimmt werden (die Strategische Reserve führt in jedem Fall zu höheren und der Fokussierte Kapazitätsmechanismus in jedem Fall zu niedrigeren Konsumentenbelastungen), sind aber teilweise auch nicht richtungssicher bestimmbar bzw. extrem parametrisierungsabhängig (umfassende Kapazitätsmärkte). Die Verteilungsfragen zwischen Finanzierern und Konsumenten sind auf der qualitativen Ebene richtungssicher bestimmbar: Zentrale Kapazitätsmärkte, die längerfristige Zahlungszusagen für Neuanlagen ermöglichen, führen zu geringeren Finanzierungskosten, das *Energy-only*-Marktkonzept und der dezentrale Leistungsmarkt führen tendenziell zu Verteilungseffekten in Richtung der Finanzierer.
- Alle Strommarkt-Arrangements, auch ein weiter entwickelter *Energy-only*-Markt, implizieren erhebliche, wenn auch unterschiedlich akzentuierte Regulierungsmechanismen. Eine Verkürzung der Regulierungsrisiken auf die Risiken von Mengenfestlegungen ist nicht angemessen, auch die Festlegung von Pönalen für unterschiedliche Tatbestände, die Terminierung des *Gate Closure*

oder Maßnahmen zur Verstärkung von Knappheitspreissignalen etc. können sich als erhebliche Regulierungsrisiken erweisen.

- Ein erheblicher Dissens besteht hinsichtlich der realweltlichen Bewertung der europäischen Einbettung verschiedener Kapazitätsmarkt-Konzepte. Wenn aus praktischen und rechtlichen Gründen vor allem in der kurzen und mittleren Frist die indirekte Berücksichtigung grenzüberschreitender Beiträge zur Versorgungssicherheit im Mittelpunkt steht, dann haben Kapazitätsmarktkonzepte mit zentralen Vorgaben – im Gegensatz zur den Bewertungen von Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) – mit Blick auf die europäische Einbettung sogar eher Vorteile.
- Unterschiedliche Bewertungen verbleiben auch zur Verfolgung von Nebenzielen im Rahmen der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten. Strittig bleibt vor allem, ob in Kapazitätsmarktmodelle wie den Fokussierten Kapazitätsmarkt Regelungen eingebaut werden sollten, die zumindest die Förderung von Entwicklungen vermeiden, die nicht konsistent zur Transformationsaufgabe der Energiewende sind.

Hervorzuheben ist auch, dass die im Ergebnis sehr ähnlich erscheinenden Bewertungen der verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle durch Frontier/Consentec (2014) und r2b (2014) vor allem auf ähnliche Grundüberzeugungen zurückzuführen sind. Die Diskussionen und Modellierungen im Einzelnen zeigen sehr unterschiedliche Einschätzungen zu einer ganzen Reihe von Sachverhalten und unterstreichen die erheblichen Unsicherheiten bezüglich vieler der o.g. Aspekte.

Auch hier ist aber neben den analytischen Dissensfragen bzw. Unsicherheiten eine Reihe von grundlegenden politischen Fragen zu adressieren, die die Klärung zumindest eines Teils der Dissensfragen ersetzen können:

- Sollen Strommarkt-Arrangements die Strategie verfolgen, Versorgungssicherheit als privatisierbares Gut zu etablieren (dann mit der Tendenz zu einem reinen *Energy-only*-Marktmodell oder zum dezentralen Leistungsmarkt) oder soll Versorgungssicherheit als ein zumindest meritorisches Gut über gesellschaftliche Vorgaben gesichert werden (dann mit einer Tendenz zur Strategischen Reserve oder zentralen Kapazitätsmärkten)?
- Wird die Flankierung von Neuinvestitionen im Bereich von Kraftwerksleistungen, aber auch im Bereich der (fixkostenbehafteten) Nachfrageflexibilität als wichtige Strategie angesehen (dann mit einer Tendenz zu zentralen Kapazitätsmärkten mit der Möglichkeit für längerfristige Kapazitätzahlungen) oder wird auf die möglichst langfristige Erhaltung bestehender Anlagen orientiert (dann mit einer Tendenz zur Strategischen Reserve oder zum dezentralen Leistungsmarkt)?
- Bilden Verbraucherkosten ein relevantes politisches Entscheidungskriterium, auch wenn dies effizienzhypothetisch zu (geringen) Effizienzverlusten führt oder ordnungspolitisch diskussionswürdig sein kann?

- In welchen Schritten, mit welchen Grenzen und in welchen Zeitfenstern kann bzw. soll die grenzüberschreitende Kooperation bei der Anpassung des Strommarktdesigns vollzogen werden?
- Sollen Nebenziele wie Klimaverträglichkeit oder Mindestflexibilitäten zumindest zur Vermeidung kontraproduktiver Anreizeffekte im Kapazitätsmechanismus verankert werden oder stehen dafür komplementäre Instrumente auch realiter zur Verfügung?
- Wie robust und wie lernfähig können und sollen die entsprechenden Maßnahmen in der Umsetzung sein und bilden stufenweise Prozesse jenseits umfassender Modelle mit weitgehendem Perfektionsanspruch eine politisch vertretbare Option?

Ohne einen Klärungsprozess über diese letztlich gesellschaftlich und politisch zu beantwortenden Grundsatzfragen werden entscheidende Fortschritte bei der Gestaltung einer nachhaltigen ökonomischen Basis für das Stromsystem der Zukunft nicht erzielbar sein.

Letztlich müssen in den nächsten Jahren auf gesellschaftlicher und politischer Ebene Grundsatzentscheidungen zur weiteren Entwicklung des Strommarktes getroffen werden. Dabei sind letztlich vier Strategieentscheidungen vorstellbar:

- Ein groß angelegtes Realexperiment zur Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes ohne zusätzliche Flankierung (EOM 2.0)
- Ein groß angelegtes Realexperiment zur Leistungsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes, in das z.B. mit einer Strategischen Reserve eine gewisse Flankierung eingebaut wird, die aber kein längerfristiges Entwicklungspotenzial in sich bergen würde (EOM 2.0 in Verbindung mit einer Strategischen Reserve)
- Ein breit angelegter Einstieg in neue Finanzierungsstrukturen für den Strommarkt mit einem umfassenden Modell, das entweder auf eine gesellschaftliche Vorgabe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und vor allem auf einen robusten Rahmen für Investitionen die Neuanlagen abzielt (zentraler umfassender Kapazitätsmarkt) oder als Alternative die klare Strategie einer Privatisierung der Versorgungssicherheit verfolgt (dezentraler Leistungsmarkt).
- Ein bewusst selektiv und ggf. als Übergangsansatz mit erheblicher Fortentwicklungsflexibilität angelegter Einstieg in grundsätzlich neue Finanzierungsstrukturen des Strommarkts, der einen robusten Rahmen bzw. entsprechende Anforderungen für Neuinvestitionen in Erzeugungsanlagen und Nachfrageflexibilität schafft sowie Verteilungseffekte zugunsten der Verbraucher und eine Flankierung der Energiewende höher einordnet als etwaige Effizienzverluste (Fokussierter Kapazitätsmarkt)

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarkts unter Berücksichtigung der unterschiedlichsten Abwägungsfragen ein produktives Kapazitätsmarkt-Modell mit erheblichem Zukunftspotenzial bleibt.

5. Referenzen

5.1. Literatur

- A.T Kearney (2014): 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). Studie im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Berlin, April 2014.
- Andel, Norbert (1984): Zum Konzept der meritorischen Güter. In: FinanzArchiv / Public Finance Analysis 42 (1984) H. 3, S. 630 - 648.
- Bundeskartellamt (BKartA) (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB. Bonn, Januar 2011.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin, Oktober 2014.
- Consentec (2012a): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Aachen, 07.02.2012.
- Consentec (2012b): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen, 21. September 2012.
- Consentec; Frontier Economics (Frontier) (2013): Kapazitätsmechanismen – Betrachtung der europäischen Dimension. Aachen, London, 22.08.2013.
- Cremer, Clemens (2013): Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsverorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (2013) 1-2, S. 40-44.
- Electric Reliability Council Of Texas (ERCOT) (2014): ERCOT Market Training. ODRC Workshop. Presentation, Austin TX.
- Electric Reliability Council Of Texas (ERCOT); Hogan, William A. (2013): Back Cast of Interim Solution B+ to Improve Real-Time Scarcity Pricing. Whitepaper, March 21, 2013.
- Elforsk (2014): Participation of interconnected capacity in capacity mechanisms. Eforsk rapport 14:28, June 2014.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Köln, März 2012.
- Enervis Energy Advisors (Enervis), BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Studie für den Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin, Aachen, März 2013.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030. Brussels, April 2013.

- Formaet Services (Formaet) 2011: Capacity Markets: Relevant for Europe and appropriate for Germany? December 2011.
- Frontier Economics (Frontier) (2011): Practical considerations of capacity mechanisms – German situation and international experience. Report for RWE, 19 July 2011.
- Frontier Economics (Frontier), Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Köln, Aachen, Juli 2014.
- Frontier Economics (Frontier), Formaet Services (Formaet) (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Köln, Rheinbach, Juli 2014.
- Growitsch, Christian, Matthes, Felix Christian, Ziesing, Hans-Joachim (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, Berlin, Mai 2013.
- Höffler, Felix (2014): Können wir auf einen Kapazitätsmechanismus wirklich verzichten? In: Agora Energiewende (2014): Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der *Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?, Berlin, September 2014, S. 13-15.
- Hogan, William A. (2013): Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves. Harvard, April 25, 2013.
- Leprich, Uwe (2014): Weiterentwicklung vorhandener Kapazitätsmechanismen und Verantwortlichkeiten. Impulsvortrag zum BEE-Workshop „Kapazitätsmechanismen aus Sicht der Erneuerbaren“, Berlin, den 18. September 2014.
- Müsgens, Felix, Peek, Markus (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. In: Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 15(2011) H. 6, S. 576-583.
- Musgrave, Richard A. (1957): A Multiple Theory of Budget Determination. In: Finanzarchiv 17 (1956/1957) 3, S. 333–343.
- NERA Economic Consulting (NERA) (2013): Effective Use of Demand Side Resources: The Continued Need for Availability Payments. New York, October 23, 2013.
- Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, Oktober 2014.
- Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, 8. Oktober 2012.
- Potomac Economics (Potomac) (2012): 2011 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets. Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, Fairfax, July 2012.

Potomac Economics (Potomac) (2013): 2012 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets. Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, Fairfax, July 2013.

Potomac Economics (Potomac) (2014): 2013 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets. Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, Fairfax, September 2014.

Public Utilities Commission of Texas (PUC TX) (2013): Memorandum to Chairman Donna L. Nelson on Open Meeting of July 19, 2013, Agenda Item Nos. 16 & 17. Austin TX, July 18, 2013.

Research to Business Consulting (r2b) (2012): Ziele und Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Eckpunktepapier, Köln, 11. Dezember 2012.

Research to Business Consulting (r2b) (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket EOM & Impact Analyse Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Köln, 30. Juli 2014.

5.2. Datenbasen

EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Frankreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Congestion management. Operational. Cross border physical flows. Brussels. (<https://www.entsoe.net/default.aspx>)

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Congestion management. Operational. Final Cross-border Schedules. Brussels. (<https://www.entsoe.net/default.aspx>)

Réseau de transport d' électricité (RTE): Operational Data. Generation in France. Actual Generation. Paris.

5.3. Rechtsvorschriften

AbLaV – Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998).

EEG 2014 – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406).

EnWG – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

ResKV – Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947).

Anhang 1

Das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes im Überblick

Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes basiert auf einem Vorschlag von Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft und Raue LLP, der die Gewährleistung von Versorgungsicherheit erstens in den Kontext des Transformationsprozesses zur regenerativen und CO₂-armen Stromversorgung (mit der besonderen Rolle von Nachfrageflexibilität sowie flexiblen und CO₂-armen Erzeugungsanlagen) stellt, zweitens als lernorientiertes und entwicklungsfähiges Modell angelegt ist und drittens die Erhaltung der Wettbewerbsintensität im Strommarkt und die Kostenbelastungen für die Verbraucher explizit berücksichtigt.

Im gesamten Spektrum der Kapazitätsmechanismen ist das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes im Bereich der *Capability-Market*-Konzepte einzuordnen.

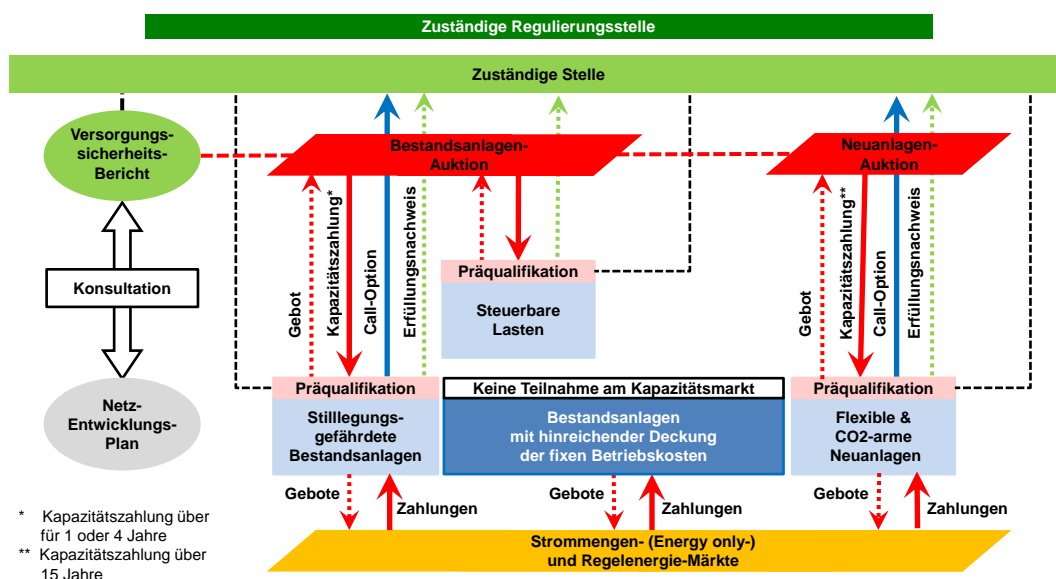
Das Modell eines Fokussierten Kapazitätsmarktes basiert auf dem folgenden Grundkonzept:

- Fokussierung des Kapazitätsmarktes in Segmenten: Der Fokussierte Kapazitätsmarkt soll (zunächst) auf die beiden Segmente des Stromversorgungssystems abstellen, für die in den nächsten Jahren besondere Herausforderungen entstehen werden: das Segment der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen sowie das Segment der (notwendigen) Neuanlagen. Kraftwerke, die ausreichende Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten erwirtschaften, sollen damit vom Fokussierten Kapazitätsmarkt nicht erfasst werden. Gleichzeitig bildet die Segmentierung des Kapazitätsmarktes eine gute Voraussetzung für eine Produktdifferenzierung (s.u.) und erleichtert die im Zeitverlauf vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen sicher notwendig werdenden Anpassungen.
- Differenzierung der Produkte: Zur Begrenzung der Risikozuschläge (und damit auch der Kosten für die Verbraucher) ist es sinnvoll, die Produkte des Kapazitätsmarktes, also Kapazitätszahlungen, in ihrer zeitlichen Laufzeit zu differenzieren (also die Laufzeit der resultierenden Verträge zwischen der verantwortlichen Stelle und den Anlagenbetreibern ggf. strukturell dem wirtschaftlichen Planungshorizont der Entscheider anzupassen). Darüber hinaus sollen insbesondere für das Neuanlagensegment Präqualifikationsanforderungen gestellt werden, die auch die längerfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems berücksichtigen (Flexibilität, Emissionsniveaus).
- Umfassende Einbeziehung der Nachfrageseite: Nachfrageseitige Maßnahmen, z. B. im Bereich steuerbarer Lasten sollen umfassend und gleichberechtigt zu Angebotsoptionen in den Fokussierten Kapazitätsmarkt einbezogen werden. Die Nachfrageseite soll damit nicht durch ein separates Marktsegment, sondern durch eine sinnvolle Produktdifferenzierung im Rahmen der jeweiligen Marktsegmente adressiert werden.
- Keine Beschränkung der Teilnahme am *Energy-only*- und am Regelenergiemarkt: Erstens sollen die Kosten für die Verbraucher begrenzt und die Wettbewerbsintensität am Strommarkt erhalten werden, zweitens kann und soll durch die Wechselwirkungen zwischen Kapazitäts-, *Energy-only*- und Regelenergiemarkt ein größeres Portfolio von Optionen adressiert werden und drittens werden gerade durch diese Wechselwirkungen auf Seiten der Sys-

temdesigner wie auch auf der Betreiber- und Investorensseite Lernerfahrungen ermöglicht, die für die dynamische Weiterentwicklung benötigt werden.

- Gegenleistung für die Kapazitätzahlungen: Die erfolgreichen Bieter in der jeweiligen Kapazitätsauktion müssen den Nachweis der physischen Verfügbarkeit erbringen sowie eine Call-Option ausgeben, mit der die zuständige Stelle das Recht auf die Zahlung des Differenzbetrages zwischen dem am Großhandelsmarkt erzielbaren Spot-Preis und einem fest definierten Schwellenwert (Ausübungspreis) erhält. Damit würden Knappheitspreise am Strommarkt nicht verhindert, gleichzeitig aber mögliche Knappheitsprämien abgeschöpft und diese zur Dämpfung der Kosten für die notwendigen Kapazitäts-Umlagen bei den Verbrauchern verfügbar gemacht.
- Kosten für die über Auktionen vergebenen Kapazitätzahlungen: Die Kosten für die Kapazitätzahlungen werden über eine Umlage auf die Übertragungsnetzentgelte refinanziert.

Abbildung A- 1: Ausgestaltung des Konzepts eines Fokussierten Kapazitätsmarktes



Quelle: Öko-Institut

Das Umsetzungskonzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes (Abbildung A- 1) besteht aus zehn Kernelementen:

1. der Implementierung eines Kapazitätsregisters zur Erfassung des Bestandes,
2. der Erstellung eines Versorgungssicherheitsberichtes im Rahmen eines umfassenden Konsultationsverfahrens,

3. der Entwicklung von differenzierten Kapazitätsprodukten (Kapazitätzahlungen über einen bestimmten Zeitraum) für die Segmente Bestandsanlagen einschließlich steuerbare Lasten sowie Neubuanlagen,
4. der Entwicklung von differenzierter Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den Kapazitätsauktionen,
5. der Bestimmung der zu auktionierenden Kapazitäten für die beiden Segmente durch die zuständige Regulierungsbehörde,
6. der Auktion nach dem *Descending-clock*-Verfahren,
7. der Einräumung einer Call-Option zum Abruf der Kapazitäten bei Erteilung des Zuschlags für Kapazitätzahlungen,
8. dem unbeschränkten Einsatz der Kapazitäten auf dem *Energy-only*- und den Regelenenergiemärkten wobei Erträge aus Spitzenpreissituationen ggf. durch die Ausübung der Call-Option abgeschöpft werden,
9. dem Erfüllungsnachweis über den Nachweis von Geboten an den *Energy-only*- oder Regelenenergiemärkten bzw. den Abruf steuerbarer Lasten,
10. der Überwälzung der Kapazitätzahlungen (ggf. gemindert um die Erträge aus der Ausübung von Call-Optionen) auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber.

Das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau für das jeweilige Stromsystem wird wie folgt spezifiziert:

- der Kapazitätsbedarf wird in einer Vorausschau auf der Makroebene, also auf nationaler Ebene (bzw. ggf. darüber hinaus) mit einem definierten Vorschauhorizont (ca. 5 Jahre) festgelegt;
- Grundlage für die Leistungsvorschau ist ein in regelmäßigen Abständen aktualisierter Versorgungssicherheitsbericht, der alle zwei Jahre im Zusammenhang mit den Netzentwicklungsplan erstellt wird, die dortigen Annahmen (inklusive entsprechender Sensitivitäten) zur Entwicklung des Stromverbrauchs und der Höchstlast sowie zum Ausbau erneuerbarer Energien und zum Infrastrukturausbau berücksichtigt und in einem ähnlichen Verfahren (umfassende Konsultation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde) und so umfangreich abgesichert erstellt werden soll;
- in diesem Versorgungssicherheitsbericht wird der Umfang der anzustrebenden Neubaukapazitäten sowie der Umfang der stilllegungsgefährdeten Kraftwerkskapazitäten (und der entsprechenden Kriterien) festgestellt;
- auf Grundlage des Versorgungssicherheitsberichtes sowie des Kapazitätsregisters, in das sich die zugelassenen Bestandskraftwerke und Projekte für Neubaukraftwerke sowie zur Flexibilisierung steuerbarer Lasten eintragen lassen können, werden die ausgeschriebenen Kapazitätsausschreibungen spezifiziert;

- im Einzelnen wird die Nachfrage für zwei separate Segmente definiert, einerseits für Neubaukapazitäten und andererseits für abzusichernden (stilllegungsgefährdeten) Bestandskraftwerkskapazitäten bzw. der äquivalenten Projekte zur Flexibilisierung steuerbarer Lasten;
- der Umfang der Auktionssegmente, ggf. auch kombiniert mit einer Vorschau auf die kommenden zwei bis drei Jahre wird so festgelegt, dass die Größe der Auktionssegmente die Kapazitätssumme der entsprechend registrierten Anlagen, Projekte oder nachfrageseitigen Maßnahmen ausreichend unterschreitet und damit eine erfolgreiche Auktion abgehalten werden;
- für das Neuanlagensegment soll die Nachfrage (temporär) auf bestimmte Regionen mit Netzengpässen beschränkt werden können.

Auf der Angebotsseite werden für die wettbewerbliche Vergabe der Kapazitätzahlungen die folgenden Optionen zugelassen:

- teilnahmeberechtigt sind Kraftwerksanlagen aus dem Bereich der Bestandsanlagen, die die im Versorgungssicherheitsbericht spezifizierten Kriterien für die Stilllegungsgefährdung erfüllen, Neubauprojekte, die bestimmte rechtliche und materielle Kriterien erfüllen und entsprechende Projekte im Bereich steuerbarer Lasten, sofern sie im Kapazitätsregister registriert sind;
- für stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke wird als Präqualifikationskriterium die Unterschreitung einer bestimmten Zahl von Benutzungsstunden in einer zurückliegenden Basisperiode vorgeschlagen (diese sollen auf regelmäßiger Basis und in Abhängigkeit vom jeweiligen Marktumfeld aktualisiert werden), für Neuanlagen werden das Vorhandensein von Grundstück, Genehmigungen, Lieferoptionen einerseits sowie die Einhaltung bestimmter Emissions- und Flexibilitätsstandards als Kriterien vorgeschlagen;
- Bestandsanlagen, die die Kriterien für die Stilllegungsgefährdung nicht erfüllen, werden nicht zugelassen;
- für den Fall, dass (für die Dauer der entsprechenden Netzengpässe) eine teilweise oder vollständige Regionalisierung des Neuanlagensegments vorgenommen werden soll, tritt als Präqualifikationskriterium für Neuanlagen der entsprechende Standort hinzu.

Umgesetzt werden die genannten Schritte durch die Zuständige Stelle, wobei die grundlegenden Vorschriften durch die Zuständige Regulierungsstelle erlassen bzw. die verschiedenen Schritte durch die Zuständige Regulierungsstelle genehmigt werden müssen.

Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden drei Produkte des Kapazitätsmarktes wie folgt spezifiziert:

1. Neuanlagen verpflichten sich
 - zur Bereitstellung gesicherter Leistung mit einer Mindestverfügbarkeit von 90% für den Peak-Bereich

- mit spezifischen Charakteristika (Flexibilität, Emissionsgrenzwerte)
 - sowie zur Ausgabe einer Call-Option, die die zuständige Stelle zum Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt;
 - über einen Zeitraum von jeweils 15 Jahren;
 - sie erhalten dafür eine Kapazitätzahlung, die in einer Auktion für die Neuanlagen ermittelt wird
 - über einen Zeitraum von 15 Jahren ab Inbetriebnahmejahr, das spätestens im fünften Folgejahr zum Zuschlag in der Auktion liegen muss,
 - wobei eine (zeitweise) regionale Begrenzung vorgesehen werden kann.
2. Für den Bereich der (stilllegungsgefährdeten) Bestandsanlagen bzw. der steuerbaren Lasten werden zwei unterschiedliche Produkte definiert. Diese unterscheiden sich allein in der Laufzeit von Leistung und Gegenleistung. Bestandsanlagen wie auch steuerbare Lasten verpflichten sich
- zur Bereitstellung gesicherter Leistung mit einer Mindestverfügbarkeit von 90% für den Peak-Bereich bzw. zugesicherter Lastabsenkungen in definierter Zahl und für definierte Zeiträume,
 - ohne dass hier weitere Qualifikationsanforderungen (Flexibilität, Emissionsgrenzwerte) gestellt werden,
 - sowie zur Ausgabe einer Call-Option, die die zuständige Stelle zum Barausgleich zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis berechtigt;
 - jeweils über einen Zeitraum (ab dem Folgejahr zur Auktion)
 - von einem Jahr oder
 - von vier Jahren;
 - sie erhalten dafür eine Kapazitätzahlung, die in einer Auktion für die Bestandsanlagen ermittelt wird
 - über einen Zeitraum (ab dem Folgejahr zur Auktion)
 - über 1 Jahr oder
 - über 4 Jahre.

Mit der Registrierung für die Auktionen müssen die Anlagenbetreiber bzw. Projektträger die Erfüllung von Präqualifikationsbedingungen nachweisen, die zur Teilnahme an der Kapazitätsauktion berechtigen:

1. Für stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen erfolgt der entsprechende Nachweis über die Jahresauslastung in einer Basisperiode (die auf regelmäßiger Basis und in Abhängigkeit vom jeweiligen Marktumfeld aktualisiert wird). Weitere Präqualifikationsanforderungen erscheinen hier zunächst nicht sinnvoll bzw. erforderlich.
2. Für Neuanlagen müssten die Projektträger folgende Nachweise erbringen:
 - a. Bestehen eines gesicherten Anspruches auf das Grundstück, auf dem das Neubaukraftwerk errichtet werden soll,

- b. Vorlage einer öffentlich-rechtlichen Genehmigung im Sinne eines Bauvorbescheides oder einer (Teil-)Genehmigung nach BImSchG, welche jedenfalls die grundsätzliche planungs- und immissionsschutzrechtliche Zulässigkeit des Projektes feststellt,
 - c. Lieferverträge, die die Lieferung der wesentlichen Anlagenkomponenten umfassen oder entsprechende gesicherte Optionen auf deren Lieferung,
 - d. Nachweis eines Mindestlastbereich von höchstens 20% der Nennlast (zur Vermeidung neuer Must-run-Kapazitäten auch im Teillastbereich),
 - e. Nachweis einer hohen Kaltstartflexibilität, so dass die Anlagen nach einem Kaltstart in höchstens einer Stunde auf Nennleistung angefahren werden können;
 - f. Nachweis eines Emissionshöchstwerts von 600 g CO₂/kWh (einerseits zur Vermeidung des Aufbaus eines emissionsintensiven neuen Kapitalstocks auf der einen Seite und andererseits zur Ermöglichung bivalent, d.h. für Erdgas- und Heizöl ausgelegter Gasturbinen).
2. Nachfrageseitige Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten müssen den Nachweis erbringen, dass die geforderte Anzahl von Lastabsenkungen über die geforderten Zeiträume technisch und organisatorisch realisiert werden können.

Die Kriterien für die Teilnahmen an den Kapazitätsauktionen können und werden im Lichte veränderter Rahmenbedingungen im Zeitverlauf angepasst werden. Im Bereich der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen ist dies unproblematisch, angesichts der länger laufenden Kapazitätzahlungen für Neuanlagen ergibt sich auch in diesem Bereich kein Problem. Die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen könnte sinnvollerweise im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichtes analysiert, konsultiert und vollzogen werden.

Die über unterschiedliche Zeiträume gezahlten Kapazitätsprämien sollen auf der Basis folgender Auktions-Regelungen vergeben werden:

- die Auktionen erfolgen getrennt für die beiden Segmente der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen (hier einschließlich nachfrageseitiger Maßnahmen) und der Neuanlagen;
- der Erfüllungszeitraum für Bestandsanlagen beginnt im auf die Auktion folgenden Kalenderjahr (und erstreckt sich je nach Produkt über ein oder vier Jahre), die Erfüllungszeitraum für Neuanlagen ist flexibilisiert und beginnt mit dem Jahr der kommerziellen Inbetriebnahme, aber höchstens im fünften Kalenderjahr nach der Auktion;
- in der Bestandsanlagenauktion bieten die Betreiber von Anlagen, die den Präqualifikationskriterien hinsichtlich Stilllegungsgefährdung entsprechen bzw. die Projektträger im Bereich nachfrageseitiger Maßnahmen, die sich entsprechend im Kapazitätsregister eingetragen zu einem frei gewählten Preis für die

entsprechende Kapazität (und in der vorgeschriebenen Stückelung), in der Neuanlagenauktion bieten die Projektträger von Neubaukraftwerken, die die Präqualifikationsanforderungen erfüllen, zu einem frei gewählten Preis für die entsprechende Kapazität;

- beide Auktionen werden als Mehrundenverfahren nach dem Descending clock-Verfahren durchgeführt, als Startpreis sollen für die Bestandsanlagenauktion die fixen Betriebskosten stilllegungsgefährdeter Kraftwerke und für die Neuanlagenauktion die Deckungslücke für charakteristische Neubauoptionen angesetzt werden;
- alle in den jeweiligen Auktionen erfolgreichen Anlagen bzw. Projekte erhalten eine jeweils einheitliche Kapazitätzahlung und müssen sich zur physischen Bereitstellung der Kapazitäten verpflichten und die entsprechenden Call-Optionen ausgeben.

Die Regelungen zum Nachweis der Leistungserfüllung bzw. zur Sanktionierung werden wie folgt spezifiziert:

- sowohl für das Segment der Neuanlagen als auch das der (stilllegungsgefährdeten) Bestandsanlagen muss die physische Verfügbarkeit der gesicherten Kapazität für die Erzeugungsanlagen nachgewiesen werden;
- die physische Verfügbarkeit muss durch einen Nachweis der Zeitverfügbarkeit (90% der Spitzenlastzeiten) sowie entsprechende Gebote am Strommengenmarkt belegt werden;
- steuerbare Lasten müssen für den Abruf zur Verfügung stehen;
- Neuanlagen und (stilllegungsgefährdete) Bestandskraftwerke müssen eine Call-Option ausgeben, die die zuständige Stelle zum Abruf des Barausgleichs zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt;
- die Möglichkeit von Strafzahlungen, die über die Ausübung der Call-Option hinausgehen, wird grundsätzlich thematisiert, aber nicht weiter spezifiziert.

Eine grundlegende Eigenschaft aller Kapazitätsmarkt-Konzepte ist, dass freier Marktzutritt und Wettbewerb zu Geboten auf dem Kapazitätsmarkt führt, die genau den fehlenden Deckungsbeiträgen der Investitionen entsprechen. Damit wird zunächst die effiziente Allokation von Kapazitäten adressiert.

Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes sind zusätzlich folgende Motivationen für eine unbeschränkte Marktteilnahme angeführt:

- *Sicherung des Preisniveaus:* Der Wettbewerb von Erzeugungsanlagen im Energy-only Markt sichert das Preisniveau nach oben. Ein Teilnahmeverbot würde dahingegen eine Verknappung des Angebots bedeuten und somit zu erhöhten Preisen für Verbraucher führen.
- *Alternative Einkommensströme:* Anreize für die Kraftwerke zur Erschließung anderer Einkommensströme des Kapazitätsmarktes (z.B. durch Wärmeaus-

kopplung o.ä. Maßnahmen) können insgesamt zu dynamischen Effizienzverbesserungen führen.

- *Schrittweise Marktintegration benötigter Neuanlagen mit geforderten Präqualifikationen*: Durch den fokussierten Kapazitätsmarkt sollen u.a. spezifische Erzeugungsanlagen (flexibel, CO₂-effizient) schrittweise in den Markt integriert werden. Dafür ist eine Marktteilnahme erforderlich, ein Teilnahmeverbot hinderlich.

Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden zwei Optionen für die Kostenwälzung des Systems dargestellt:

- die Kosten werden direkter Bestandteil der Übertragungsnetzentgelte;
- die Kosten werden über eine transparente Umlage refinanziert, wobei Ausnahmetatbestände nicht als sinnvoll erachtet werden.

Mit Blick auf die institutionelle Ausgestaltung werden die folgenden Arrangements vorgeschlagen:

1. Es wird eine zuständige Regulierungsstelle benannt (oder geschaffen), die
 - die Regeln für die unterschiedlichen Elemente des Kapazitätsmarkts erlässt;
 - die Erstellung des Versorgungssicherheitsberichtes überwacht;
 - die Auktionsmengen genehmigt;
 - die anderen Umsetzungsschritte überwacht bzw. genehmigt.
2. Es wird eine zuständige Stelle benannt (oder geschaffen),
 - die den Versorgungssicherheitsbericht erstellt;
 - das Kapazitätsregister führt;
 - die Auktionen durchführt;
 - die Kapazitätzahlungen erstattet;
 - die Call-Optionen ausübt;
 - die Kostenüberwälzung umsetzt;
 - die Erfüllung und Compliance überwacht.

Beide Funktionen können sowohl durch existierende wie auch durch neue Institutionen erfüllt werden. Wenn existierende Institutionen entsprechend beauftragt werden sollen, käme für die zuständige Regulierungsstelle v.a. die Bundesnetzagentur und als zuständige Stelle die Übertragungsnetzbetreiber in Frage, wobei hinsichtlich der Übertragungsnetzbetreiber die Einschränkung gilt, dass sich nach derzeitiger Rechtslage wohl nur die beiden vollständig entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber für die beschriebenen Funktionen des Kapazitätsmarktes qualifizieren würden. Für den Fall, dass im Zeitverlauf – und wohl aus anderen Gründen – ein Independent System Operator (ISO) geschaffen wird, könnte dieser wesentliche Funktionalitäten der zuständigen Stelle übernehmen.

Eine wesentliche institutionelle Komponente des Modells der Fokussierten Kapazitätsmärkte bildet die Verzahnung des Versorgungssicherheitsberichtes mit dem Netzentwicklungsplan, wobei dies sowohl die materiellen Aspekte als auch auf die Verfahren (Szenarienansatz, umfassende Konsultation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Genehmigung) betrifft.

Bezüglich der europäischen Passfähigkeit werden beim Vorschlag für das Modell eines Fokussierten Kapazitätsmarkts folgende Punkte ausgeführt:

- grenzüberschreitender Stromaustausch kann nur in engen Grenzen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorausgesetzt werden, eine Absicherung der eigenen nationalen Lastspitzen ist somit notwendig;
- eine Teilnahme ausländischer Kraftwerke an deutschen Kapazitätsmechanismen sollte nur dann möglich sein, wenn sie in einer einheitlichen Preiszone liegen (d.h. Luxemburg, Österreich) und unter der Voraussetzung, dass sie nicht an eigenen Kapazitätsmärkten teilnehmen (Doppelvergütung);
- europäische Harmonisierungsversuche der Kapazitätsmechanismen können vorteilhaft sein (Effizienz, Verteilungseffekte, Systemkonsistenz), können jedoch auch zusätzliche Herausforderungen erzeugen, insbesondere durch Eingriffe in bestehende Kapazitätsmärkte;
- Harmonisierungsbestrebungen sollten nicht durch zu komplexe, nicht anpassbare Kapazitätsmärkte beeinträchtigt werden;
- einen Ansatzpunkt für Harmonisierungs- oder Konvergenzbestrebungen sollte das Pentalaterale Energieforum (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich) bilden.

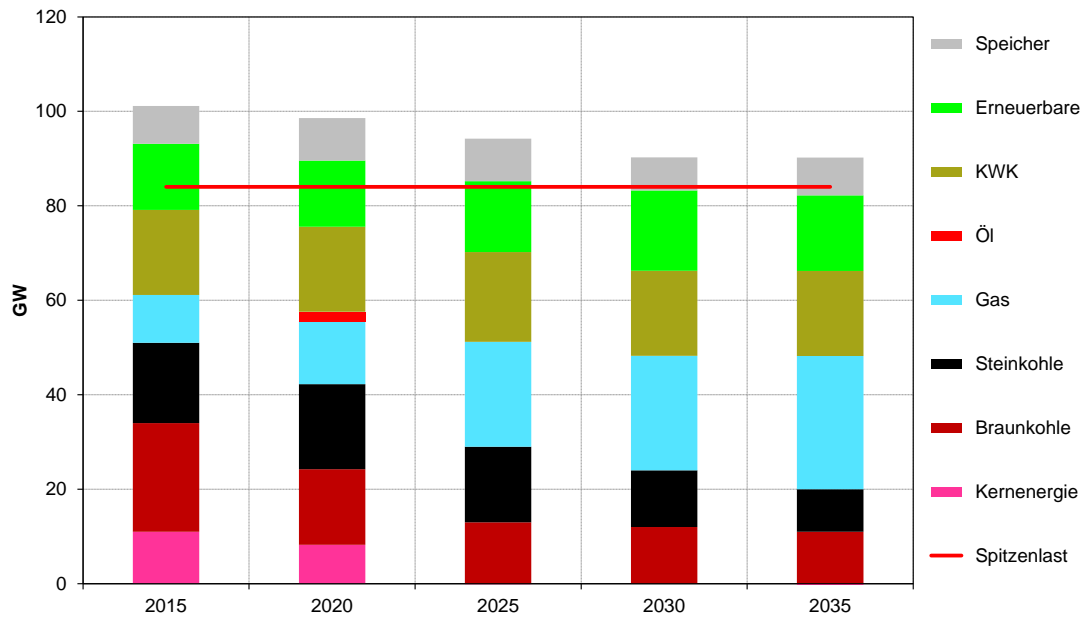
Anhang 2

Analysen der quantitativen Bewertungen

Anhang 2.1

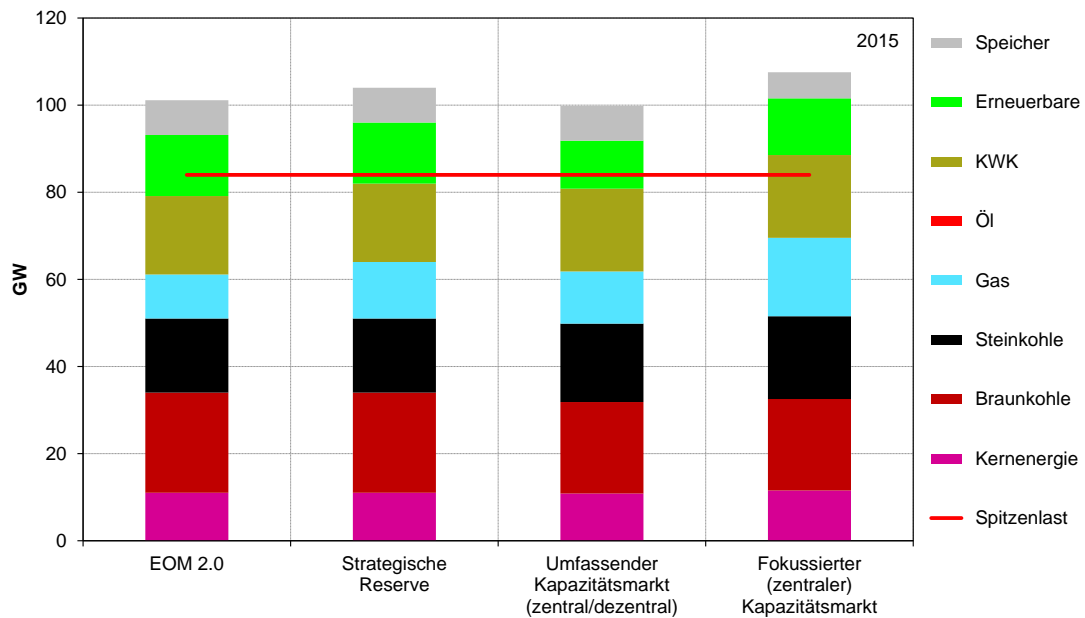
Analyse der quantitativen Bewertungen von Frontier/Consentec

Abbildung A- 2: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035



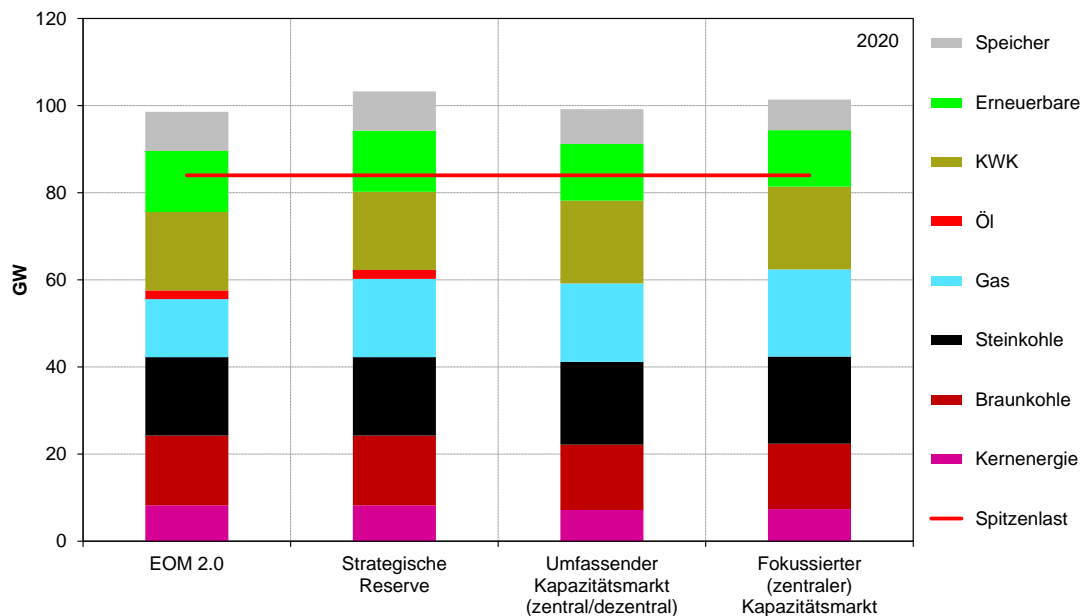
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt

Abbildung A- 3: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015



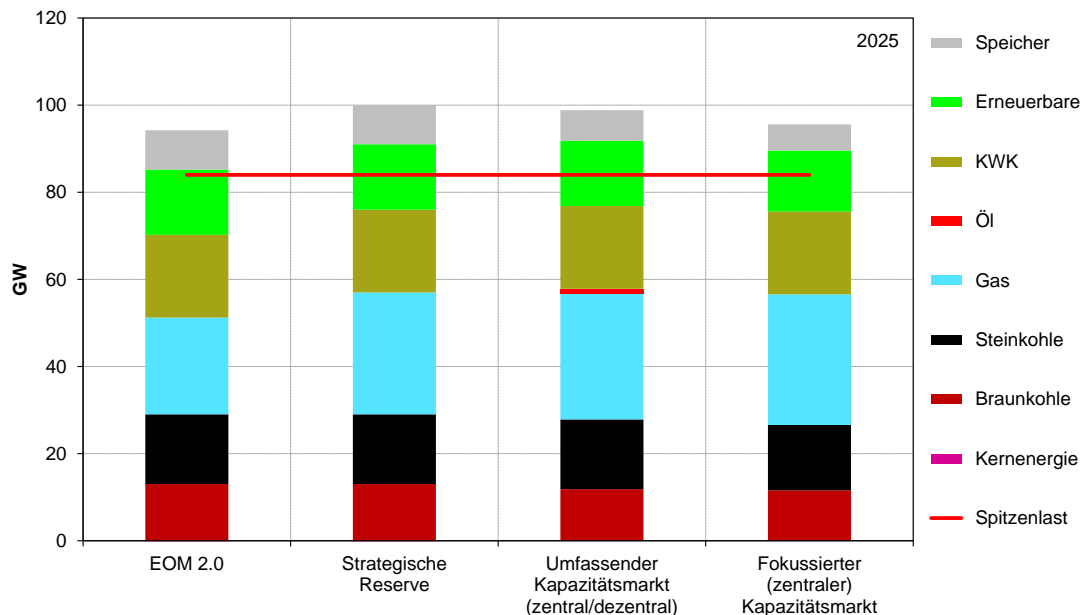
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 4: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



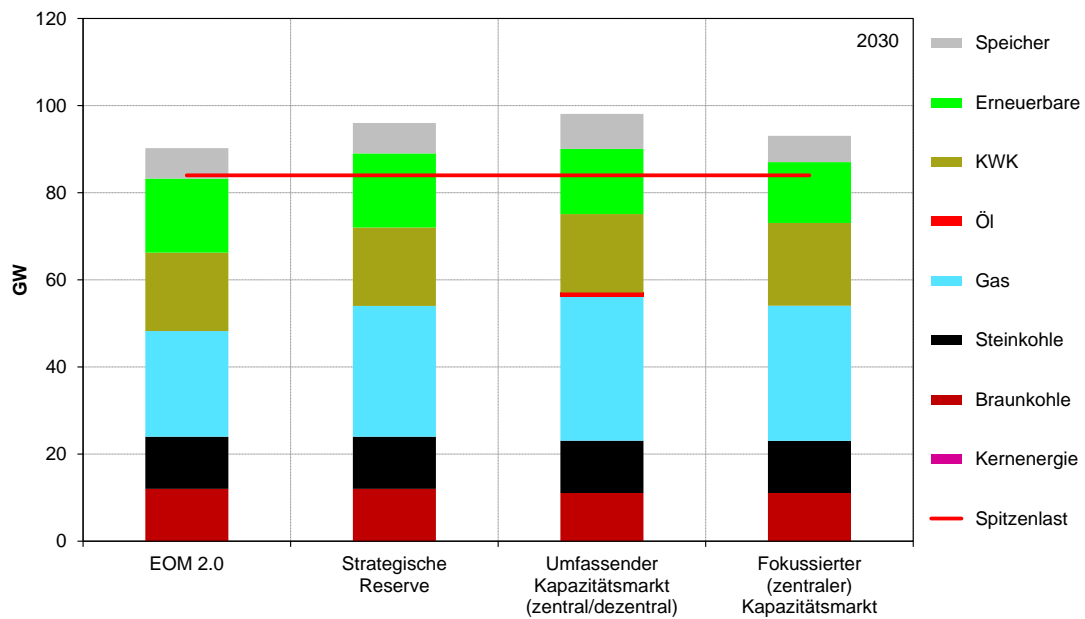
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 5: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



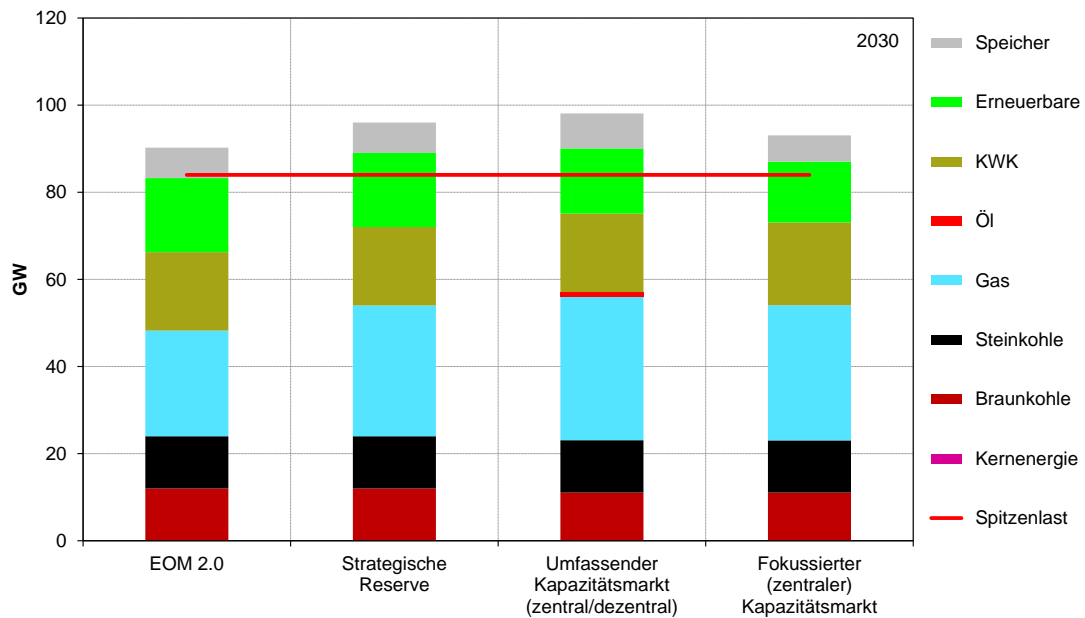
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 6: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



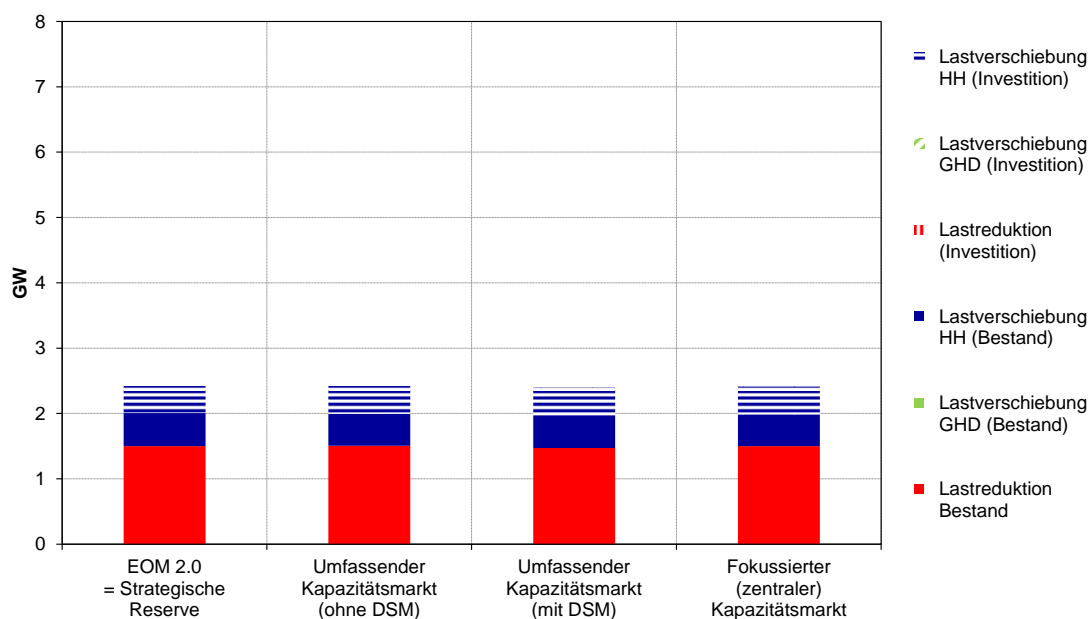
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 7: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks und Höchstlast für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035



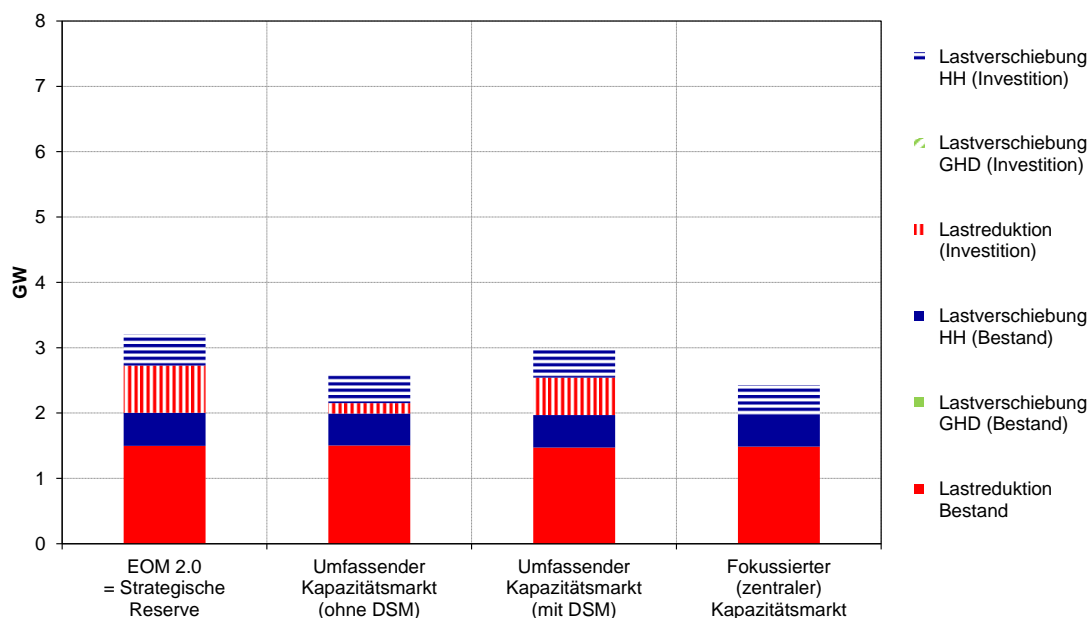
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 8: Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015



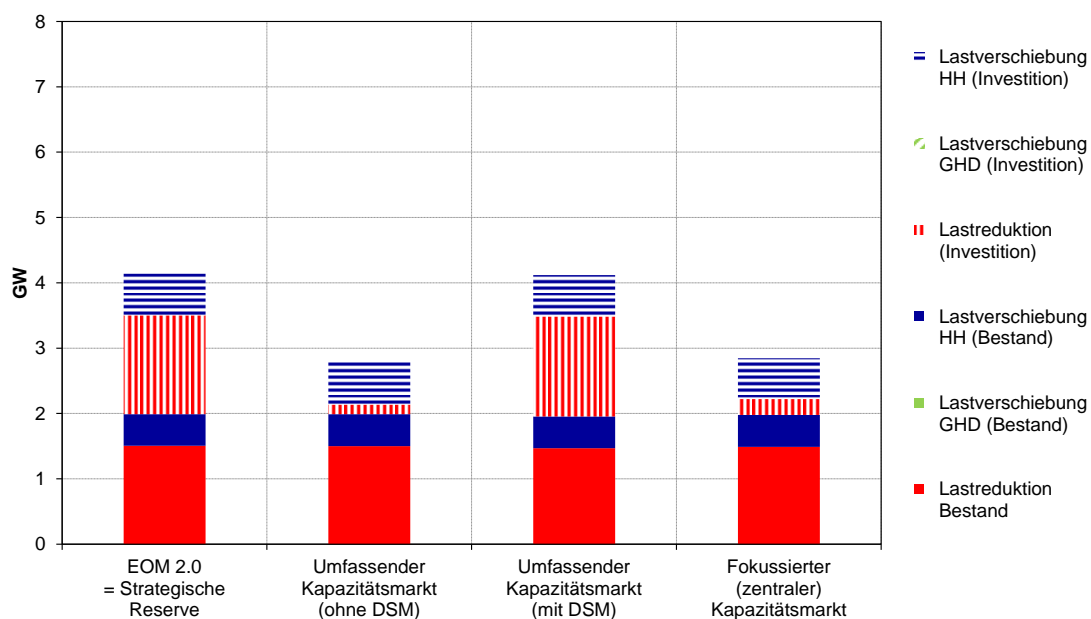
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 9: Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



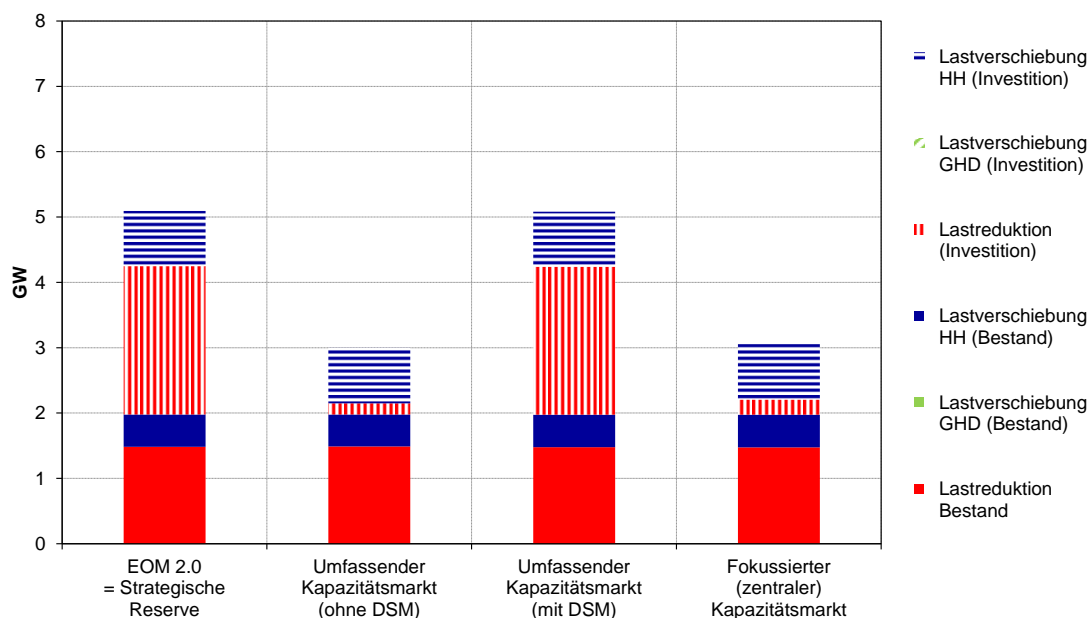
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 10: Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



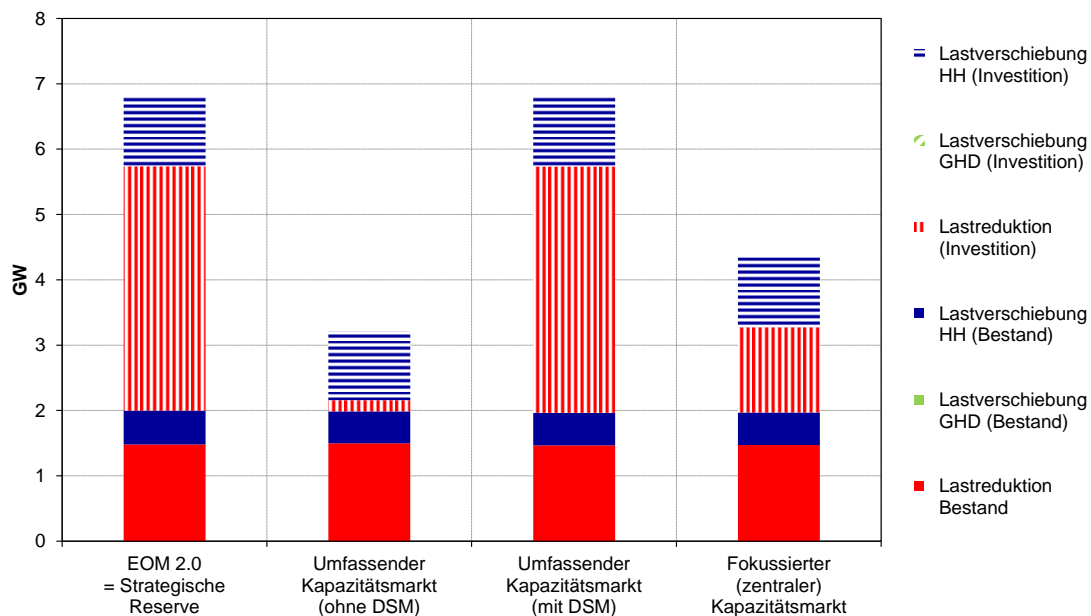
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 11: Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



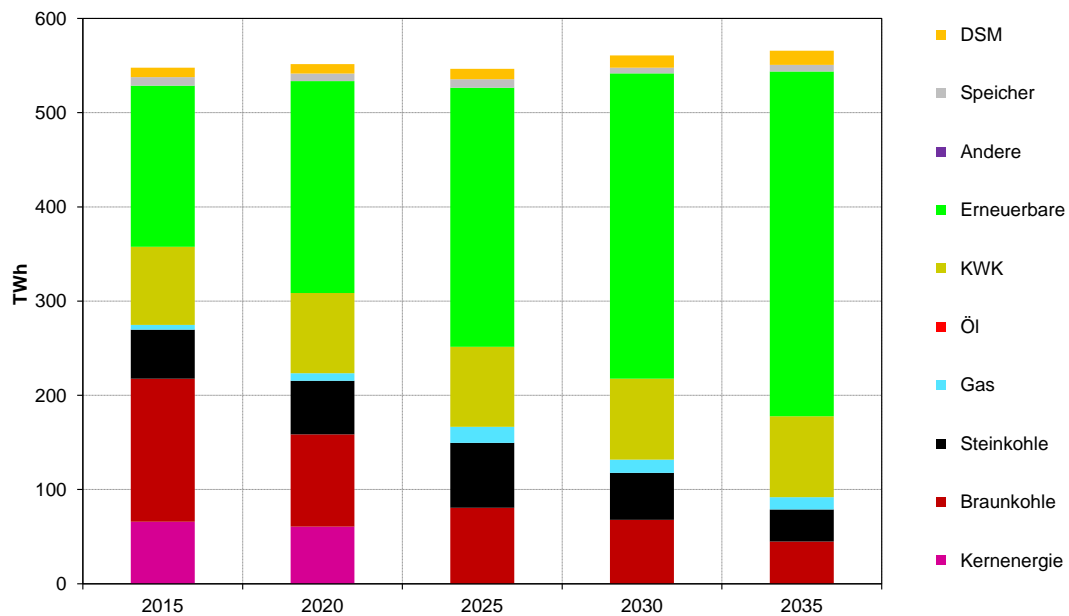
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 12: Verfügbare Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035



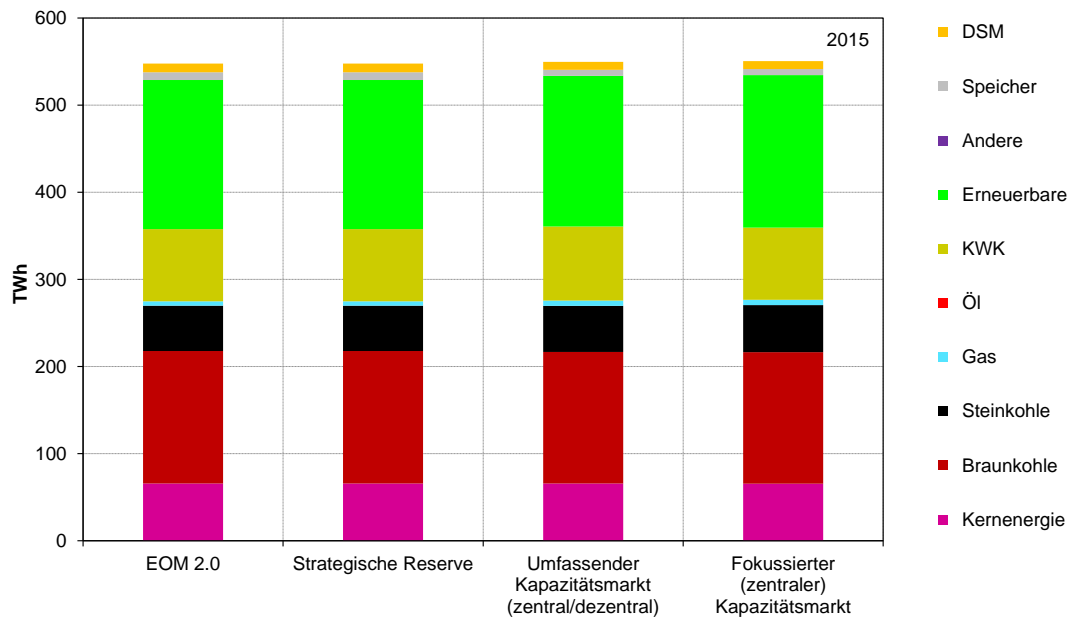
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 13: Stromerzeugung in Deutschland für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035



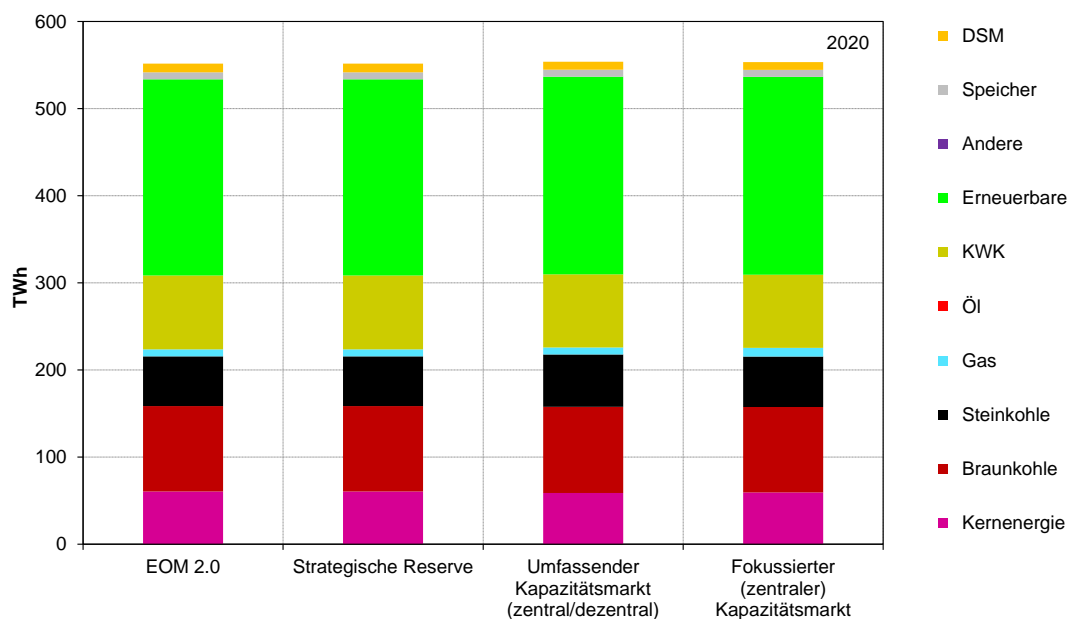
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 14: Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktde-sign-Varianten, 2015



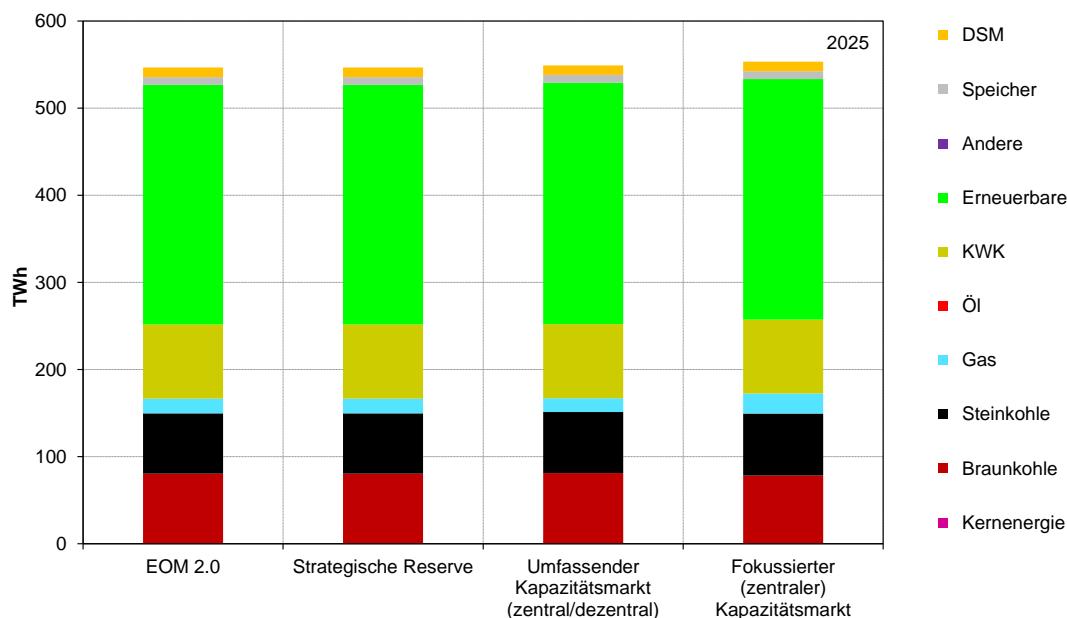
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 15: Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktde- sign-Varianten, 2020



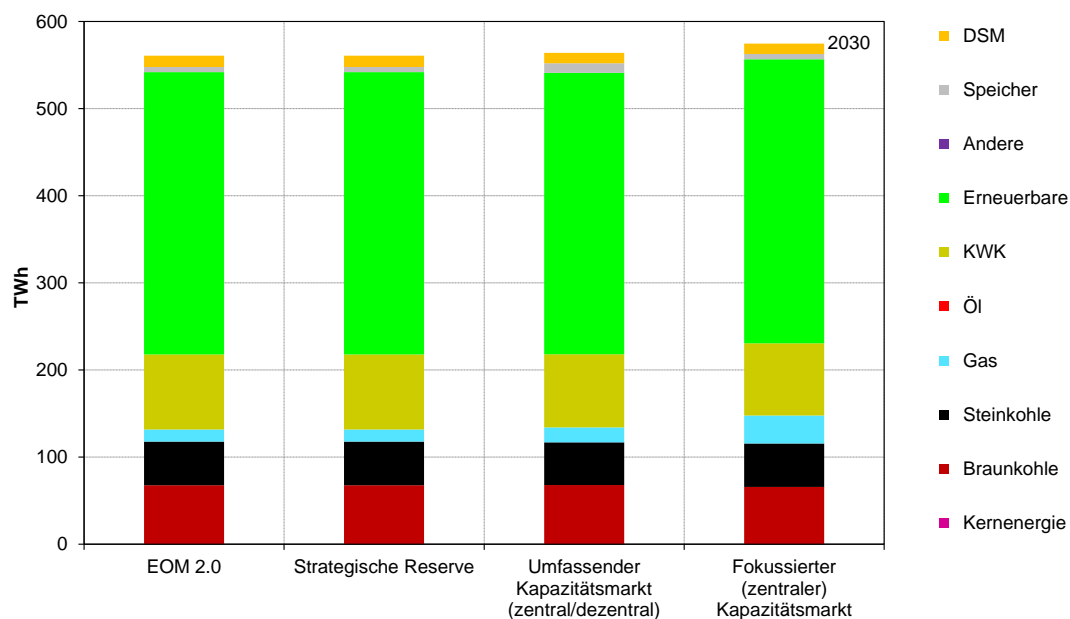
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 16: Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktde- sign-Varianten, 2025



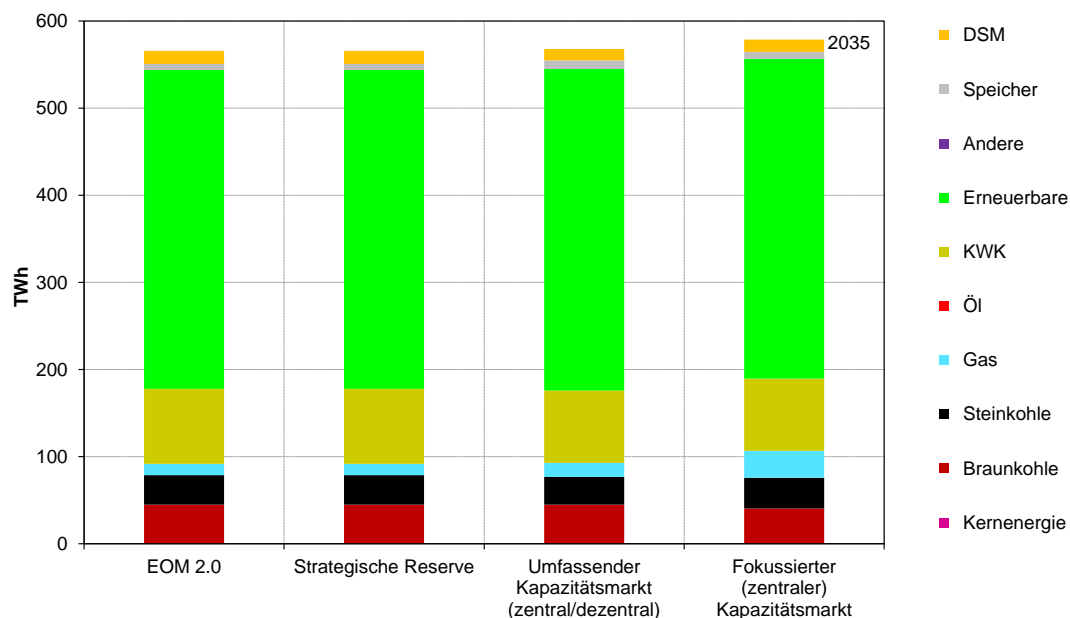
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

**Abbildung A- 17: Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktde-
sign-Varianten, 2030**



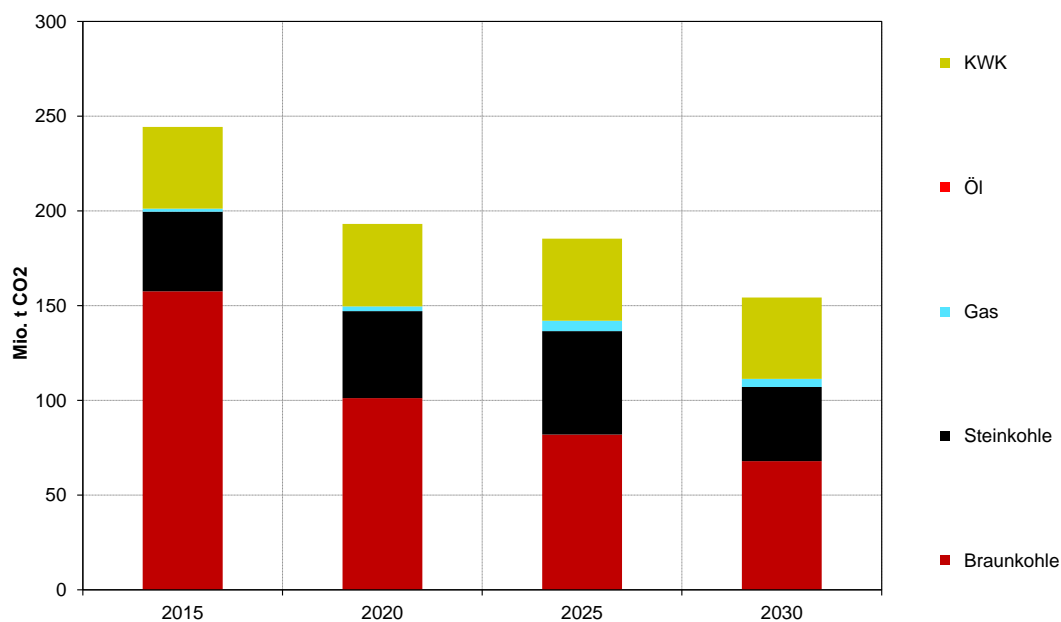
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

**Abbildung A- 18: Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktde-
sign-Varianten, 2035**



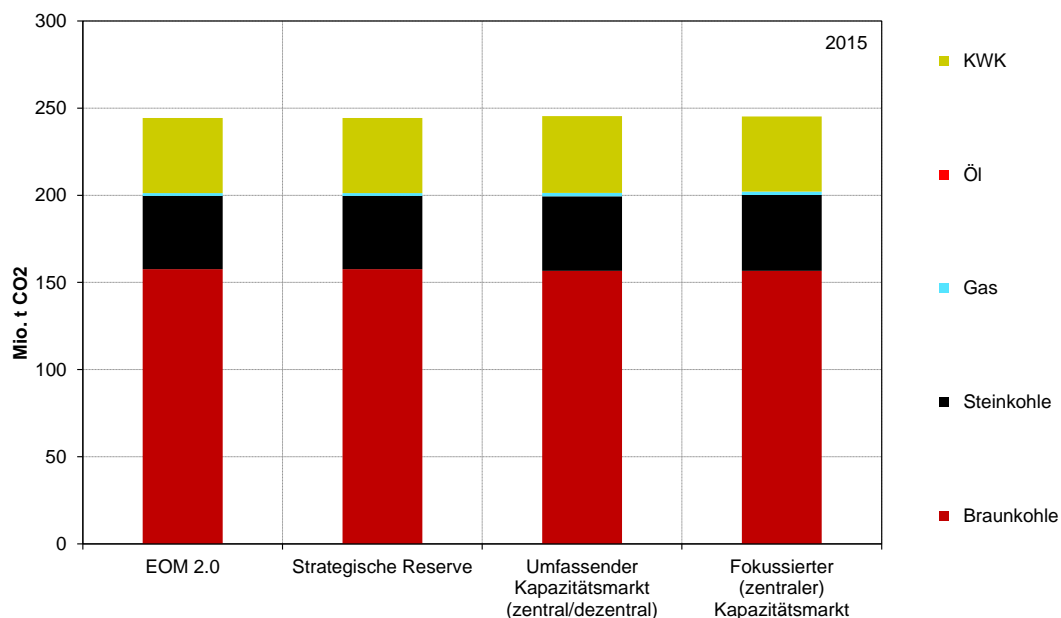
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 19: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für die Variante EOM 2.0 von Frontier/Consentec, 2015-2035



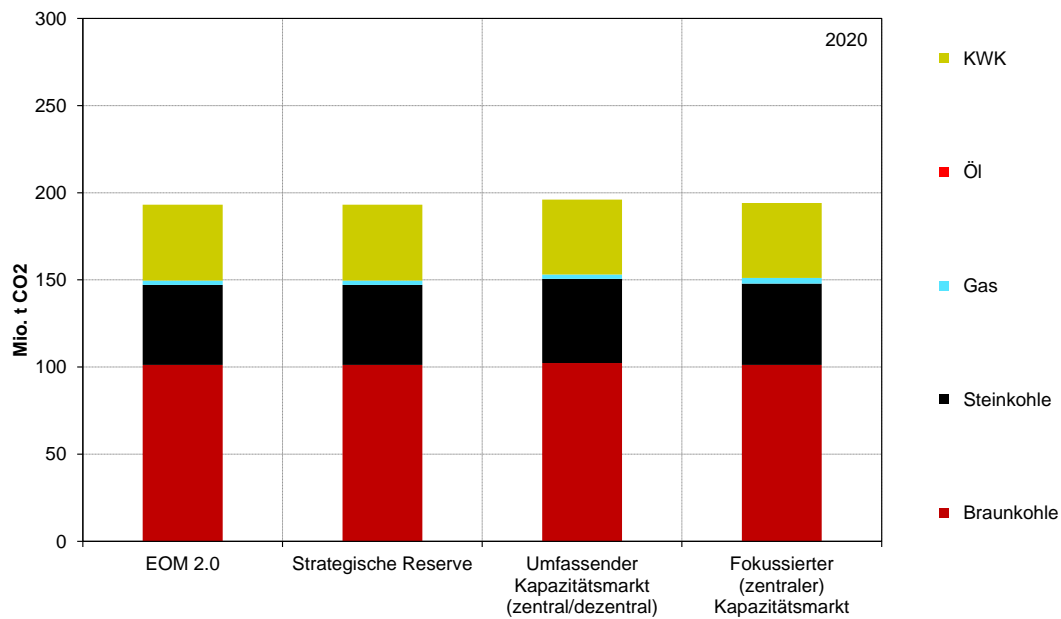
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 20: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2015



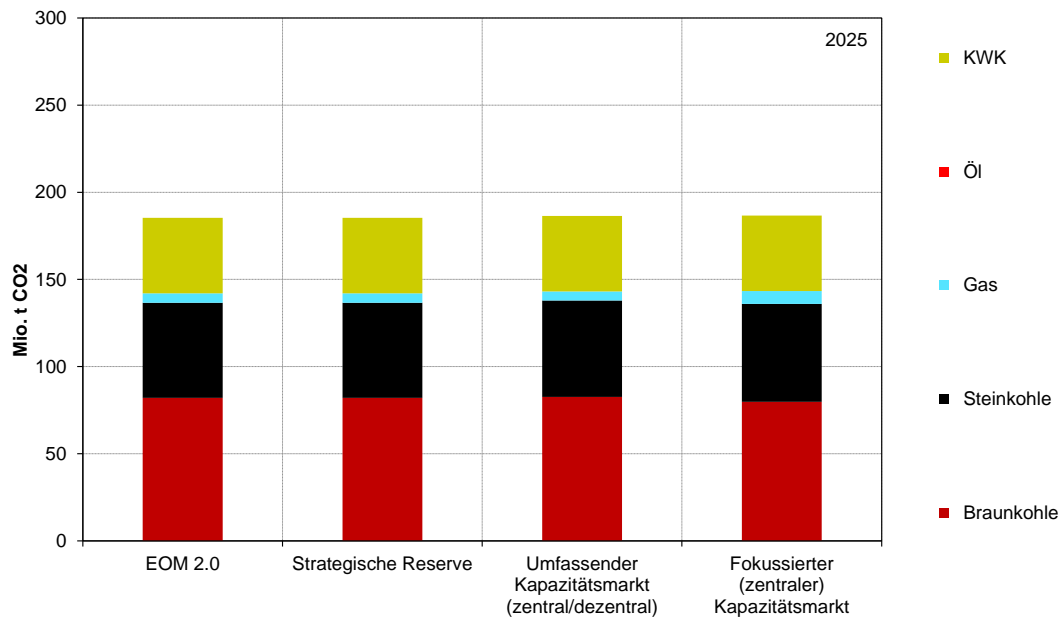
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 21: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



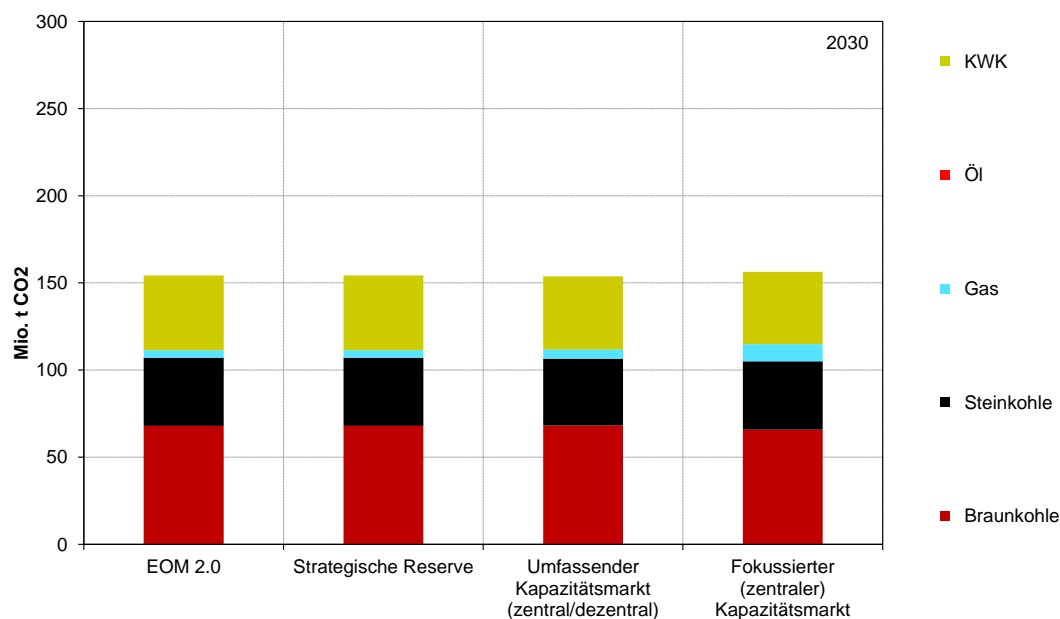
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 22: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



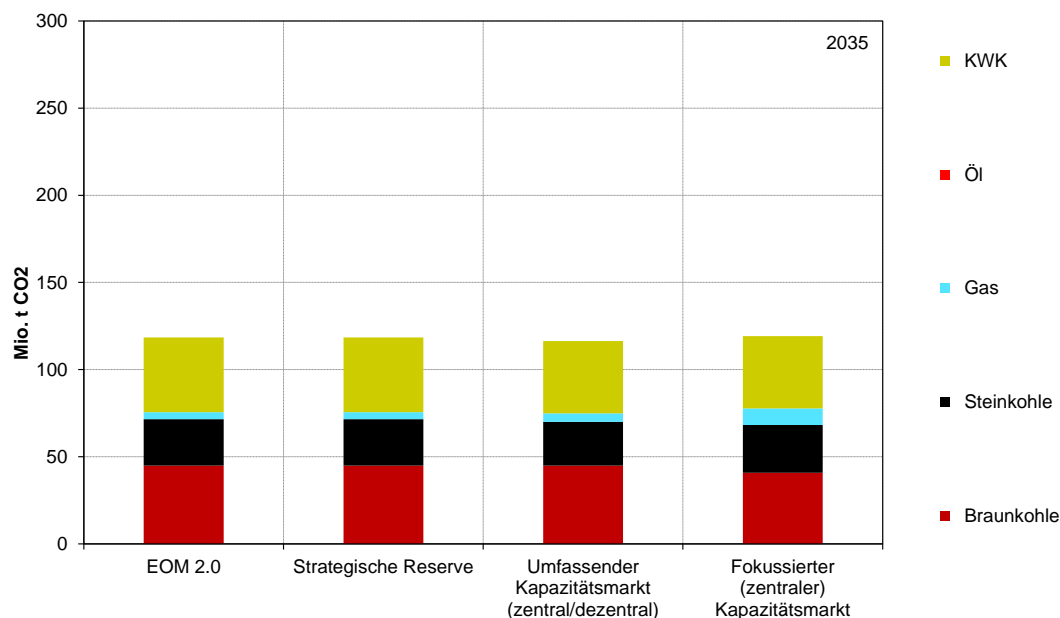
Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 23: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 24: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2035

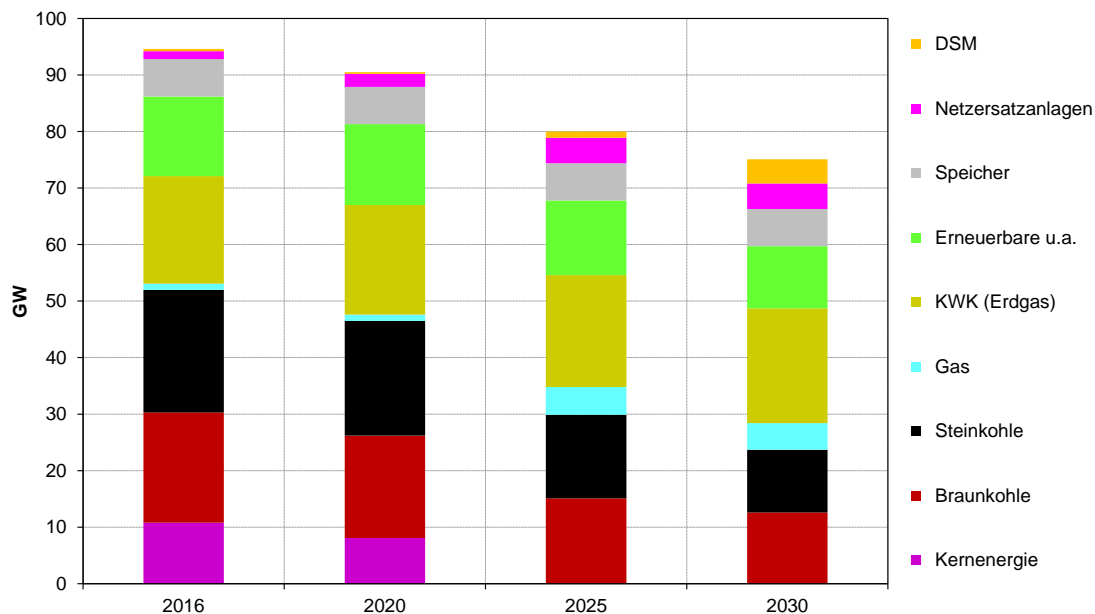


Quelle: Frontier/Consentec (2014), Daten grafisch ermittelt, Berechnungen des Öko-Instituts

Anhang 2.2

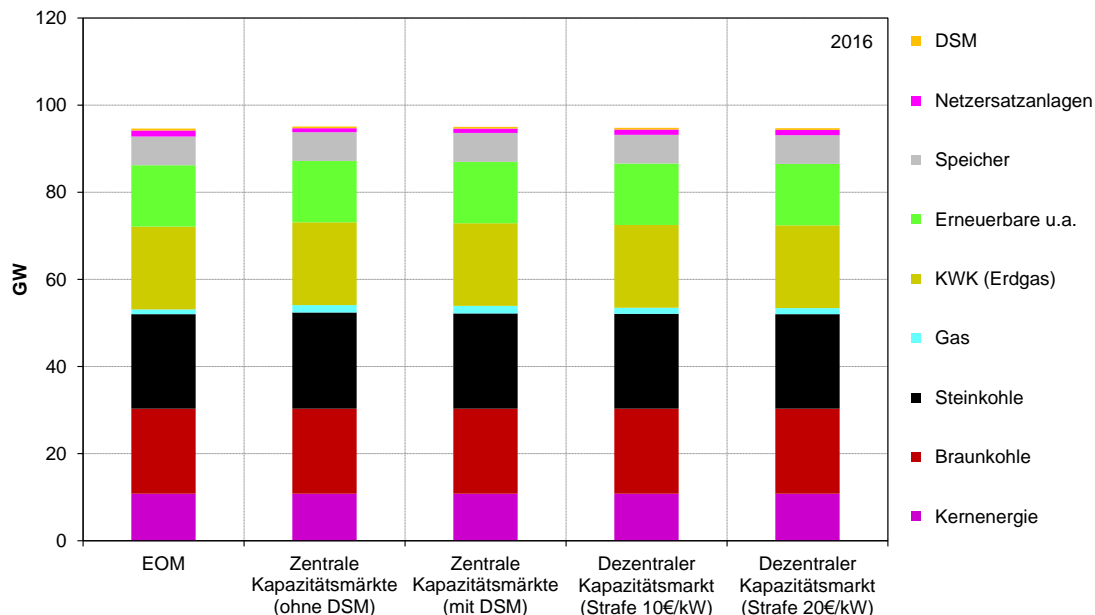
Analyse der quantitativen Bewertungen von r2b

Abbildung A- 25: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030



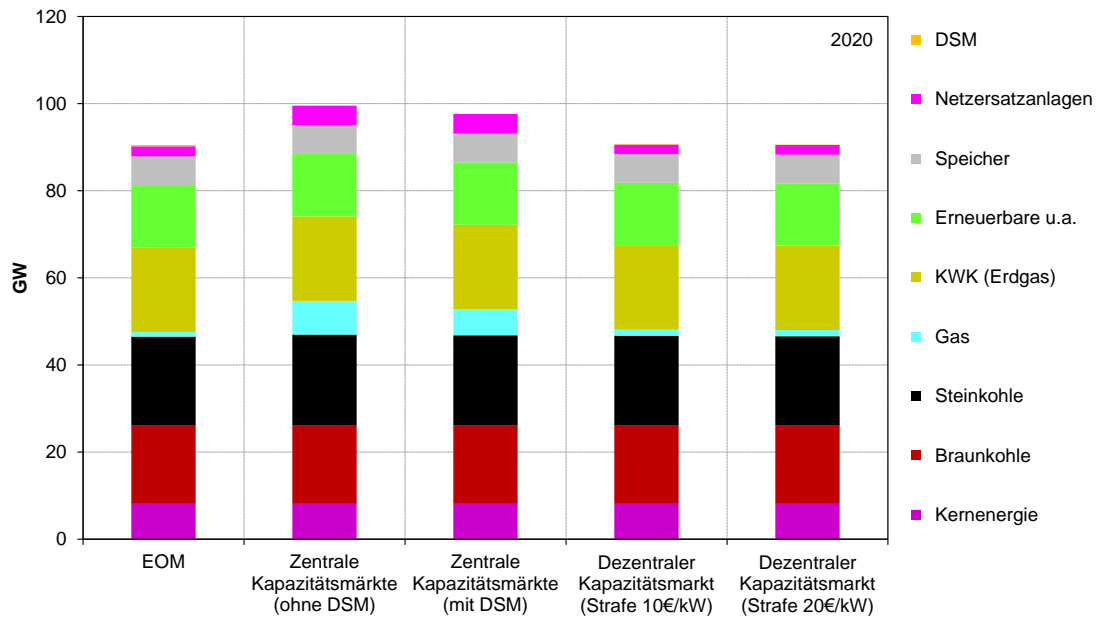
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 26: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016



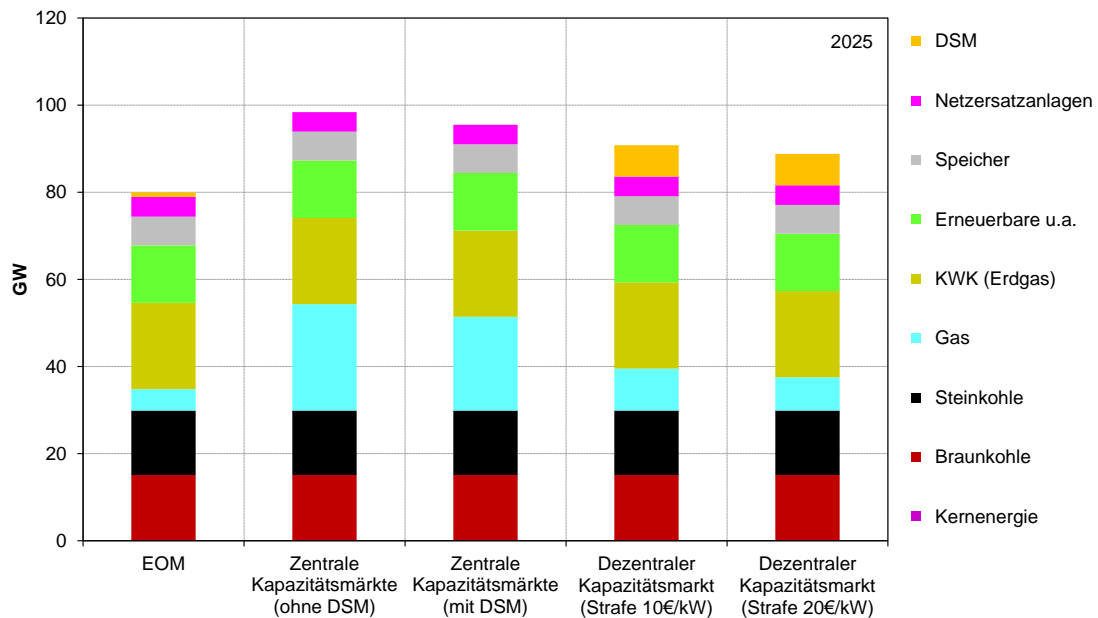
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 27: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



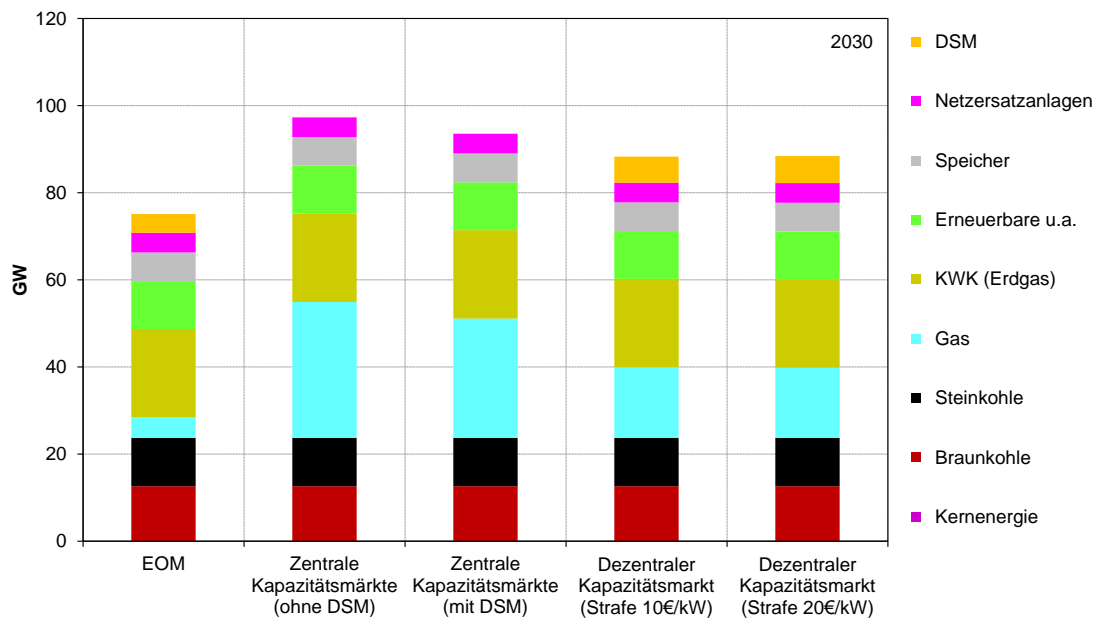
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 28: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



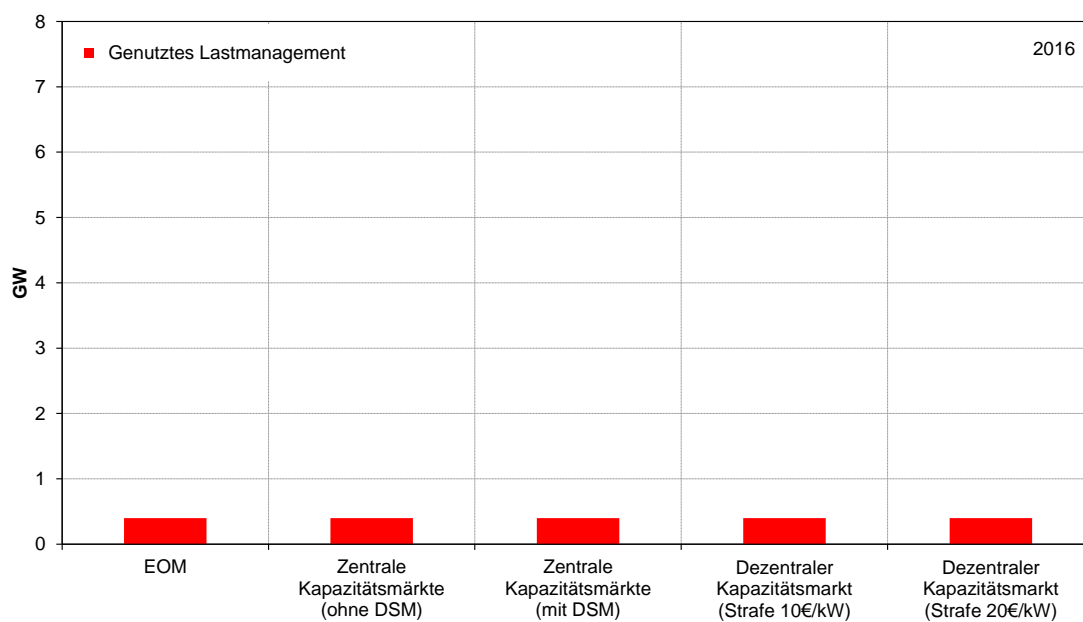
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 29: Kapazität des einlastbaren Kraftwerksparks für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



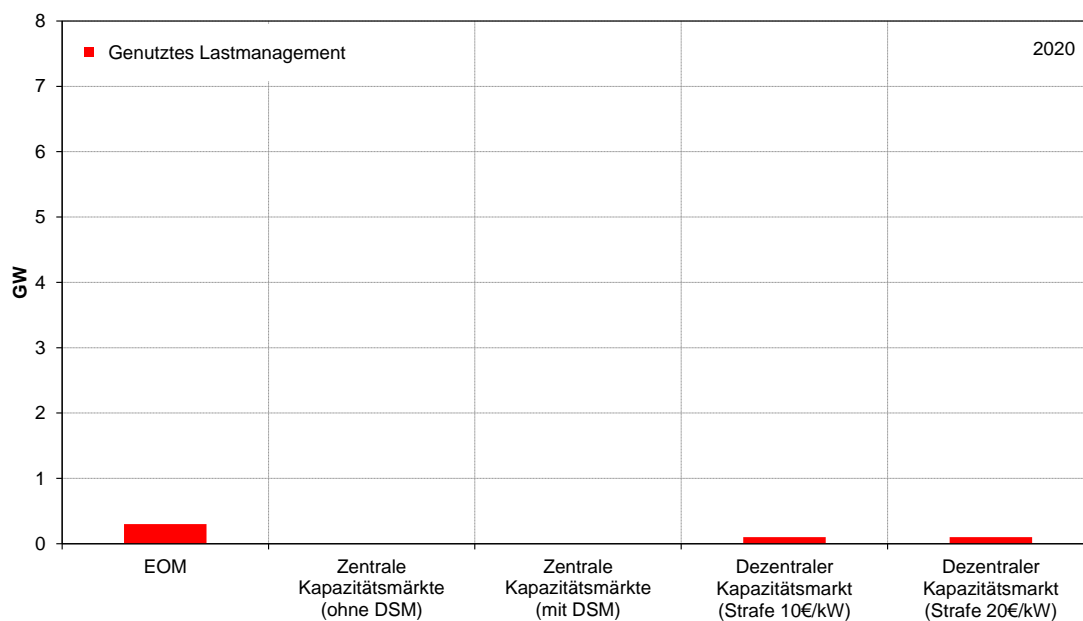
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 30: Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016



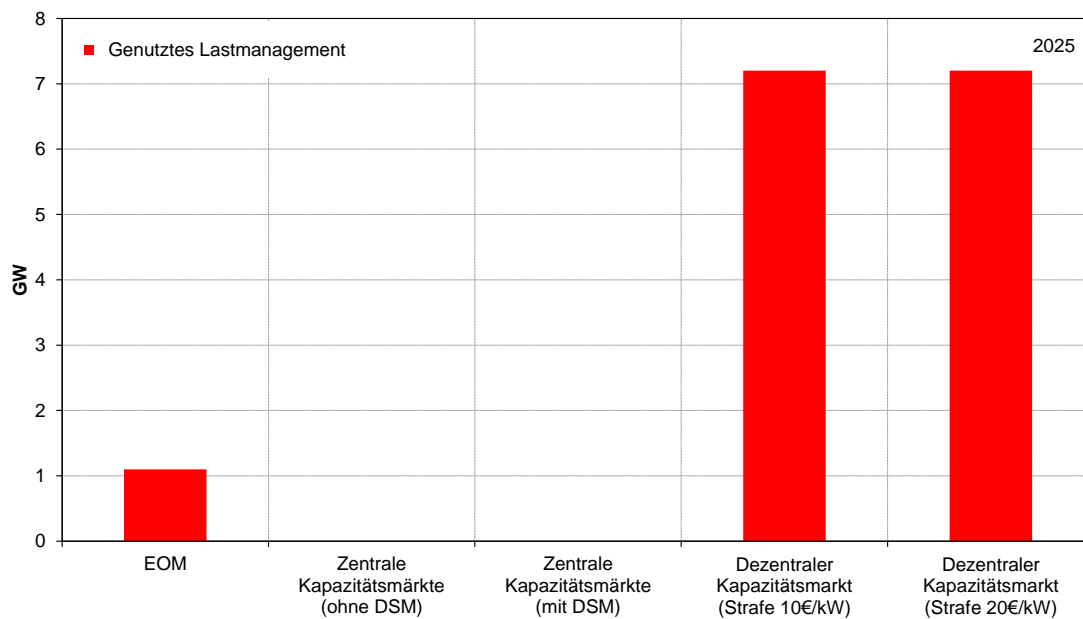
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 31: Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



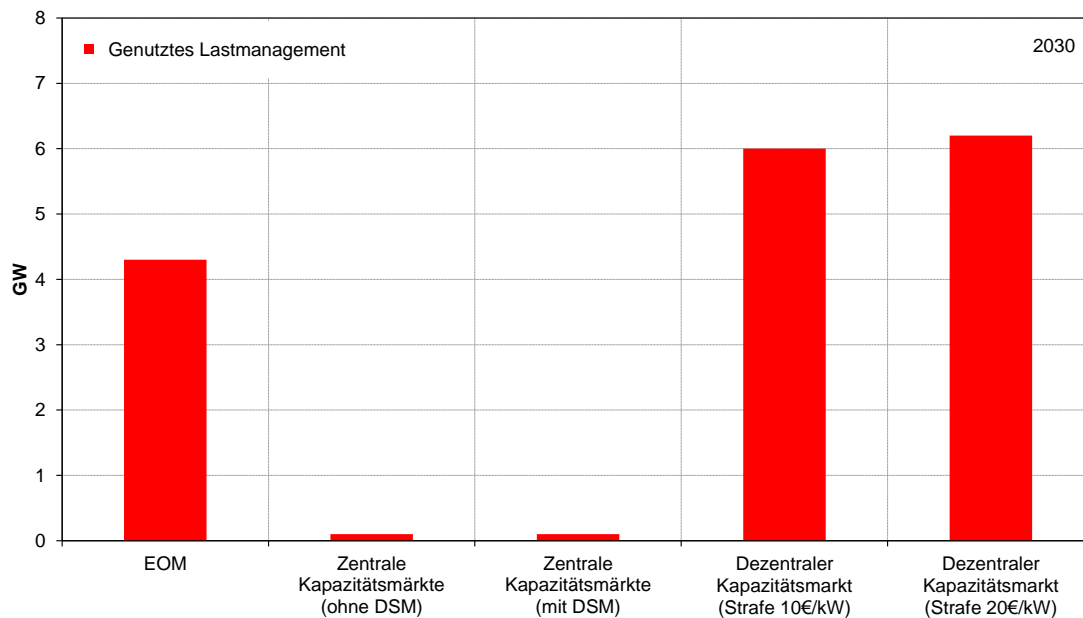
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 32: Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



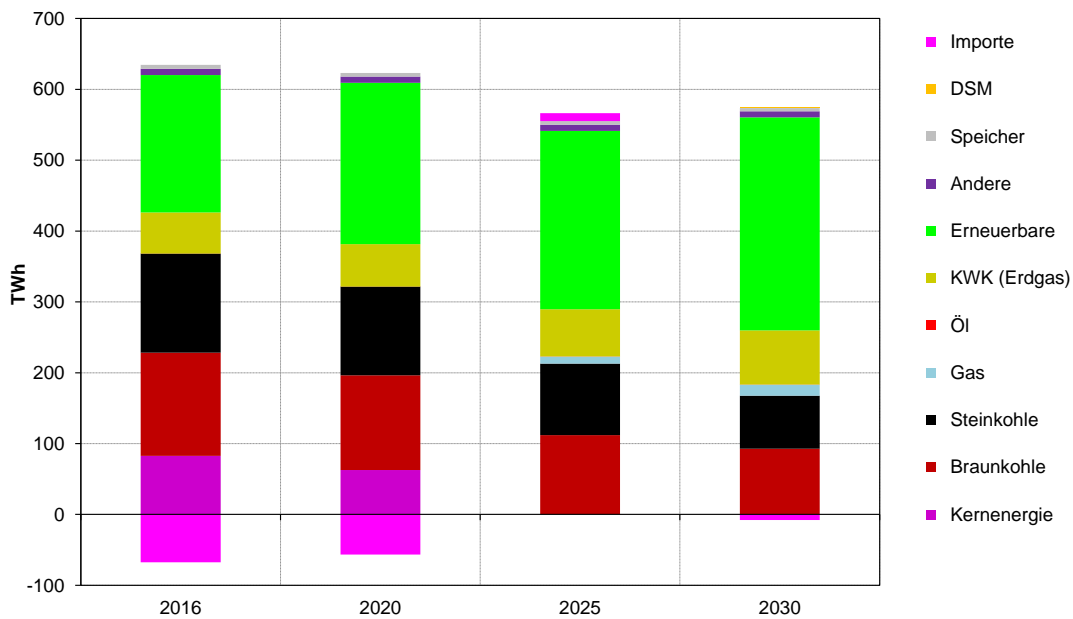
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 33: Genutzte Nachfrageflexibilität für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



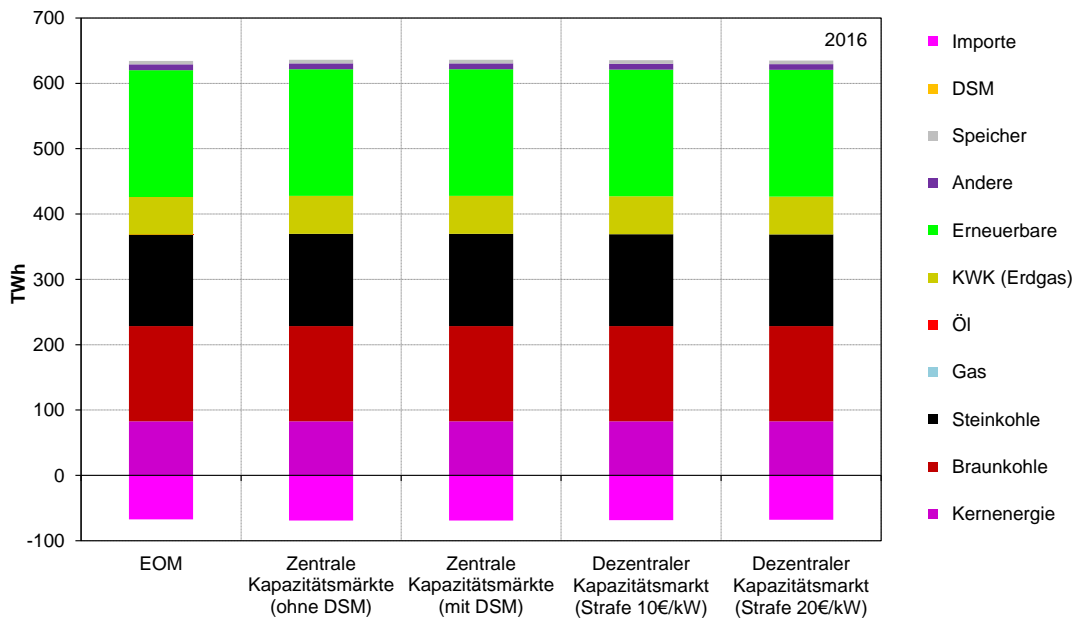
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 34: Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030



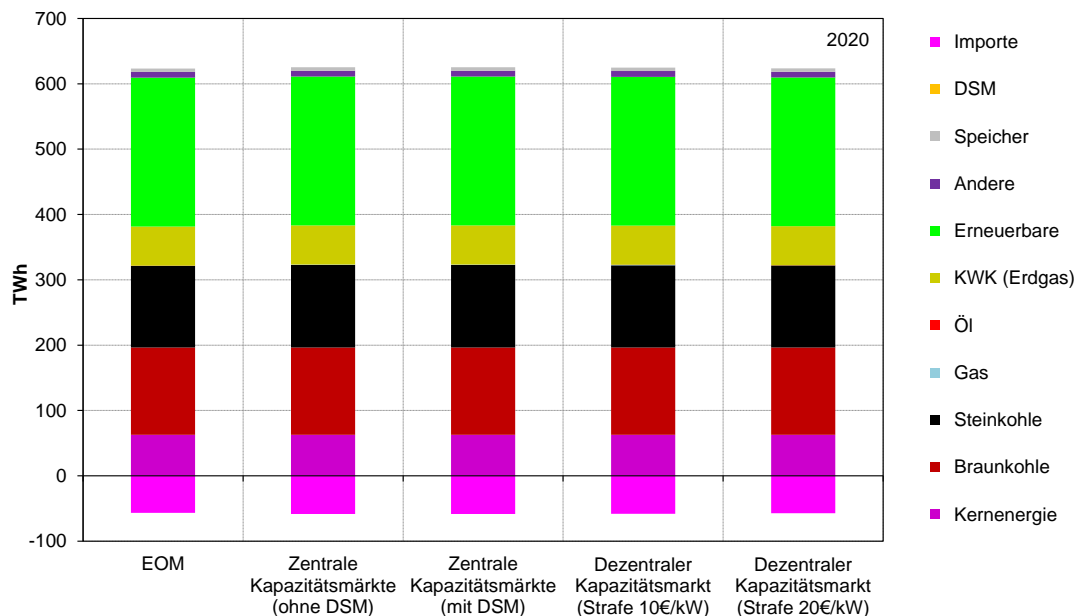
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 35: Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016



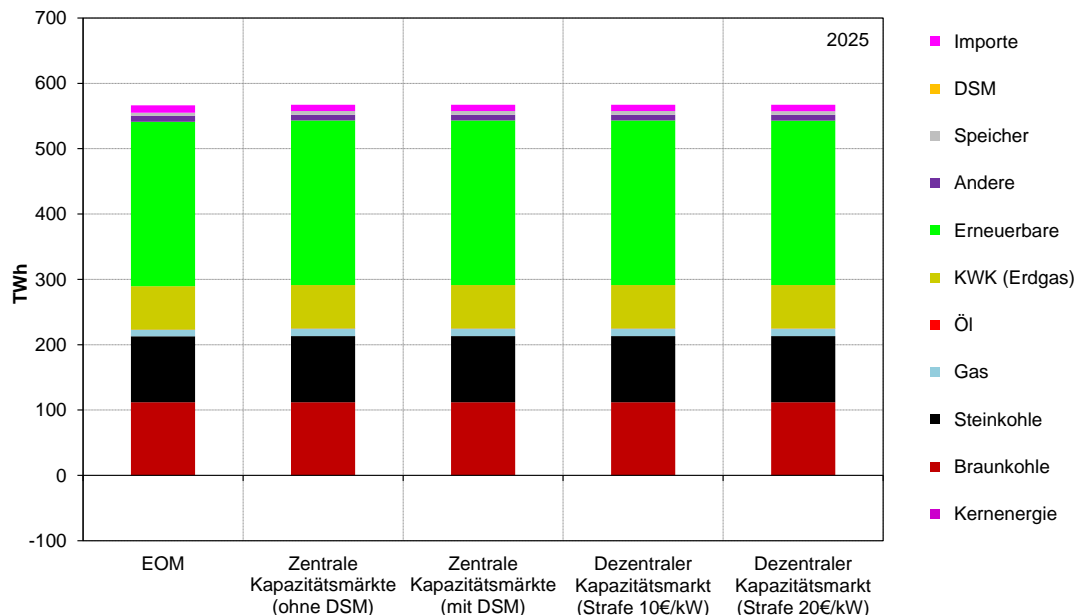
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 36: Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



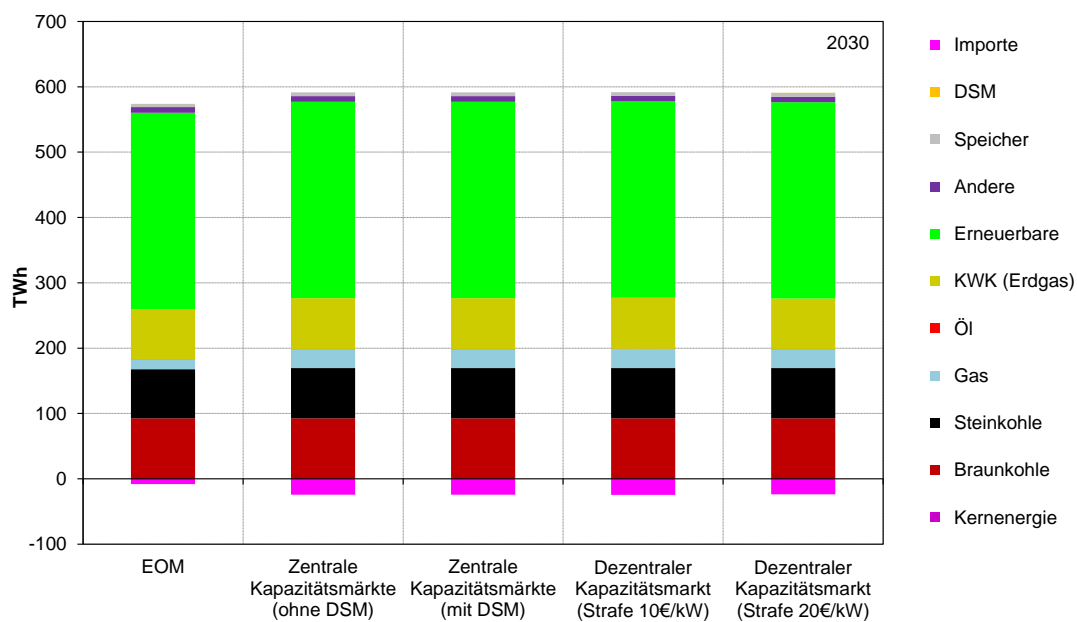
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 37: Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



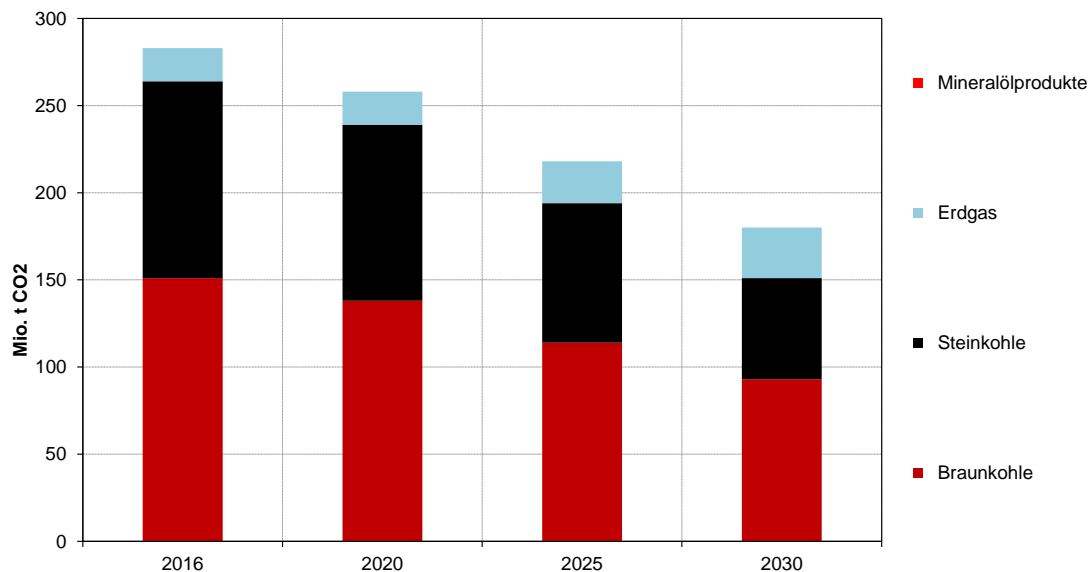
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 38: Stromerzeugung in Deutschland und Netto-Stromimporte für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



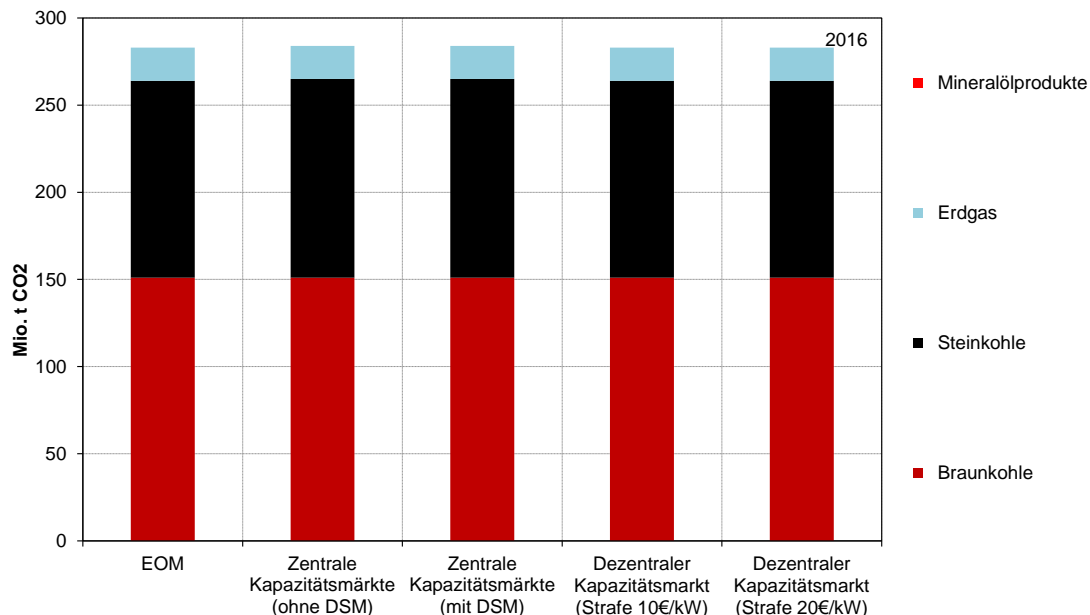
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 39: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für die EOM-Referenzvariante von r2b, 2016-2030



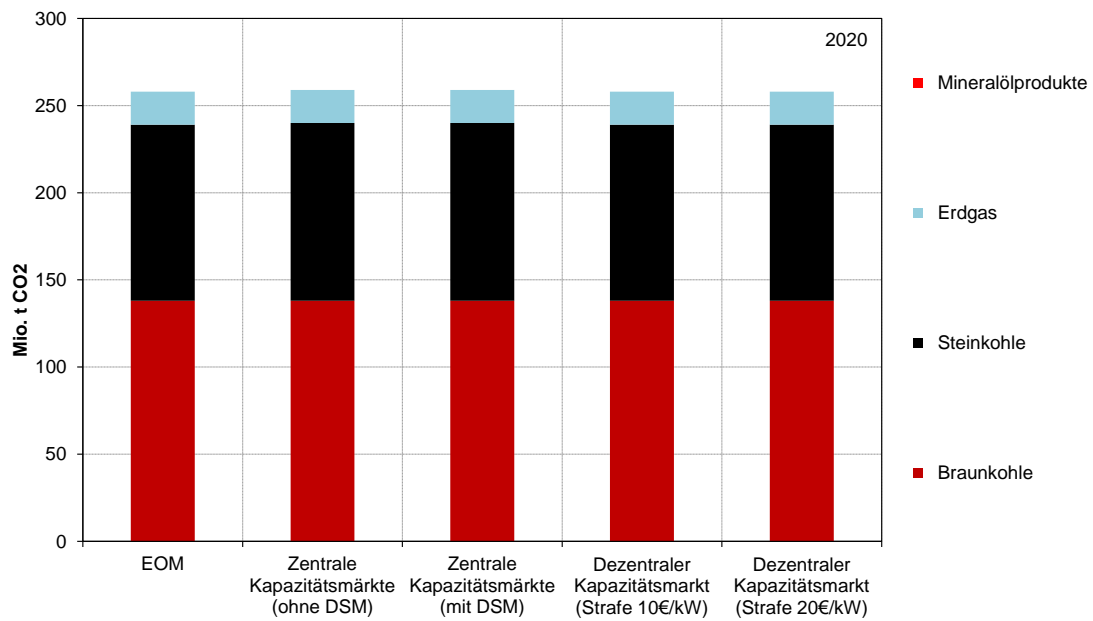
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 40: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2016



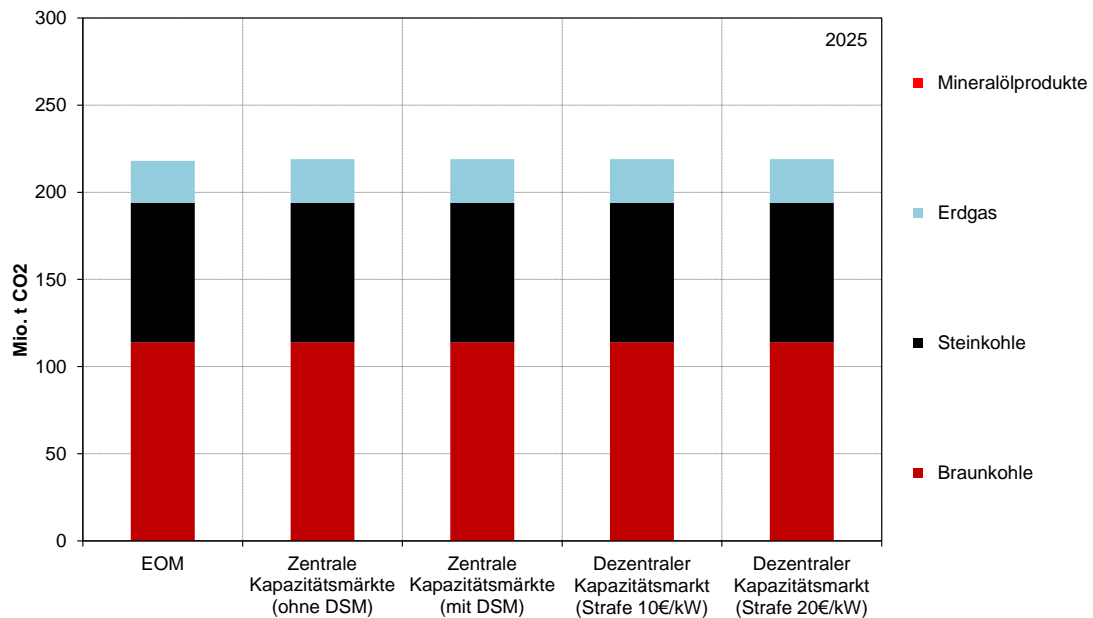
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 41: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2020



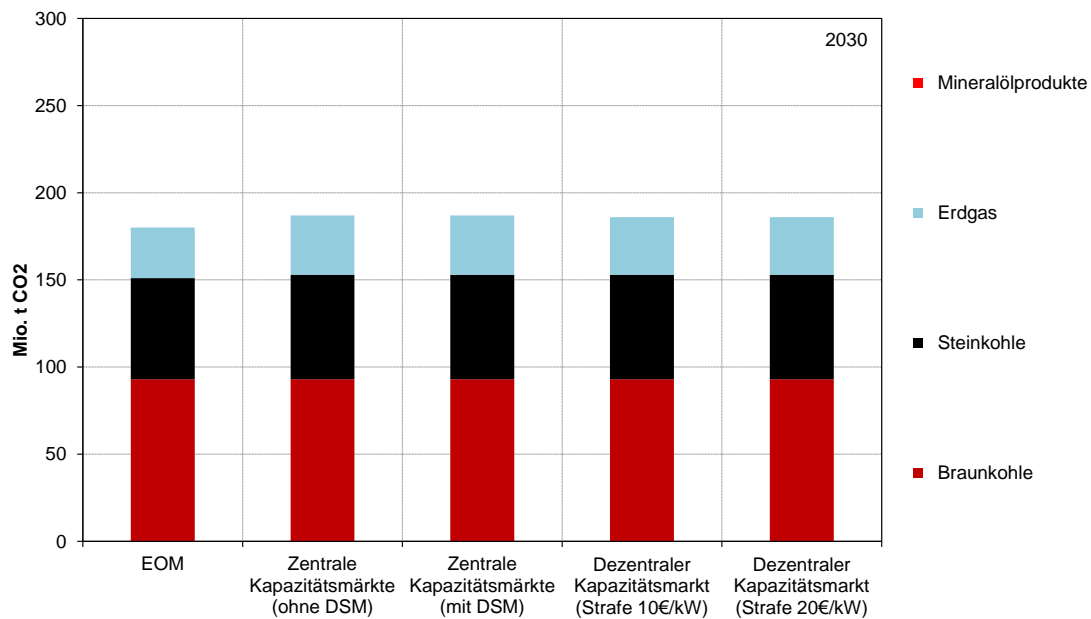
Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 42: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2025



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A- 43: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für verschiedene Marktdesign-Varianten, 2030



Quelle: r2b (2014), Berechnungen des Öko-Instituts