



Bundesverband
Neuer Energieanbieter

KAPAZITÄTSMARKT

Rahmenbedingungen, Notwendigkeit
und Eckpunkte einer Ausgestaltung

Studie im Auftrag des
Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne)

Für Wettbewerb auf den Energiemärkten.



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Kapazitätsmarkt

Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung

Studie im Auftrag des

Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne)

Aachen, den 02.09.2011

Bearbeitung:

Siggi Achner
Armin Michels
Dominic Nailis
Dr. Michael Ritzau
Lukas Schuffelen

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Aufgabenstellung und Lösungsansatz	1
2 Modellrechnung des europäischen Strommarktes.....	2
2.1 Beschreibung des BET-Strommarktmodells	2
2.2 Parameter und Szenarien	3
2.2.1 Betrachtungszeitraum.....	3
2.2.2 Preisentwicklung.....	4
2.2.2.1 Wechselkurs	4
2.2.2.2 Rohöl	4
2.2.2.3 Steinkohle	5
2.2.2.4 Erdgas	5
2.2.2.5 CO ₂ -Zertifikate	6
2.2.3 Ausbau Erneuerbarer Energien	6
2.2.4 Kraftwerkneubau.....	7
2.2.5 Kernenergie-Nutzung.....	7
2.2.6 Entwicklung der Stromnachfrage.....	8
2.2.7 Szenario „Basis“	8
2.2.8 Szenario „Sinkende Last“	9
2.3 Ergebnisse	10
2.3.1 Szenario „Basis“	10
2.3.2 Szenario „Sinkende Last“	14
3 Wert einer Investition im heutigen Marktdesign	16
3.1 Bewertung gegenüber Spotmarkt	16

3.1.1	Klassischer Ansatz (deterministischer Ansatz)	16
3.1.2	Realloptionalität des Kraftwerks (stochastischer Ansatz)	17
3.2	Märkte für Regelenergie	18
3.3	Der Terminmarkt	19
3.4	Der Intradaymarkt	19
3.5	Fazit: Welche Wertbestandteile sind für Investoren entscheidungsrelevant?	20
4	Situation exemplarischer typischer Kraftwerke	22
4.1	Vorgehen / Modellierung	22
4.2	Sechs „typische Vertreter“	23
4.3	Ergebnisse	25
4.4	Fazit: Es besteht Handlungsbedarf	28
5	Marktdesign	30
5.1	Prolog	30
5.2	Lösungsbestandteile und Handlungsoptionen	31
5.2.1	Speicher	31
5.2.2	Flexible Nachfrage	32
5.2.3	Heutige Märkte	32
5.2.4	Kapazitätsmarkt	33
5.2.5	Europäische Kooperation	33
5.3	Ein Lösungsansatz für den Kapazitätsmarkt	34
5.3.1	Grundidee	34
5.3.2	Zentrale Elemente des Vorschlages und deren Begründung	35
5.3.2.1	Festlegung der notwendigen, verfügbaren Kapazität	35
5.3.2.2	Abgrenzung auf Gesamtkapazität oder Neubaukapazität	35
5.3.2.3	Eine zweite Marktstufe zur Integration von DSM und Retrofit	40
5.3.2.4	Technische Differenzierung des Marktes	41
5.3.2.5	Räumliche Differenzierung des Marktes	42

5.3.2.6	Zeitliche Ausgestaltung.....	43
5.3.2.7	Gestaltung der Auktion	44
5.3.2.8	<i>Verpflichtung aus der Auktion</i>	46
5.3.2.9	Ansiedlung der Aufgabe „Kordinator“.....	47
5.3.2.10	Refinanzierung der Kosten	49
5.3.2.11	Anreize zu effizientem, wirtschaftlichem Handeln.....	49
5.3.2.12	Einführungszeitpunkt / Zeitpunkt des Entstehens von Kosten.....	50
6	Zusammenfassung und Fazit.....	51
7	Literaturverzeichnis	53

1 Aufgabenstellung und Lösungsansatz

Die Deutsche und Europäische Energiewirtschaft sieht einem fundamentalen Wandel entgegen. Dieser Wandel nimmt seinen Ausgang im politisch motivierten Zubau Erneuerbarer Energien (EE), allen voran Wind und Photovoltaik. Neben diesen neuen Erzeugern spielt aber ein weiterer Aspekt eine wesentliche Rolle. Die Liberalisierung der Stromerzeugung liegt erst gut ein Jahrzehnt und damit weniger als einen Investitionszyklus zurück: Das Funktionieren des bestehenden Marktsystems zur Sicherstellung von Investition in konventionelle Erzeugungskapazitäten ist somit noch ungeprüft. Darüber hinaus haben in den vergangenen Jahren Änderungen der Marktsituation für Kraftwerks-Investoren stattgefunden, die deren Einschätzung der Rentabilität und Planungssicherheit nachhaltig verändert haben. In diesem Zusammenhang sind vor allem der deutliche Rückgang der Energiepreise im Zuge der Wirtschaftskrise nach 2008, das Wegfallen der CO₂-Gratisallokationen und die wechselnde politische Position zur zivilen Nutzung der Kernenergie zu nennen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob das bestehende Marktdesign in Verbindung mit der heutigen Einschätzung der zukünftigen Rahmenbedingungen (z. B. Brennstoffpreise, CO₂-Preise, Ausmaß des EE-Ausbaus...) geeignet ist, richtige und ausreichende Investitionsanreize auszusenden. Investition ist dabei kein Selbstzweck, sondern zur mittel- und langfristigen Sicherstellung von Versorgungssicherheit über die Bereitstellung gesicherter Leistung unabdingbar, wollen wir den hohen Standard einer modernen Industrienation beibehalten. Verschiedene Anzeichen lassen heute vermuten, dass das Marktdesign einer Änderung bedarf, um dieses Ziel zu erreichen. Auch im Energiekonzept der Bundesregierung wurde dieser Punkt bereits aufgegriffen:

„Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob und wie in Zukunft die Bereitstellung von Kapazitäten behandelt wird (sogenannte „Kapazitätsmärkte“). In diesem Zusammenhang ist zu klären, welche Kosten entstehen, wie diese minimiert und wie sie verteilt werden.“ (BMW & BMU, 2010)

Ziel dieses vorliegenden Gutachtens ist es, auf Basis mehrerer Zukunftsszenarien (Zeithorizont: 2030) das Vorhandensein und die Zielerfüllung der Investitionsanreize zu untersuchen. Sollten diese sich als nicht ausreichend herausstellen, sind außerdem Lösungsansätze in Form eines Vorschlages zur Weiterentwicklung des Marktdesigns unter dem Leitbild eines effizienten, einheitlichen Marktes zu entwickeln und zu bewerten. Hierzu sollen insbesondere unterschiedliche denkbare Ausprägungen eines Kapazitätsmarktes in ihrer prinzipiellen Struktur daraufhin überprüft werden, ob sie die im vorherigen Schritt aufgetretenen Probleme zu lösen geeignet sind.

2 Modellrechnung des europäischen Strommarktes

2.1 Beschreibung des BET-Strommarktmodells

BET verfügt über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes, das auf umfangreichen Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen basiert. Dies ist Grundvoraussetzung, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf die Stromerzeugung und die Großhandelspreise für Elektrizität adäquat quantifizieren zu können.

Das Elektrizitätsmarktmodell bildet zum einen den Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Randbedingungen, zum anderen notwendige Investitionen in Neu- und Ersatzanlagen ab, wobei unterstellt wird, dass die Einsatz- und die Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter gesamtwirtschaftlichen Kostenaspekten getätigt werden. Hierdurch wird eine in Summe kostenoptimale Deckung des Bedarfs erzielt (volkswirtschaftlicher Ansatz).

Die Ergebnisse von Fundamentalmodellen spiegeln die Entwicklung unter Annahme von bestimmten Rahmenbedingungen wider. Technologische und politische Entwicklungen sowie die Entwicklung von Brennstoffpreisen lassen sich bei fundierten Analysen zu den einzelnen Themenbereichen eingrenzen und können im Rahmen von Szenarien- und Sensitivitätsanalysen untersucht werden. Die auf Basis von Fundamentalmodellen ermittelten Grenzkostenpreisschätzer stellen in der Regel eine Untergrenze der Strompreise am Großhandelsmarkt dar.

Das Marktmodell von BET umfasst in seiner Grundversion den mitteleuropäischen Kernmarkt bestehend aus Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Österreich, der Schweiz, Italien und Großbritannien (s. Abbildung 1). Die Erzeugung in und der Austausch zwischen diesen Regionen werden modellendogen abgebildet. Die an diese Regionen angrenzenden Länder werden als Satellitenregionen modelliert, d. h. Stromimporte und -exporte aus bzw. in diese Länder werden über aggregierte Angebots- und Nachfragefunktionen berücksichtigt.

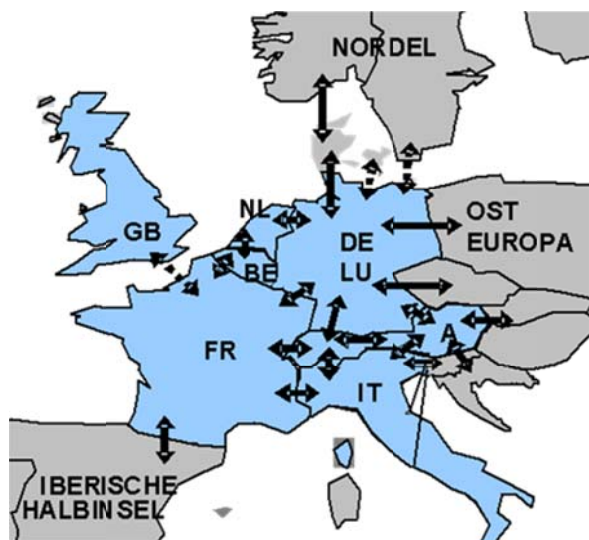


Abbildung 1: Modellregionen Strommarktmodell

Bei Verwendung des BET-Strommarktmodell wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubauten und -stilllegungen der näheren Zukunft exogen, d. h. außerhalb des Modells, bestimmt werden (auf der Grundlage bekannter und wahrscheinlicher Unternehmensentscheidungen, z. B. bereits in Bau befindliche Kraftwerke). Darüber hinaus kann das Modell in vorgegebenen Grenzen eigenständig ("endogen") Kraftwerke stilllegen oder zubauen. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung der Last) determiniert und basiert auf einer simultanen Optimierung über den gesamten Betrachtungszeitraum. In einem zweiten Modellschritt wird der so ermittelte Kraftwerkspark übernommen und jedes Jahr im Stundenraster berechnet. Dabei wird der konkrete Kraftwerkseinsatz feiner modelliert und weitere Aspekte, wie z. B. Startkosten, berücksichtigt.

Im vorliegenden Zusammenhang wurde das BET-Strommarktmodell genutzt, um die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im europäischen Umfeld unter besonderer Berücksichtigung des deutschen Kernenergieausstiegs und des parallelen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu bestimmen. Neben der Bestimmung von Umfang und Beschaffenheit der für eine Versorgungssicherheit erforderlichen Neubau-Kapazitäten durch das Modell wurden insbesondere die wirtschaftlichen Anreize des bestehenden Marktes für den Neubau ausgewählter Kraftwerkstechnologien kritisch analysiert.

2.2 Parameter und Szenarien

2.2.1 Betrachtungszeitraum

Die vorliegende Untersuchung wurde für den Zeitraum 2012 bis 2030 angestellt. Eine Ausweitung auf Jahre, die weiter in der Zukunft liegen, macht die Nutzung weiterer Prognosen und Annahmen notwendig, die mit dem Zeitabstand naturgemäß immer unsicherer werden. Da außerdem die fundamentalen Parameter des Marktes (politische Entscheidungen über Marktdesign, EE etc.) auf lange Sicht unbekannt sind, wurde der Betrachtungshorizont nicht weiter ausgeweitet.

2.2.2 Preisentwicklung

Die kurzfristige Entwicklung der Brennstoffpreise (bis 2015) orientiert sich an den Terminmarktpreisen. Langfristig (ab 2020) werden die Preisprognosen des World Energy Outlook 2010 der International Energy Agency (IEA, 2010) zugrunde gelegt. Mittelfristig (2016-2019) wird zwischen den Termin- und den Prognosepreisen interpoliert.

Darüber hinaus werden für die verschiedenen Modellregionen spezifische Transportkostenaufschläge berücksichtigt.

2.2.2.1 Wechselkurs

Die zugrunde gelegten langfristigen Brennstoffpreisprognosen des World Energy Outlook 2010 sind in US-\$ notiert, die Kosten des BET-Strommarktmodells werden aber in Euro angegeben. Der im Modell verwendeten Brennstoffpreisentwicklung liegt die Annahme zugrunde, dass der Wechselkurs von derzeit 1,46 \$/€ moderat auf 1,54 \$/€ in 2030 ansteigt, s. Abbildung 2. Eine Inflation muss vorliegend nicht angenommen werden, da sowohl das BET-Strommarktmodell als auch die verwendeten Prognosen in realen Preisen rechnen.

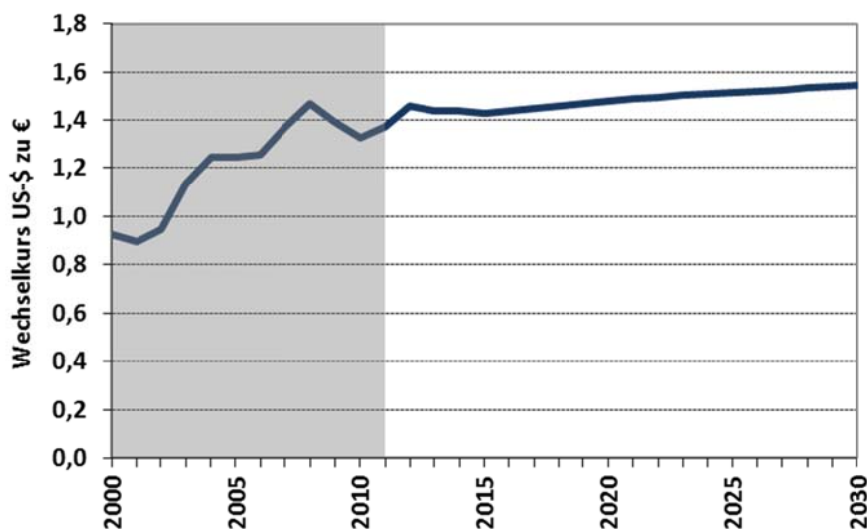


Abbildung 2: Wechselkursentwicklung US-\$ zu € (eigene Berechnung auf Basis von Terminmarkt, (Reuters, 2011))

2.2.2.2 Rohöl

In Anlehnung an die Brennstoffpreisannahmen des World Energy Outlook 2010 wird ein Anstieg des Rohölpreises auf 42 € je Hektoliter bis zum Jahr 2020 und bis zum Jahr 2030 ein verhaltener kontinuierlicher Anstieg des Rohölpreises auf gut 45 € je Hektoliter angenommen, s. Abbildung 3.

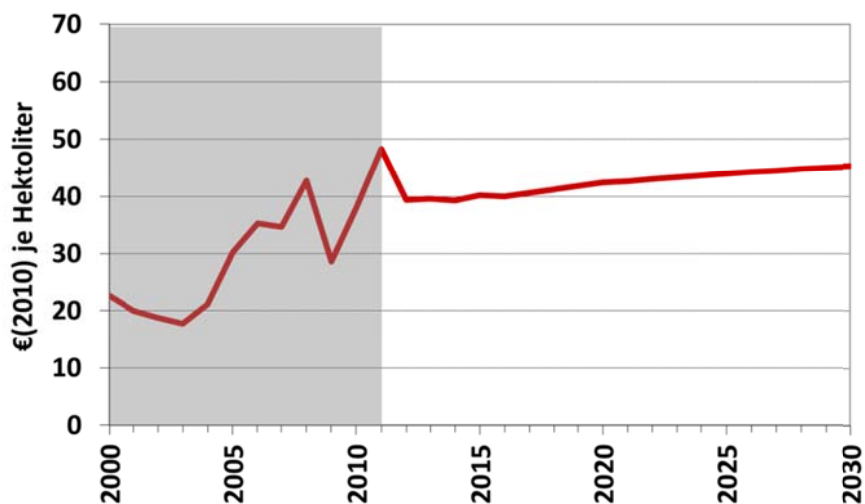


Abbildung 3: Entwicklung der Rohölpreise (eigene Berechnung auf Basis von Terminmarkt, (IEA, 2010))

2.2.2.3 Steinkohle

Bis zum Jahr 2020 wird eine Stabilisierung des Steinkohlepreises auf einem – dann langfristig weitgehend konstanten – Niveau von 70 € je t angenommen, s. Abbildung 4.

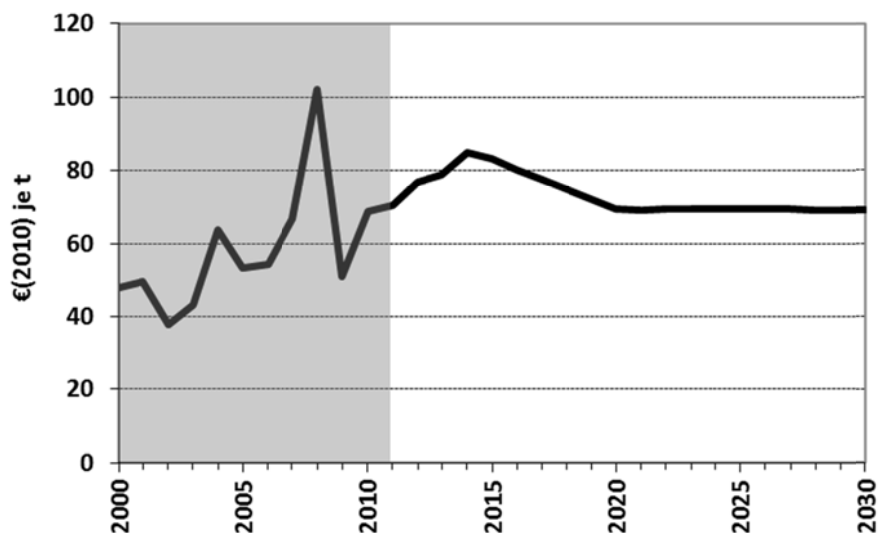


Abbildung 4: Entwicklung der Steinkohlepreise (eigene Berechnung auf Basis von Terminmarkt, (IEA, 2010))

2.2.2.4 Erdgas

Angenommen wird ein Anstieg des Erdgaspreises auf 27 € je MWh_{H0} bis zum Jahr 2020 und ein verhaltenes kontinuierliches Steigen auf knapp 29 € je MWh_{H0} bis zum Jahr 2030, s. Abbildung 5.

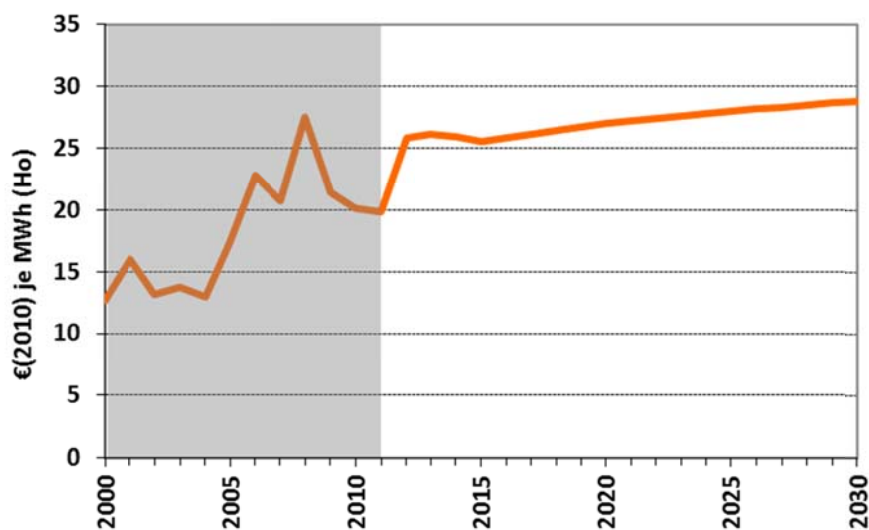


Abbildung 5: Entwicklung der Erdgaspreise (eigene Berechnung auf Basis von Terminmarkt, (IEA, 2010))

2.2.2.5 CO₂-Zertifikate

Unter Berücksichtigung der Klimaschutzbemühungen steigt der CO₂-Zertifikatspreis bis zum Jahr 2020 kontinuierlich auf 26 € je tCO₂ und bis 2030 auf rd. 30 € je tCO₂ an, s. Abbildung 6.

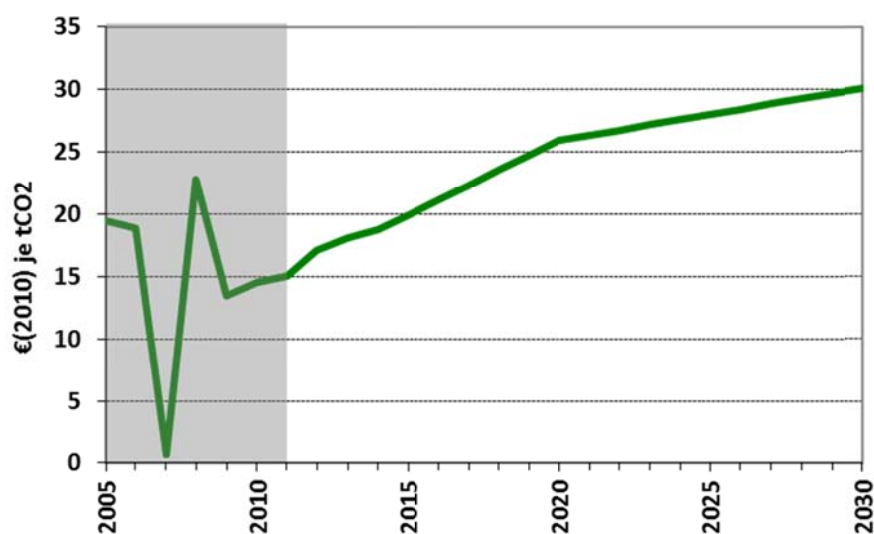


Abbildung 6: Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise (eigene Berechnung auf Basis von Terminmarkt, (IEA, 2010))

2.2.3 Ausbau Erneuerbarer Energien

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in Anlehnung an die Ausbauziele der Bundesregierung. Als Basis dienen der nationale Aktionsplan (BRD, 2006), welcher der EU vorgelegt wurde und die Ziele bis 2020 definiert, sowie den aktuellen BMU-Szenarien mit Zielen bis 2030 bzw. 2050 ((BMU, 2010), (BMU, 2011)).

Auf Basis dieser Zahlen ist eine Verdopplung des Betrags der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zwischen 2010 und 2020 und insgesamt ein Beitrag von rd. 325 TWh/a bis 2030 zu erwarten, s. Abbildung 7.

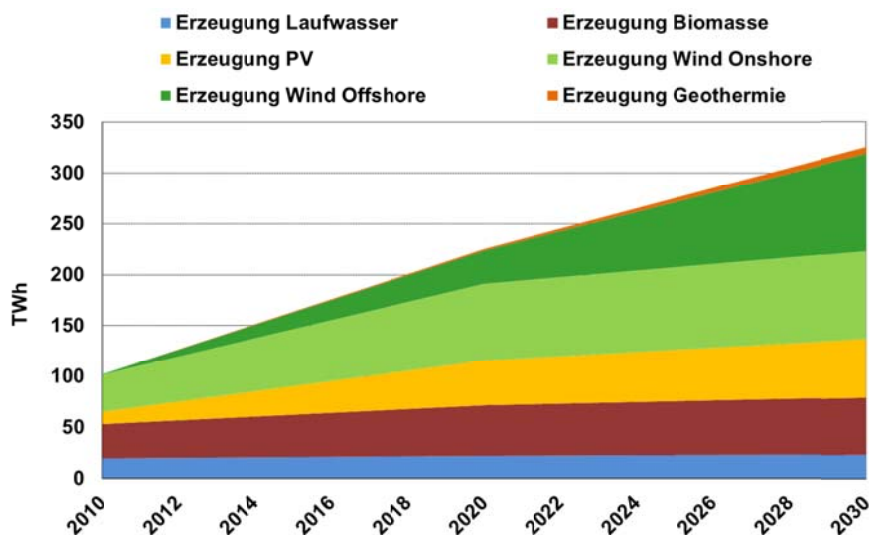


Abbildung 7: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2030 (eigene Berechnung nach (BRD, 2006), (BMU, 2010), (BMU, 2011))

2.2.4 Kraftwerkneubau

Es werden nur die bereits in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte mit einer Gesamtkapazität von rund 10,5 GW als exogene Modellvorgabe berücksichtigt.

2.2.5 Kernenergie-Nutzung¹

Für Deutschland wird grundsätzlich eine Abkehr von der im Herbst 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung und stattdessen ein mittelfristiger Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie unterstellt. Auf Basis des Kabinettsbeschlusses vom 06.06.2011 (inzwischen bestätigt durch Bundesrat und Bundespräsident) erfolgt die Annahme, dass die „7 +1“ im Moratorium bereits abgeschalteten Kraftwerke dauerhaft abgeschaltet bleiben und alle weiteren Kernkraftwerke bis spätestens 31.12.2022 vom Netz genommen werden (s. Abbildung 8) (Bundesregierung, 2011).

¹ Die Angaben dokumentieren die zum Zeitpunkt des Modelllaufes angesetzten Werte. Eine spätere Änderung, z. B. durch politische Entscheidungen im Ausland, kann naturgemäß nicht mehr einfließen.

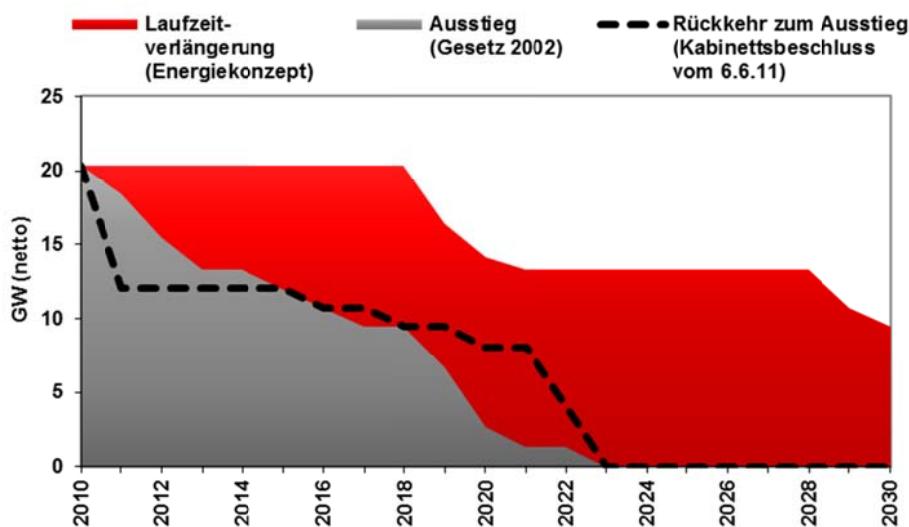


Abbildung 8: Angenommener Kernenergie-Ausstiegspfad im Basis-Szenario

Für Frankreich wurde eine Verlängerung der Laufzeiten auf 50 Jahre unterstellt, ebenso für die drei ältesten Meiler in Belgien. Für die Schweiz und die Niederlande wurde eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren angenommen. Darüber hinaus ist grundsätzlich in den Modellregionen Frankreich, Belgien, Italien und der Schweiz ein Neubau von Kernkraftwerken möglich, weiterhin wurde die Umsetzung des geplanten Neubaus in Borssele (Niederlande) angenommen.

2.2.6 Entwicklung der Stromnachfrage

Für Deutschland wird angenommen, dass die Nachfrage mittel- und langfristig auf einem Niveau von etwa 570 TWh² stagnieren wird, da die ambitionierten nationalen und europäischen Effizienzziele verfehlt und sich stattdessen Nachfrage erhöhende und senkende Effekte kompensieren werden. In den restlichen Modellregionen werden sinkende Wachstumsraten des Stromverbrauchs, aber insgesamt trotzdem ein Anstieg des Verbrauchs unterstellt.

2.2.7 Szenario „Basis“

Das BNE Basis-Szenario basiert auf dem aktuellen Best-Guess-Szenario der BET sowie den in Kapitel 2.2.1 - 2.2.6 beschriebenen Randbedingungen. Soweit nicht abweichend beschrieben, werden grundsätzlich die geltenden politischen Rahmenbedingungen als Status Quo übernommen. Ferner wird aus Klimaschutzgründen ab 2020 die CCS-Technologie für neue Kohlekraftwerke verpflichtend vorgeschrieben.

² Orientierungswert hierfür sind die Zahlen der AG Energiebilanzen, die für 2008, also das letzte von der Wirtschaftskrise unbeeinflussten Jahr, einen Nettostromverbrauch von 538,1 TWh sowie Netzverluste von 30,1 TWh angibt, also in Summe 568,2 TWh (vgl. (AG Energiebilanz e.V., 2011)). Der Pumpstrom bleibt als Modellvariable hierbei unberücksichtigt.

2.2.8 Szenario „Sinkende Last“

Die Entwicklung der Nachfrage hat einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der vorzuhaltenden Erzeugungskapazitäten und damit auf die langfristige Entwicklung von Kraftwerksparks und Merit Order und folglich auf die resultierenden Strompreise. Diese wiederum beeinflussen signifikant die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerkstypen.

Die Nachfrageentwicklung stellt damit eine wesentliche Einflussgröße dar, eine „realistische“ Prognose ist jedoch schwierig, da aus technischer Sicht ein großes Wachstumspotential neuer (zusätzlicher) Technologien einerseits einem erheblichen (absoluten) Einsparpotential durch Effizienzerschließung andererseits gegenübersteht. Dabei wirken Mengeneffekte, z. B. die steigende Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten und "neuen" Anwendungen wie Klimaanlage, sowie Substitutionseffekte mit Einfluss auf den Stromverbrauch, z. B. der Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen und der Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Elektromobilität, tendenziell nachfragesteigernd. Nachfragesenkend wirkt hingegen, neben sinkenden Bevölkerungszahlen und einer Verlagerung der Wirtschaft zu weniger energieintensiven Industrien, vor allem die Erschließung bestehender Effizienzpotentiale, deren Umfang jedoch erheblich von der (zukünftigen) Ausgestaltung des Gesetzesrahmens abhängig ist.

Aus heutiger Sicht erscheint eine deutliche Senkung der Nachfrage in den nächsten Jahren, wie sie das Energiekonzept der Bundesregierung vorsieht, ausgesprochen ambitioniert, da die genannten lastsenkenden Einflussfaktoren nach Einschätzung der Gutachter nicht in der Lage sein werden, die laststeigernden deutlich überzukompensieren. Allerdings ist eine solche – aus Klimaschutzsicht sicherlich wünschenswerte – Entwicklung aus den dargelegten Gründen zumindest theoretisch bzw. in Ansätzen möglich. In einem zweiten Szenario sollen daher die Effekte einer sinkenden Nachfrage gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung untersucht werden.

Tendenziell fallen in diesem Szenario sowohl der zur Lastdeckung erforderliche Kapazitätsbedarf als auch die Strompreise etwas niedriger aus. Die wirtschaftliche Situation von Kraftwerks-Neubauprojekten wird sich damit eher ungünstiger darstellen als im Basis-Szenario. Da die Reduktion der Nachfrage gemäß Energiekonzept (-10 % bis 2020, -25 % bis 2050 gegenüber 2008) als die unter sehr günstigen Bedingungen maximal umsetzbare Potentialerschließung angesehen werden kann, wird in diesem Szenario ein Grenzfall für die Wirtschaftlichkeit neuer Kraftwerksprojekte untersucht. Von einer zusätzlichen Analyse der Effekte eines stärkeren Ausbaus der Erneuerbaren Energien innerhalb dieses Szenarios wurde abgesehen, da diese Variation sich prinzipiell ähnlich wie eine Lastsenkung auswirken würde.

Prinzipiell gilt: Sollte die Last stärker als in einem Szenario angenommen zurückgehen, ist dies gleichbedeutend mit einer Senkung der Nachfrage, senkt tendenziell die Volllaststunden der Erzeugungseinheiten und verschlechtert somit die Situation der Bestandsanlage bzw. die Wirtschaftlichkeit der Investition. Zugleich sinkt allerdings auch der Bedarf an Erzeugungskapazität.

2.3 Ergebnisse

2.3.1 Szenario „Basis“

Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum (s. Abbildung 9) zeigt einen mittel- bis langfristig nahezu konstanten Kapazitätssockel³ mit hoher Verfügbarkeit⁴ (Summe der Kernenergie-, Kohle- und Gaskraftwerke). Kurzfristig (bis etwa 2020) können dagegen noch etwa 10 GW an bestehenden Kapazitäten abgebaut werden. Hierbei handelt es sich neben den Kernkraftwerken im Wesentlichen um alte Kohle- und Ölkraftwerke (s. Abbildung 10). Darüber hinaus ist ein erheblicher Leistungszuwachs bei den Erneuerbaren Energien erkennbar (gemäß Vorgabe).

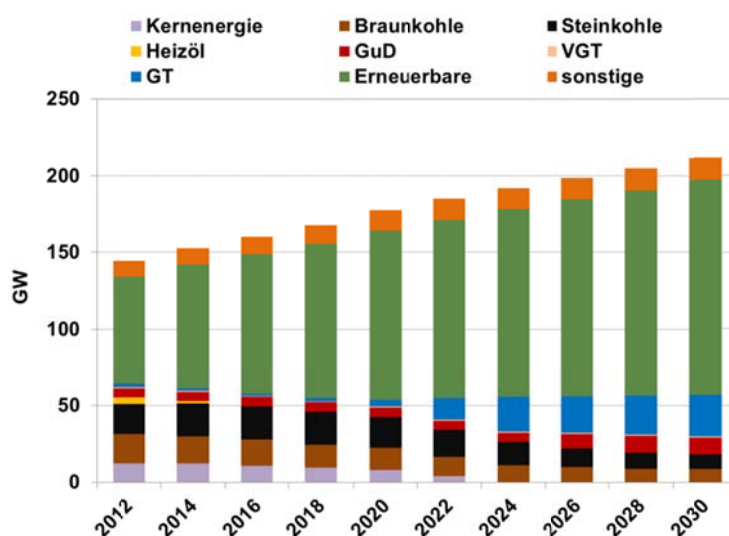


Abbildung 9: Entwicklung der Kraftwerksleistung nach Erzeugungstechnologien im Basis-Szenario

Stillgelegte Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie Kernkraftwerke werden im Basis-Szenario durch neue, flexible⁵ Kapazitäten ersetzt: Modellendogen werden ausnahmslos Gaskraftwerke – mittelfristig zunächst Gasturbinen und erst ab Mitte 2020 auch GuD-Kraftwerke – zugebaut.

³ Die in der Graphik ausgewiesene Quantität von etwa 55-58 GW umfasst nicht den gesamten Erzeugungspark, sondern den im Modell endogenisierten Anteil, also die strompreisgeführten Anlagen. Nicht in diesem Sockel sondern oben als orange Säule dargestellt sind z. B. industrielle Erzeuger, die prozessgeführt fahren, KWK, Müllverbrennung, Gruben- und andere Gase etc. Im Gegensatz zu den vom Modell eingesetzten Kraftwerken tragen diese in Abhängigkeit von der Saison (im Winter stärker als im Sommer) zur Lastdeckung bei. Die EE-Anlagen werden als stündliche Zeitreihe ins Modell eingebracht, um so der stochastischen Einspeiseganglinie Rechnung zu tragen.

⁴ Die Abgrenzung bezüglich der Verfügbarkeit differenziert vor allem zu den Erneuerbaren, die zu einem wachsenden Anteil fluktuierend (nach Wind- und Strahlungsdargebot) einspeisen und daher eine deutlich geringere Verfügbarkeit haben.

⁵ Unter flexiblen Erzeugungseinheiten werden solche subsummiert, die von ihren technischen Fähigkeiten im Stande sind, raschen Laständerungen zu folgen bzw. schnell aus dem Stillstand in den Betrieb zu wechseln. Heute sind dies zum einen viele hydraulische Kapazitäten, zum anderen moderne Gas GuD-Kraftwerke. Auch manche moderne Kohlekraftwerke erfüllen solche Flexibilitätsanforderungen.

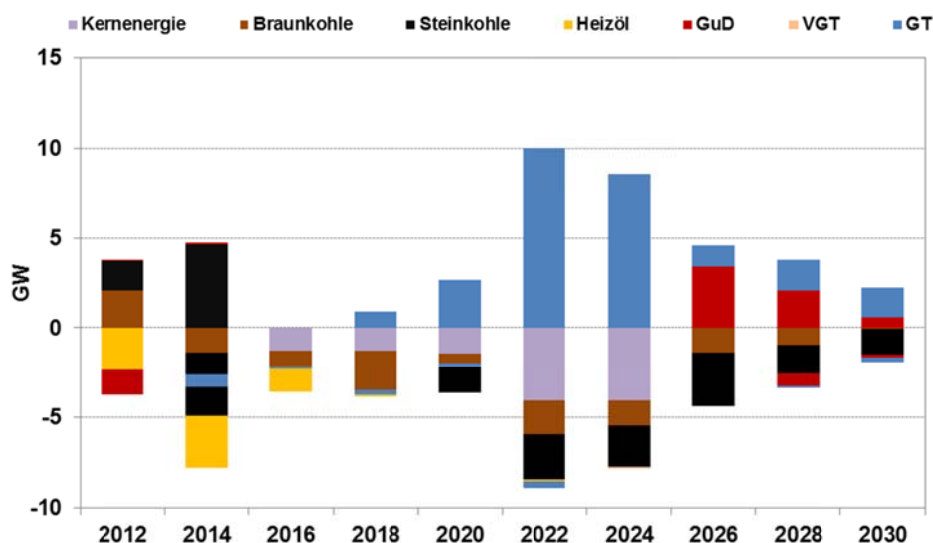


Abbildung 10: Kraftwerks-Zubau und Stilllegungen im Basis-Szenario (ohne Netzrestriktionen in Deutschland)

Der Zubau von Gasturbinen von in Summe rund 30 GW dient in diesem Fall überwiegend der Kapazitätsvorhaltung, da die Anlagen nur sehr geringe Volllaststunden⁶ aufweisen und keinen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten (s. Abbildung 11). Zur Bereitstellung dieser Kapazitäten wählt das Modell folglich die Erzeugungstechnologie mit den günstigsten Investitionen. Die Modellreaktion „Zubau Gasturbinen (GT)“ bedarf allerdings einer Erläuterung: Wie ausgeführt sind GT diejenige Technologie, die im Möglichkeitenraum des Modells die geringsten Investitionskosten aufweisen. Leistungsbedarf, dem kein oder wenig Erzeugung gegenüber steht, wird daher durch GT gedeckt. In der Realität existieren Alternativen zu dieser Reaktion. Ein Teil der Kapazität könnte z. B. durch Verlagerung geeigneter Lasten bereitgestellt werden (DSM). Ebenso könnten Pumpspeicher die Funktion übernehmen, sofern sie hinzu gebaut würden. Weitere nationale Möglichkeiten sind nicht auszuschließen.

Aus technischer Sicht wären auch internationale Hilfestellungen denkbar. Eine Abhängigkeit der deutschen Versorgungssicherheit von ausländischen Erzeugungsanlagen ist aber nach derzeitigem Stand der politischen Diskussion eher unerwünscht. Die Modellgleichungen sind daher so formuliert, dass die Leistungsvorhaltung im Inland erfolgen muss.

Die Aussage des Modells lautet also zusammengefasst nicht „Wir brauchen Gasturbinen!“ sondern eher „Wir brauchen Kapazität!“.

Die Quantität bezieht sich auf die beschriebene, deutschlandweite Betrachtung, die engpassfreie Transporte innerhalb Deutschlands annimmt. Aus regionalen Versorgungsknappheiten heraus kann es daher zu weiteren, hier nicht quantifizierten Bedarfen kommen (etwa in

⁶ Die Volllaststunden sind über die Jahre unterschiedlich, sind aber durchgehend so gering (< 50 h/a), dass eine Rentabilität des Kraftwerks am Spotmarkt als nicht gegeben angesehen werden kann.

Nordbayern), was vor allem von Umfang und Zeitpunkt notwendiger Netzerweiterungen abhängt.

Die ab Mitte der 2020er Jahre benötigten Mittellast-Kapazitäten werden dagegen durch neue GuD-Kraftwerke abgedeckt.

Exkurs: GuD versus Kohle CCS

Wie in Kap. 2.2.7 dargelegt, ist es dem Modell nicht erlaubt, nach 2020 Kohlekraftwerke ohne CCS-Technologie zu errichten, da dies vor dem aktuellen politischen Hintergrund als höchst unwahrscheinlich angesehen werden muss. Die Kohletechnologie mit CCS ist mit höheren Investitionskosten und geringeren Wirkungsgraden behaftet und steht daher im Vergleich ungünstig da. Vor dem Hintergrund sinkender Vollbenutzungsstunden baut das Modell in dieser Konstellation eher GuD-Kapazitäten zu. Ohne die Verpflichtung zum CCS würden – je nach Szenario und Brennstoffparametern – stattdessen womöglich Kohle-KW gebaut.

Bezüglich der wirtschaftlichen Situation von Bestands- und Neubauanlagen stellt diese Betrachtung den günstigen Fall dar, denn ohne die skizzierte Vorgabe (CCS-Pflicht) würden die möglicherweise folgenden Kohlekraftwerke durch ihre geringeren kurzfristigen Grenzkosten den Strompreis eher senken. Dies würde eine Lücke im Deckungsbeitrag von Bestands- und Neubauanlagen vergrößern. Eine Unterdeckung, wie sie im Folgenden analysiert wird, würde also ohne Vorgabe von CCS tendenziell größer ausfallen, die Betrachtung ist mithin konservativ.

Insgesamt sinkt die residuale Last⁷ kontinuierlich, bedingt durch den steigenden Beitrag Erneuerbarer Energien. Gleichzeitig sinkt der Bedarf an klassischen Grundlastkapazitäten, stattdessen werden flexible Mittel- und Spitzenlastkapazitäten benötigt, die vom Modell als Gasturbinen und GuD-Kraftwerke zugebaut werden. Über den Betrachtungszeitraum verändert sich aus diesem Grund auch der verbleibende fossil-nukleare Energiemix deutlich zugunsten von Erdgas.

⁷ Residuale Last: Hierunter versteht man den Anteil der Last, der durch die vom Modell eingesetzten Kraftwerke zu decken ist. Liegt – in einem vereinfachten Beispiel – die Last in einer bestimmten Stunden bei 100 MW, die Einspeisung aus KWK-Anlagen bei 10 MW und die aus EE-Anlagen (Wind, PV...) bei weiteren 35 MW, wären die verbleibenden 55 MW als „residuale Last“ durch modellendogene Kraftwerke oder Importe zu decken.

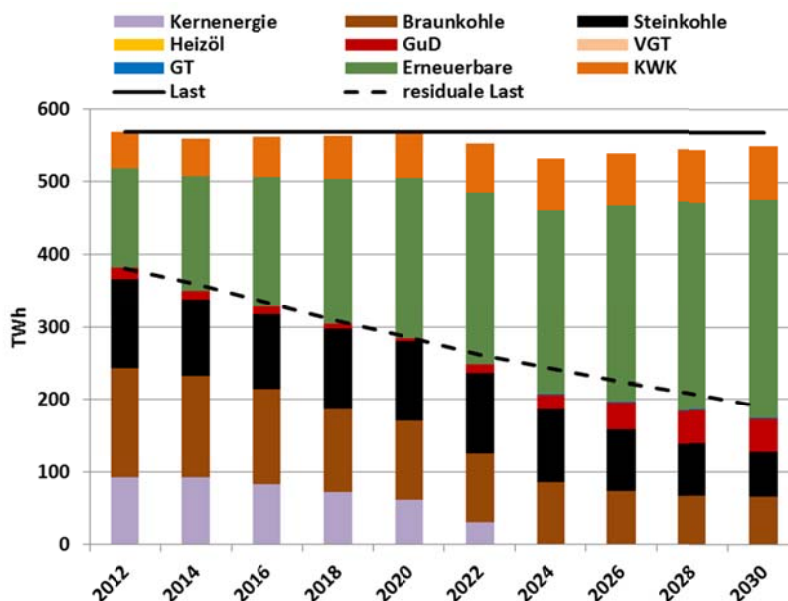


Abbildung 11: Entwicklung der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien im Basis-Szenario

Die Strompreise sinken im Basis-Szenario leicht bis 2016. Dies ist auf eine sinkende Residuallast und noch vorhandene Überkapazitäten zurückzuführen, die sukzessive abgebaut werden, d. h. in den kommenden Jahren sind noch verstärkt Kraftwerke mit vergleichsweise günstigen kurzfristigen Grenzkosten preissetzend. Die Preise erreichen erst nach 2020 wieder das heutige Preisniveau und steigen danach deutlich an.

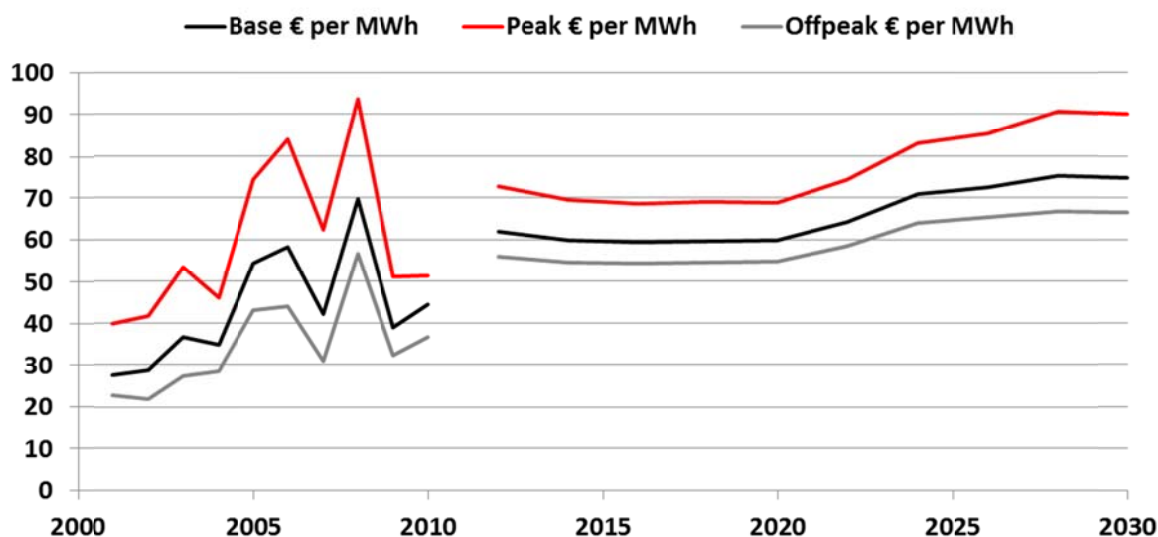


Abbildung 12: Preisentwicklung im Basisszenario

Einordnung der BNetzA-Szenarien zum Netzentwicklungsplan

Die im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 von der BNetzA vorgeschlagenen Annahmen sind qualitativ in einer ähnlichen Größenordnung wie das hier vorgestellte

Basisszenario. Szenarienvergleiche führen aus systematischen Gründen (Anteil der veröffentlichten Daten, zu Grunde liegende Annahmen, Abgrenzungen verschiedener Technologien etc.) stets zu Unterschieden, so auch hier: Z. B. wird von der BNetzA in allen 3 Szenarien angenommen, dass die Kernenergie 2022 keinen Beitrag mehr leistet, obwohl sie theoretisch zum Teil bis Ende 2022 eine Betriebserlaubnis hätte. Des Weiteren wird die Lebensdauer von konventionellen Kraftwerken mit 50 Jahren angenommen, was zu einem langsameren ‚Leistungsschwund‘ führt. Die Realisierung aller geplanten Pumpspeicher ist ein weiterer Punkt, der zu leicht unterschiedlichen Ergebnissen beiträgt. Insgesamt können die Ansätze aber als vergleichbar bezeichnet werden.

2.3.2 Szenario „Sinkende Last“

Im Vergleich mit dem Basis-Szenario werden hier, bedingt durch den Lastrückgang um etwa 10 % bis 2020, erst einige Jahre später und insgesamt deutlich weniger neue Kraftwerkskapazitäten benötigt. Auch im Szenario „Sinkende Last“ werden stillgelegte Kohle- und Kernkraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt, allerdings ausschließlich durch Gasturbinen, die keinen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten, sondern, wie oben beschrieben, lediglich der Kapazitätsvorhaltung dienen. Der mittel- bis langfristige Bedarf an thermischer Kraftwerkskapazität reduziert sich auf gut 40 GW.

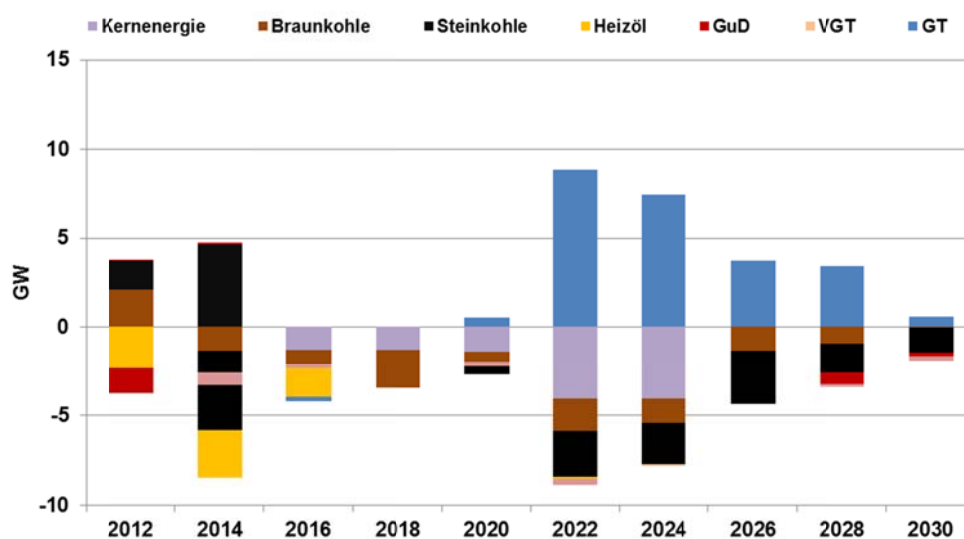


Abbildung 13: Kraftwerks-Zubau und Stilllegungen im Szenario „Sinkende Last“

Die residuale Last sinkt entsprechend stärker als im Basis-Szenario (s. Abbildung 14), was die Absatzmöglichkeiten der thermischen Kraftwerke weiter reduziert.

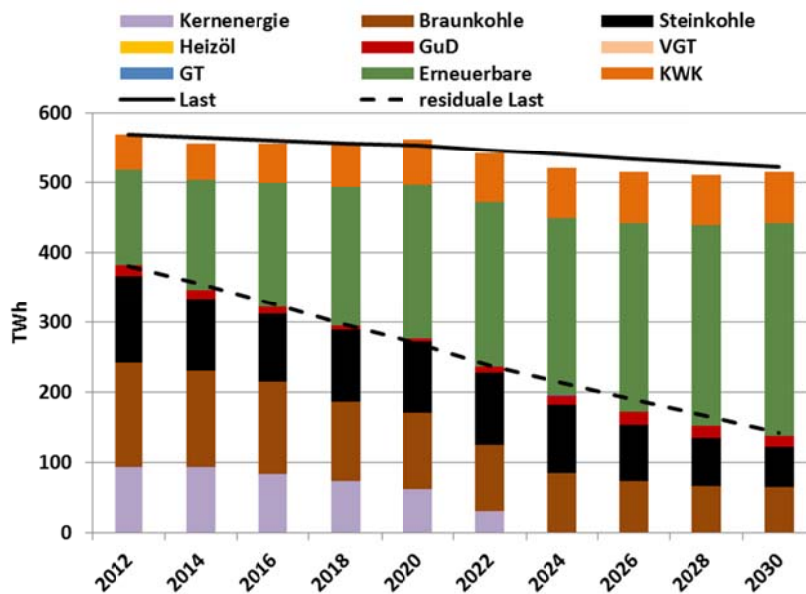


Abbildung 14: Entwicklung der Kraftwerkserzeugung nach Erzeugungstechnologien im Szenario „Sinkende Last“

Die Strompreise im Szenario „Sinkende Last“ liegen mittel- bis langfristig deutlich unter denen des Basis-Szenarios, da Kraftwerke mit geringeren kurzfristigen Grenzkosten häufiger preissetzend sind.

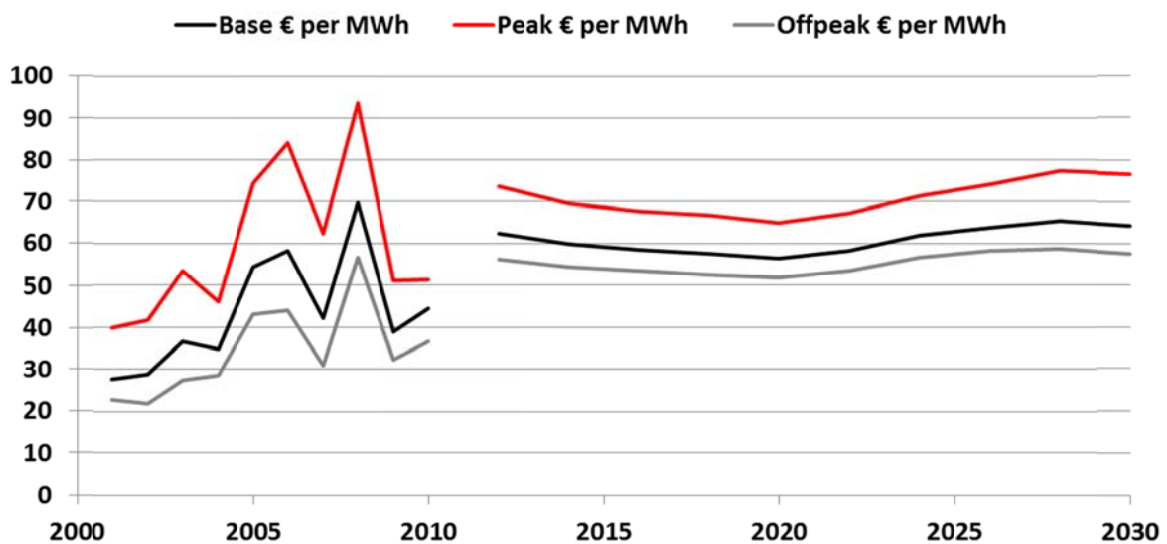


Abbildung 15: Preisentwicklung im Szenario „sinkende Last“

3 Wert einer Investition im heutigen Marktdesign

3.1 Bewertung gegenüber Spotmarkt

3.1.1 Klassischer Ansatz (deterministischer Ansatz)

Bei der klassischen Bewertung gegenüber dem Spotmarkt erfolgt eine 100%ige Vermarktung des Kraftwerks am Spotmarkt zu seinen kurzfristigen Grenzkosten (kGK). Dabei wird der stündliche Spotmarktpreis als alleinige Bewertungsgrundlage angesetzt: Liegen die kGK des betrachteten Kraftwerks unterhalb des Spotmarktpreises, produziert das Kraftwerk in der entsprechenden Stunde, liegen die kGK dagegen über dem Spotmarktpreis, wird das Kraftwerk nicht betrieben (s. Abbildung 16). Unter Berücksichtigung bestimmter, den Kraftwerksbetrieb einschränkenden Randbedingungen (z. B. Mindest-Stillstandzeiten, geplante bzw. ungeplante Ausfallzeiten) ergeben sich die jährlichen Vollbenutzungsstunden sowie der erzielbare Deckungsbeitrag für das Kraftwerk. Dabei unterstellt die modellgestützte Kraftwerkseinsatzoptimierung perfekte Voraussicht, d. h. unter bestimmten Umständen würde ein Kraftwerk trotz kurzfristiger Verluste (Spotpreise < kGK) weiterbetrieben, sofern sich eine Betriebsunterbrechung aufgrund hoher Spotmarktpreise in den Folgestunden insgesamt als ungünstig darstellt.

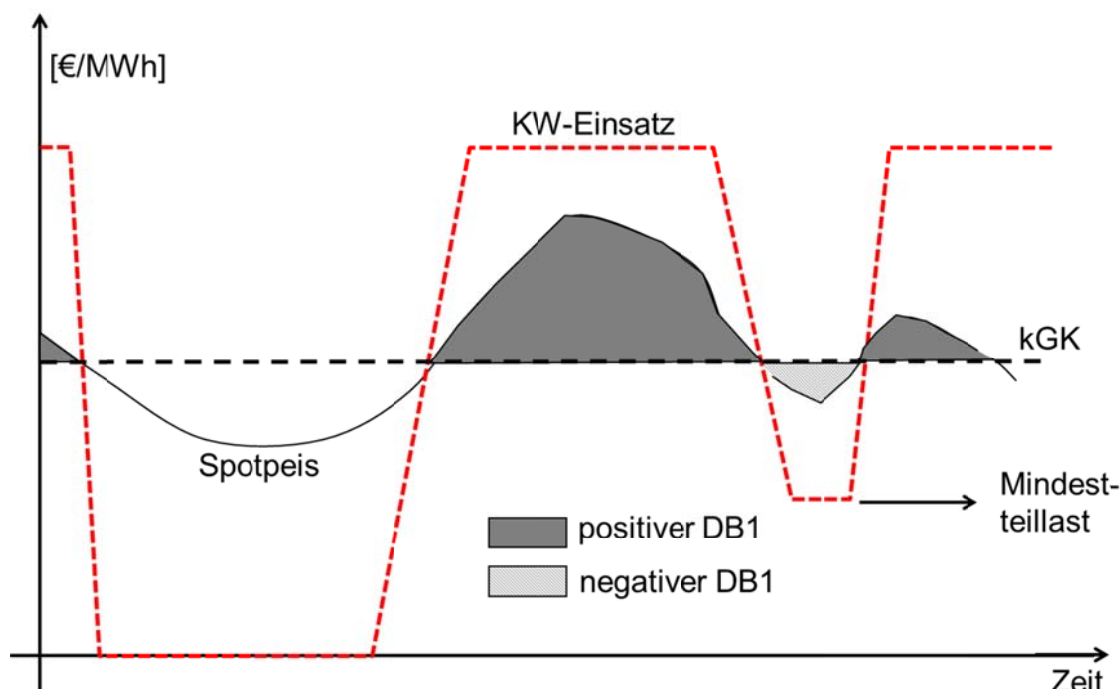


Abbildung 16: Betrieb und Vermarktung des Kraftwerks am Spotmarkt (Prinzipiskizze)

Die zur Bewertung angesetzten Spotmarktpreise ergeben sich aus dem auf der Grenzkostentheorie basierenden BET-Strommarktmodell. Dieses ermittelt für jede Stunde des Be-

trachtungszeitraums die kurzfristigen Grenzkosten (kGK) des preissetzenden Kraftwerks in der Merit Order als (unteren) Wert für den Spotmarktpreis.

Bei der deterministischen Bewertung werden die eigentlich ex ante unsicheren Größen der Zukunft (z. B. Brennstoffpreisentwicklungen, Last, Einspeisung der Erneuerbaren Energien, ungeplante Kraftwerksausfälle) anhand *genau eines Pfades* bewertet. Der Unsicherheit in der Vorhersage der Parameter kann dabei durch die Berechnung mehrerer Szenarien, Rechnung getragen werden.

Der Wert eines Kraftwerks berechnet sich somit vereinfacht dadurch, dass das Kraftwerk fiktiv an einer (einzigen) Prognose der Spotpreise entlang optimal eingesetzt wird. Dies führt unter Berücksichtigung der kurzfristigen Grenzkosten zu Deckungsbeiträgen (DB1⁸), welche mit Hilfe eines Businessplanes den fixen Kosten (Kapitaldienst / fixe Betriebskosten) gegenüber gestellt werden können. Auf dieser Weise kann die Rentabilität des eingesetzten Kapitals ermittelt werden.

3.1.2 Realloptionalität des Kraftwerks (stochastischer Ansatz)

Ein erweiterter Ansatz besteht darin, die unsicheren Parameter nicht durch Szenarien zu beschreiben, sondern ihre Unsicherheit direkt in der Bewertung zu berücksichtigen. Der stochastische Ansatz berücksichtigt daher mögliche Schwankungsbreiten dieser Parameter.

Prinzipiell erfolgt die Bewertung ähnlich wie im klassischen Ansatz: den kurzfristigen Grenzkosten des betrachteten Kraftwerks steht ein Spotmarktpreis gegenüber, die Differenz bestimmt – neben technischen Randbedingungen - über Betrieb und Vermarktung oder Nicht-Betrieb des Kraftwerks. Im Gegensatz zum deterministischen Ansatz, bei dem genau ein Pfad der zukünftigen Entwicklungen betrachtet wird, werden nun aber viele (z. B. 1.000 oder 5.000 einzelne „Szenarien“ betrachtet, in dem die Eingangsparameter im Rahmen ihrer statistischen Eigenschaften variiert und kombiniert werden.

Diese möglichen Kombinationen führen in manchen Fällen zu positivem DB1, in manchen Fällen aber auch zu negativem DB1. Unter der Realloptionalität des Kraftwerks versteht man prinzipiell die Möglichkeit (Option), den negativen DB1 nicht zu realisieren, indem das Kraftwerk ausgeschaltet ist.

Zieht man diesen Umstand mit in Betracht, wird neben dem Wert der zu einem ganz bestimmten Pfad der zukünftigen Preise gehört („innerer Wert“) ein weiterer Wertbestandteil erkennbar: Der sog. „Zeitwert“ quantifiziert eben diese aus der Entscheidungsfreiheit des Kraftwerksbetreibers und der Unsicherheit der Eingangsgrößen und deren Kombination erwachsende Chance.

Diese zusätzlichen Wertbestandteile sind vor allem für flexible Kraftwerke von wachsender Bedeutung, da die Unsicherheit der Parameterannahmen durch externe Einflüsse, wie die zunehmende Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, ebenfalls zunehmen.

⁸ DB1: Deckungsbeitrag 1, hier: Erlöse am Spotmarkt abzüglich kurzfristiger Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes (Brennstoff etc.)

Eine Einbeziehung dieses Wertbestandteils in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und damit in die Investitionsentscheidung findet bei den Investoren nach vielfacher Erfahrung der Gutachter derzeit nur in seltenen Fällen statt. Über die Gründe kann an dieser Stelle nicht abschließend geurteilt werden, ein Aspekt besteht wohl in der Abkehr von bisher gebräuchlichen Bewertungsmethoden und in der Vermutung, die ausgewiesenen Wertbestandteile seien unsicher. Ein Anreiz, der aus dieser Komponente abzuleiten ist, entfaltet jedenfalls derzeit offenbar keine umfassende Wirkung im Markt. Daher ist die Komponente für die Frage, ob ausreichende Anreize bestehen, im Weiteren unberücksichtigt geblieben.

3.2 Märkte für Regelenergie

Um Stromangebot und –nachfrage im Gleichgewicht zu halten und Prognoseungenauigkeiten auszugleichen, bedarf es der Regelenergie. Der steigende Anteil volatiler Erzeugung verschärft diesen Aspekt zunehmend. Die drei vorhandenen Regelenergiearten - Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung - unterliegen verschiedenen technischen Anforderungen. Durch die Spezifizierung auf z. B. Laständerungsgeschwindigkeit sind nicht alle Energieerzeuger befähigt, am Regelenergiemarkt zu partizipieren. Unter anderem durch diese Einschränkungen ergibt sich eine relativ kleine Anzahl von Marktteilnehmern. Der Umstand, dass der Markt nach dem pay-as-bid-Verfahren arbeitet, also der Bieter seinen Gebotspreis erstattet bekommt und nicht etwa einen markträumenden, einheitlichen Preis, machen das Marktgeschehen weniger planbar, da die strategischen Überlegungen der Bieter in das Gebot Eingang finden.

Des Weiteren wurde das Marktdesign des Regelenergiemarktes in den letzten Jahren immer wieder angepasst; seit Juni 2011 ist z. B. die Umstellung von monatlichem auf wöchentlichen Vergabe-Rhythmus bei Sekundärregelung erfolgt. Solche regulatorischen Eingriffe haben einen erheblichen Einfluss auf die Preisentwicklung, sind jedoch schwer zu kalkulieren. Eine Prognose – oder gar eine fundamentale Modellierung - von Regelenergiepreisen erscheint in diesem Zusammenhang äußerst schwierig und nur in Grenzen belastbar.

Des Weiteren ist das gehandelte Volumen am Regelenergiemarkt vergleichsweise klein und der Aufwand relativ hoch, so dass dieser Umstand eine Teilnahme unattraktiver macht. Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine Vorhaltung von Leistung für den Regelenergiemarkt betriebliche Konsequenzen und damit Einschränkungen bei der freien Platzierung des Kraftwerks am Sportmarkt nach sich zieht.

Auf Grund der schlechten Prognostizierbarkeit, des hohen Teilnahmeaufwandes, des oligopolistischen Charakters, zusammenfassend, der unsicheren Erfolgsaussichten, wird der Regelenergiemarkt von Kraftwerksbetreibern häufig als Möglichkeit auf einen Zusatz Erlös gesehen. Von Investoren wird er – nach vielfacher Erfahrung der Gutachter - in der Regel nicht als fest planbarer Bestandteil der Investitionsentscheidung wahrgenommen. Entsprechend der Ausführungen zu Realoptions-Wert des Kraftwerks (vgl. 3.1.2) kann er daher jedenfalls derzeit offenbar keine umfassende Wirkung im Markt entfalten und bleibt im Weiteren für die Beurteilung der Anreize unberücksichtigt.

3.3 Der Terminmarkt

Am Terminmarkt werden Stromlieferungen (ebenso wie Brennstoffe, CO₂-Zertifikate u.v.a.) für die nächsten Monate und Jahre zu sich heute einstellenden Preisen gehandelt. Mit einer Vermarktung seiner Erzeugungsmengen am Terminmarkt kann ein Kraftwerksbetreiber seine erwarteten Ertragswerte absichern, indem er gleichzeitig mit dem Verkaufsgebot für Strom ein Kaufgebot für Brennstoff und CO₂-Zertifikate einstellt. Der Handel am Terminmarkt verfolgt das Ziel, das Risiko von Preisschwankungen zu verringern, in dem die Akteure schon heute einen Teil der Vermarktungsmenge handeln. Durch dieses Verfahren bekommt das Gesamtportfolio des Händlers eine sichere Komponente und die Gesamtunsicherheit sinkt. Diese als ‚Hedging‘ bezeichnete Vorgehensweise ist die Hauptmotivation am Terminmarkt zu partizipieren. Darüber hinaus enthält der Terminmarktpreis eine Risikoprämie, da ein zukünftiger Preis heute fixiert wird.

Die Vermarktung am Terminmarkt kann im Weiteren über eine nachträgliche Spotvermarktung optimiert werden. Wenn die potentiellen Erzeugungsmengen am Terminmarkt aufgrund negativer Spreads nicht vermarktet wurden, der Spotmarktpreis jedoch oberhalb der kGK des Kraftwerks liegt, so kann das Kraftwerk seinen Strom zu diesen Zeiten am Spotmarkt verkaufen. Liegt umgekehrt für einen Zeitraum, an dem das Kraftwerk Lieferverpflichtungen am Terminmarkt erfüllen muss, der Spotmarktpreis unterhalb der kGK des Kraftwerks, so kann der Kraftwerksbetreiber die am Terminmarkt vermarktete Strommenge am Spotmarkt kaufen und am Terminmarkt verkaufen, ohne das Kraftwerk zu betreiben, und sich damit eine größere Marge sichern. Grundsätzlich sind dabei einschränkend die technischen Restriktionen (Flexibilität) des Kraftwerks zu berücksichtigen.

Aus diesen Vermarktungsoptionen ergibt sich unter bestimmten Randbedingungen ein Mehrertrag für den Kraftwerksbetreiber, verglichen mit der reinen Bewertung gegenüber dem Spotmarkt. Dieser Mehrertrag ist jedoch mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet. Zum einen unterliegen die Terminmarktpreise ständigen Schwankungen, woraus sich die Chance (und damit gleichzeitig auch das Risiko) auf ein höheres (niedrigeres) Preisniveau im Vergleich zum späteren Spotmarktpreis ergibt. Zum anderen ergeben sich aus den Preisschwankungen Chancen auf einen höheren Deckungsbeitrag bei einer kontinuierlichen Kraftwerksvermarktung. Darüber hinaus ist auch der Zeitraum, für den Terminmarktpreise vorliegen für eine Berücksichtigung dieses Marktes im Rahmen einer Kraftwerks-Investitionsentscheidung nicht ausreichend. I.d.R. entspricht er etwa der Vorlaufzeit, die für Planung, Genehmigung und Bauzeit des zu bewertenden Kraftwerks anzusetzen ist. Für den eigentlichen Betrachtungszeitraum (20-30 Jahre ab Inbetriebnahme) liegen aber keine Terminmarktpreise vor, die in die Bewertung einfließen könnten. (Vgl hierzu auch später, Kap. 5.2.3)

3.4 Der Intradaymarkt

Am Intradaymarkt können auch nach Schluss des Day-Ahead-Handels (Spotmarkt) noch kurzfristige Kontrakte geschlossen werden. Dies ermöglicht prinzipiell eine weitere Opti-

mierung der Kraftwerksvermarktung, welche insbesondere bei flexiblen Kraftwerken zu einer Erhöhung des Deckungsbeitrags führen kann.

Falls aufgrund eines zu geringen Preises im ersten Schritt keine Vermarktung am Spotmarkt stattfindet, besteht im zweiten Schritt die Möglichkeit, die Erzeugungsmengen am Intradaymarkt zu verkaufen, sofern der Preis hier oberhalb der kGK des Kraftwerks liegt. Liegt der Spotmarktpreis dagegen über den kGK, so erfolgt bereits im ersten Schritt eine Vermarktung am Spotmarkt. Sofern der Preis am Intradaymarkt nun unter die kGK sinkt, kann die am Spotmarkt verkaufte Strommenge am Intradaymarkt zurückgekauft werden. Der Rückkauf am Intraday-Markt ist in diesem Fall für den Kraftwerksbetreiber günstiger als die eigene Produktion, das Kraftwerk produziert folglich nicht. Diese Darstellung ist vereinfachend: Natürlich gelten auch hier weitere Parameter, die den Kraftwerkseinsatz und dessen Optimierung bestimmen (Anfahrkosten, Mindestteillastverhalten, Wirkungsgradverluste etc.) Vgl. hierzu auch Abbildung 16.

Mit geeigneten Handelsstrategien lässt sich auch dieser Vermarktungsansatz weiter optimieren, allerdings zeigen exemplarische Auswertungen auf Basis historischer Daten zu den Mehrerträgen für unterschiedliche Grenzkostenniveaus, dass diese Mehrerträge bei neuen Kraftwerken (d. h. Kraftwerken mit Kapitaldienst) nur einen vernachlässigbar geringen Beitrag zu deren Wirtschaftlichkeit leisten. Eine genaue Quantifizierung ist nur im Einzelfall möglich.

Darüber hinaus ist eine Prognose der zukünftigen Preisentwicklung am Intraday-Markt mit sehr großen Unsicherheiten behaftet, da auch der zukünftige Bedarf ungewiss ist. Der Zuwachs der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien könnte zu einem wachsenden Handelsvolumen führen, wo hingegen Prognoseverbesserungen dem entgegenwirken. Aus Investorensicht werden daher die erzielbaren Mehrerträge am Intraday-Markt nur mit großer Vorsicht in eine Wirtschaftlichkeitsberechnung einfließen.

3.5 Fazit: Welche Wertbestandteile sind für Investoren entscheidungsrelevant?

Der Investor, der den Wert des geplanten Kraftwerks und die Renditeerwartung für sein eingesetztes Kapital zu ermitteln hat und dabei nach den Grundsätzen des vorsichtigen Kaufmanns agiert, wird sich zunächst auf den Spotmarkt fokussieren. Der klassische Ansatz der deterministischen Bewertung gegenüber mehreren Szenarien ist in aller Regel die Ausgangsbasis. In zunehmendem Maße – wenn auch noch nicht in allen Fällen – wird auch der Zeitwert der Assets berücksichtigt, zumindest um ein Zusatzpotential zu quantifizieren.

Für thermische Kraftwerke stellt der Regelenenergiemarkt eine Quelle für mögliche Zusatzerlöse in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dar, sofern die technischen Gegebenheiten dies zulassen. Als belastbarer Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird der Regelenenergiemarkt üblicherweise nicht angesehen. Auch für Terminmärkte und Intradaymarkt kann diese Beobachtung gemacht werden: Auch diese Märkte haben wichtige Aufgaben im Einsatz und in der Vermarktung des Assets, jedoch nur selten einen quantitativen Einfluss bei einer Investitionsentscheidung.

Zusammenfassend kann festgehalten werden: Im Rahmen einer Investitionsentscheidung muss sich das Kraftwerk am Spotmarkt „rechnen“, sofern die Entscheidung auf Rentabilitätsüberlegungen beruht. Weitere Märkte sind willkommene zusätzliche Chancen für Betrieb und Vermarktung.

4 Situation exemplarischer typischer Kraftwerke

Im vorhergehenden Abschnitt wurde erläutert, dass und warum die Bewertung gegenüber dem Spotmarkt der maßgebliche Teil der wirtschaftlichen Investitionsentscheidung ist⁹. Im Folgenden soll die Situation von Investoren, die kurz vor oder nach einer Investitionsentscheidung stehen, diesbezüglich beleuchtet werden.

Die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkes im liberalisierten Energiemarkt hängt überwiegend von den Vermarktungsmöglichkeiten des Produktes, also elektrischer Energie bzw. Leistung, ab. Um den Einsatz des Kraftwerkes unter gegebenen Randbedingungen über die gesamte Lebensdauer der Erzeugungsanlage hinweg stündlich zu optimieren, hat BET eine Optimierungssoftware entwickelt, die die Besonderheiten der jeweiligen Anlage individuell berücksichtigt und im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsberechnungen die zukünftigen Erlösmöglichkeiten quantifiziert. Zu diesem Zweck wurden die technischen Daten von sechs typischen Kraftwerken mit dem Auftraggeber abgestimmt und durch das Modell optimiert.

4.1 Vorgehen / Modellierung

Das BET-Modell zur Kraftwerkseinsatzsimulation optimiert den Betrieb von Erzeugungsanlagen für beliebige Zeiträume (von der day-ahead-Betrachtung bis zur Sicht auf die Gesamtbetriebsdauer der Anlage) für energiewirtschaftliche Szenarien auf Basis von Preisprognosen (Brennstoffpreise, CO₂-Zertifikatspreise sowie modellierte Strompreise gemäß Abbildung 12). Die methodische Vorgehensweise besteht darin, dass das Modell die Zielfunktion (kurzfristiger Deckungsbeitrag) unter Berücksichtigung kraftwerksspezifischer Nebenbedingungen im Stundenraster optimiert.

Dazu werden die variablen Kosten des Anlagenbetriebs (unter Beachtung von An- und Abfahrkosten sowie Wirkungsgradverlusten bei Teillast) in stundenscharfer Auflösung mit den entsprechenden Erlösmöglichkeiten auf den Strommärkten verglichen.

Die variablen Erzeugungskosten setzen sich hierbei aus folgenden Bestandteilen zusammen:

- Brennstoffkosten, unterschieden nach den jeweiligen Betriebszuständen (Volllast, Teillast, An- und Abfahrvorgänge, inklusive Abnutzungskosten),
- Kosten für CO₂-Emissionen,
- sonstige variable Kosten.

Hierbei werden sowohl der jeweilige Hauptbrennstoff (Steinkohle oder Gas) als auch ein eventuell benötigter Anfahr- oder Ersatzbrennstoff (leichtes Heizöl, Gas) berücksichtigt.

⁹ Neben diesen ‚rechenbaren‘ Bestandteilen einer Investitionsentscheidung gibt es weitere, wie etwa strategische Überlegungen, die aber im Rahmen dieses Gutachtens nicht betrachtet werden können.

Die folgende Abbildung 17 zeigt zusammenfassend wesentliche Ein- und Ausgangsparameter des Modells sowie mögliche Restriktionen im Rahmen der Deckungsbeitragsoptimierung:

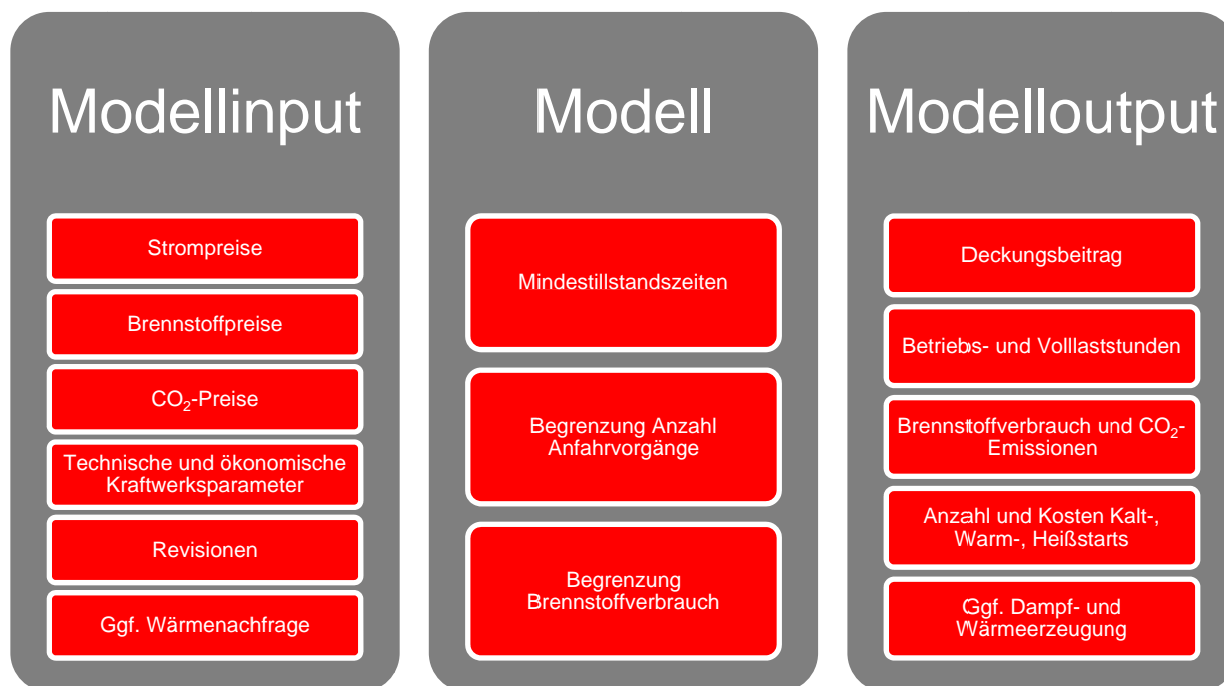


Abbildung 17: Ein- und Ausgangsparameter der Deckungsbeitragsoptimierung

Auf Basis der Eingangsdaten und unter Berücksichtigung von Restriktionen liefert das Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodell als zentrales Ergebnis die kurzfristigen Deckungsbeiträge über den gewählten Zeitraum. Neben diesen werden auch weitere physikalische und ökonomische Größen ausgegeben, die ausgewertet werden können.

4.2 Sechs „typische Vertreter“

Im Folgenden werden sechs typische Kraftwerke mit ihren spezifischen Eigenschaften beschrieben. Es werden ausschließlich die beiden Brennstoffe Steinkohle und Erdgas betrachtet. Die im Modell verwendeten Kraftwerke haben weitere technische Unterscheidungsmerkmale, die in Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt sind. Ferner wurde aus derzeit marktüblichen Investitionskosten und typischen Randbedingungen zur Finanzierung auf einen Kapitaldienst der jeweiligen Investition geschlossen, der als Annuität ausgewiesen ist:

Tabelle 1: Technische Daten der sechs betrachteten Kraftwerkstypen

	Leistung [MWel]	Wirkungsgrad [%]	Mindesteillast [%]	Annuität [T€a]	Annuität [€/kW]
Gasturbine	50	38	32	2.495	50
GuD aktuell	430	58	54	36.564	85
GuD Zukunft	570	60	56	48.468	85
GuD Wärme	430	58	54	39.960	93
Steinkohle alt	350	42	36	-	-
Steinkohle neu	780	45	44	144.754	185

Bezüglich der Finanzierung wurde über alle Technologien von einem Mischzins (EK- und FK-Zins) von 6,8 % sowie einer Finanzierung über 20 Jahre ausgegangen. Diese Annahmen sind konservativ gewählt. Die Annuitäten können durch weniger konservative Ansätze im Einzelfall höher ausfallen.

Bei der Kraftwerksklasse ‚Gasturbine‘ handelt es sich um mögliche Neubauten von reinen Gasturbinen, die auf Grund ihres vergleichsweise geringen Wirkungsgrades nicht zur Grundlastdeckung, sondern besser zur Spitzenlastdeckung geeignet sind.

‚GuD aktuell‘ bezeichnet Gas- und Dampfkraftwerke, wie sie sich zurzeit (2011) im Bau befinden und Stand der Technik sind.

In der Kraftwerksklasse ‚GuD Zukunft‘ sind mögliche Gas- und Dampfkraftwerke enthalten, deren technische Eigenschaften in naher Zukunft als in diesem Umfang realisierbar postuliert werden. Diese Parameter stellen mittelfristig die Obergrenze des technologisch Möglichen dar und sollen eine Obergrenze zur Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte dieser erwarteten technischen Weiterentwicklungen ermöglichen.

Als Erweiterung zur zweiten Kraftwerksklasse hat ‚GuD Wärme‘ neben den identischen technischen Eigenschaften zusätzlich eine Bandlieferung 60 MW_{th}, die als industrielle Fernwärme charakterisiert werden kann.

Das Kraftwerk ‚Steinkohle alt‘ repräsentiert mittelalte Steinkohlekraftwerke. Im Gegensatz zu den erstgenannten Kraftwerken ist für solche Bestandsanlagen nicht allgemein abschätzbar, ob und wie sehr noch Kapitaldienst zu leisten ist. Dieser bleibt daher unberücksichtigt. Für die Einsatzoptimierung hat er ohnehin keine Bedeutung, da er nicht Bestandteil der kurzfristigen Grenzkosten ist. Kapitaldienst kann in dieser Kraftwerksklasse auch durch umfangreiche Ertüchtigungsmaßnahmen ausgelöst werden. Die Höhe dieser Maßnahmen ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht flächendeckend zu erheben. Qualitativ ist festzuhalten, dass durch Retrofit zusätzliche Kosten in nicht unerheblichem Maße auf diese Kraftwerksbetreiber

zukommen können. Ob die zugehörigen Investitionen vom Kraftwerksbetreiber getätigt werden, hängt – analog zu einer Bauentscheidung – von seiner Markteinschätzung bezüglich der heutigen und zukünftigen Marktstufen ab. Die Kategorie dient hier dazu, aufzuzeigen, wie die Deckungsbeiträge von Bestandskraftwerken sich im Vergleich darstellen.

Die letzte Kraftwerksklasse stellt den Neubau eines Steinkohlekraftwerkes unter den aktuellen technisch möglichen Parametern dar. Diese Kraftwerksklasse steht somit in Konkurrenz zu dem Neubau einer Gasturbine oder eines Gas- und Dampfkraftwerkes.

Diese sechs Kraftwerkstypen stellen mit ihren technischen Eigenschaften das Grundgerüst der Kraftwerkseinsatzoptimierung dar, deren Ergebnisse im Folgenden beschrieben werden.

4.3 Ergebnisse

Die Kraftwerkseinsatzoptimierung wurde für die sechs verschiedenen Beispielkraftwerke durchgeführt. In Abbildung 18 sind die berechneten Deckungsbeiträge der betrachteten Kraftwerke dargestellt für das ‚Basis-Szenario‘. Die Kraftwerksklasse ‚Steinkohle alt‘ wird später betrachtet, da sie eine Sonderrolle einnimmt.

Hinweis: Ausgewiesen sind die Deckungsbeiträge gegenüber Vollkosten. Auch im Falle eines negativen Wertes würde das Kraftwerk eingesetzt, soweit es seine kurzfristigen Grenzkosten damit deckt (vgl. Kap. 3).

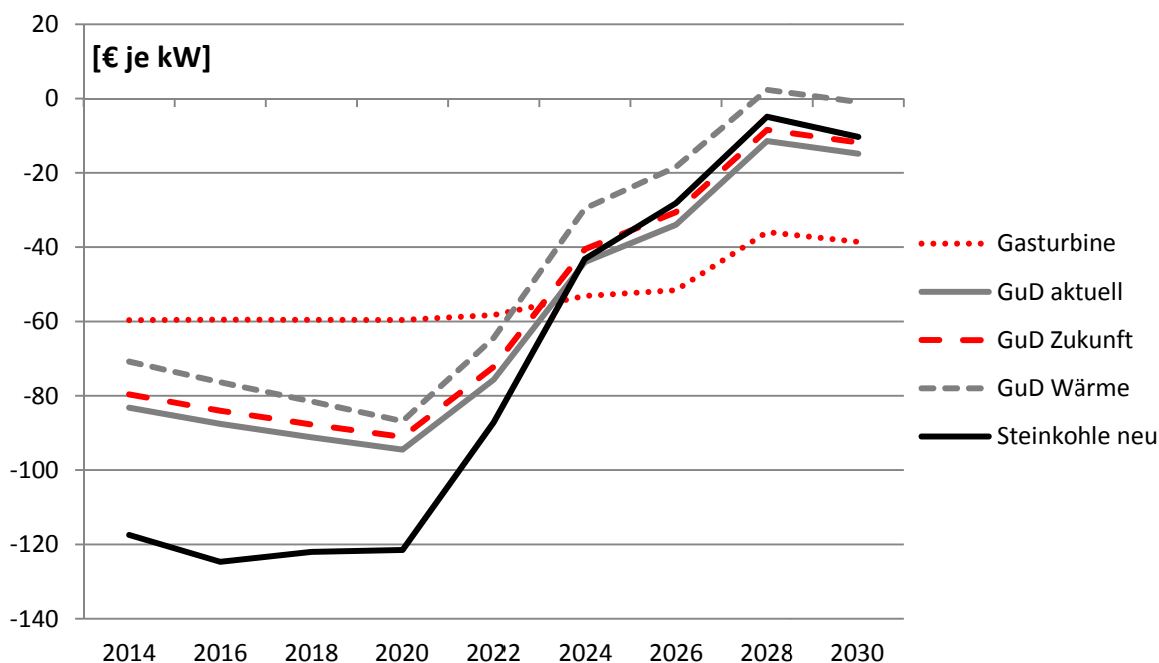


Abbildung 18: Deckungsbeiträge nach Kraftwerkstypen im Basis-Szenario

Die berechneten Deckungsbeiträge zeigen grundsätzlich, dass alle fünf hier betrachteten Kraftwerksneubauprojekte auf Basis reiner Spotvermarktung keinen positiven Deckungsbeitrag gegenüber Vollkosten erzielen. Zwar setzt die Kraftwerks-Einsatzoptimierung (KWE) die Kraftwerke ein, der DB1 ist also positiv und es werden die variablen Kosten verdient. Unter

Berücksichtigung des angenommenen Kapitaldienstes aber zeigt sich, dass der Betrieb defizitär ist: Bis 2020 liegen alle Kraftwerksklassen deutlich unter der Wirtschaftlichkeit. Die Wirtschaftlichkeit verbessert sich, wie aus den Preisverläufen (siehe Kap.2.3) auch bereits qualitativ zu erwarten war, im Zeitverlauf ab 2020, unter anderem wegen steigender Volllaststunden, jedoch ist im Betrachtungszeitraum ausschließlich ‚GuD Wärme‘ in einem Jahr leicht positiv. Dieses Ergebnis zeigt deutlich, dass bei reiner Spotvermarktung der Neubau eines thermischen Kraftwerkes – unabhängig von Technologie und Brennstoff – nicht wirtschaftlich ist. Die Quantität dieses Befundes ist so groß, dass auch eine Variation der Brennstoff- oder CO₂-Preise, sofern sie in einem üblichen Rahmen angenommen würde, diese Grundaussage nicht verändern könnte. Gründe für die genannte Unwirtschaftlichkeit sind allen voran die heute bestehenden Überkapazitäten, die erst durch die alters- und atomausstiegbedingten Stilllegungen abgebaut werden, aber auch die zunehmende Absenkung der Spotpreise durch die Vermarktung der EE am Spotmarkt.

In dem Szenario ‚sinkende Last‘ Abbildung 19 verschlechtert sich dieses Ergebnis noch weiter und senkt die Erlöspotentiale noch einmal. Die Entwicklung ist ähnlich, jedoch liegt das Niveau deutlich unter dem des Basis-Szenarios. In diesem im Energiekonzept angestrebten Entwicklungspfad kommt unter den gegebenen Marktbedingungen keine Kraftwerkstechnologie annähernd zu einem positiven Deckungsbeitrag.

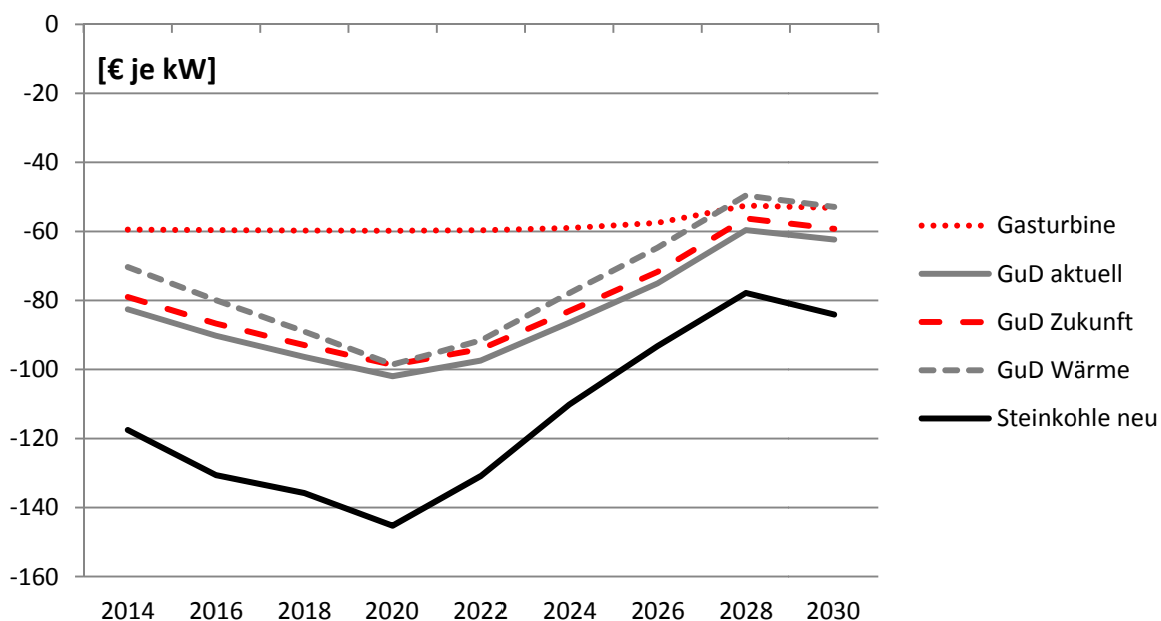


Abbildung 19: Deckungsbeiträge nach Kraftwerkstypen im Szenario „sinkende Last“

Die Kraftwerksklasse ‚Steinkohle alt‘ erzielt positive Deckungsbeiträge, sofern der Kapitaldienst unberücksichtigt bleibt. Die Ergebnisse des Basis-Szenarios (Best Guess) und des Szenarios ‚sinkende Last‘ zeigt Abbildung 20. Dieses Ergebnis lässt im Umkehrschluss die Interpretation zu, dass Besitzer mittelalter Kraftwerke einen Kapitaldienst in diesem Umfang bedienen könnten. Das Szenario ‚sinkende Last‘ zeigt auch für diese Kraftwerksklasse ein sehr viel schlechteres Ergebnis. Im Jahr 2020 erzielt sogar ein Kohlekraftwerk der Klasse ‚Steinkohle alt‘, welches annahmegemäß keinen Kapitaldienst zu leisten hat, kurzfristig kei-

ne positiven Deckungsbeiträge. Sollte das einzelne Kraftwerk noch Kapitaldienst zu leisten haben, wäre die Lage nochmals ungünstiger.

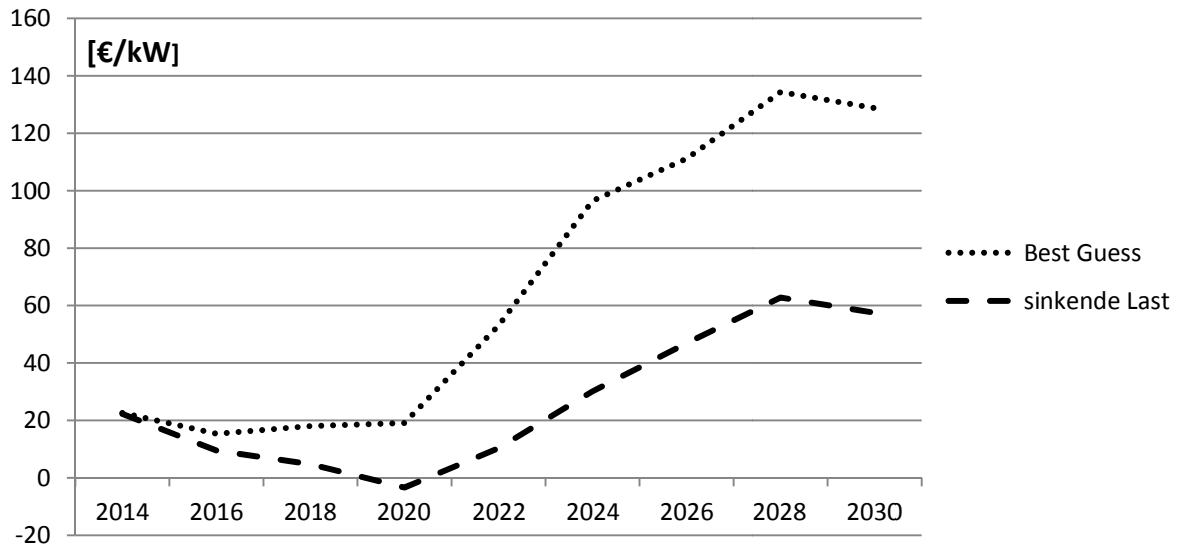


Abbildung 20: Deckungsbeiträge der Kraftwerksklasse ‚Steinkohle alt‘

4.4 Fazit: Es besteht Handlungsbedarf

Wie Abbildung 10 deutlich zeigt, besteht Bedarf an zusätzlicher Kapazität im Erzeugungsektor. Die Modellberechnungen in diesem Kapitel führten für zwei Szenarien je Kraftwerkstechnologie zu dem Ergebnis, dass sich bei einer reinen Spotvermarktung keine positiven Deckungsbeiträge für Neubauprojekte ergeben. Da diese Wirtschaftlichkeitsbetrachtung das Hauptkriterium für eine Investitionsentscheidung ist, sind Investitionen in neue Kraftwerke in größerem Umfang aus dem Markt nicht zu erwarten. Die erzielbaren Erlöse würden nicht ausreichen, um sowohl die variablen und fixen Kosten des Kraftwerkes als auch die jährlichen Kapitalkosten zu decken.

Da die in den Szenarien zugebauten Kraftwerkskapazitäten aus volkswirtschaftlichen Sicherheitsaspekten¹⁰ benötigt werden, aber aus Investorensicht nicht realisierbar sind, wird zusätzlicher Anreizmechanismus für den Neubau notwendiger thermischer Kraftwerkskapazität benötigt.

Zu dem Befund, ein Energy-Only-Markt werde der Problemstellung nicht gerecht bzw. dieser könne das vorhandene Anreizproblem nicht lösen, kommen auch Crampton und Stoft:

“An energy-only approach can use the market to solve every part of the resource adequacy problem except one—adequacy. The adequacy part of the adequacy problem is the elephant in the room that energy-only approaches never address head on—because current markets cannot tell us how much capacity is needed for adequate reliability. It’s not that an energy-only market will not procure adequate capacity.” (Crampton & Stoft, 2006)

Bezüglich der zeitlichen Reaktionszeit müssen verschiedene Prozesse berücksichtigt werden: Neben dem eigentlichen Bau der Erzeugungsanlage muss eine Änderung im Marktdesign vorbereitet und diskutiert, dann konkretisiert und umgesetzt werden. Auch mögliche daraus folgende Änderungen in Gesetzen, Verordnungen oder behördlichen Vorschriften bedürfen eines zeitlichen Vorlaufs. Schließlich muss auch eine - wie auch immer geartete - Stelle, die eine Durchführung eines neuen Marktsegmentes bewerkstelligen soll, sich erst konstituieren.

¹⁰ Sicherheit bedeutet in diesem Fall Vorhandensein ausreichender Kapazität. Ein Ausbleiben dieses Umstandes kann im Extremfall Versorgungsunterbrechungen zur Folge haben. Diese wären für diverse sensitive Industriezweige ein bedeutsamer Standortnachteil.

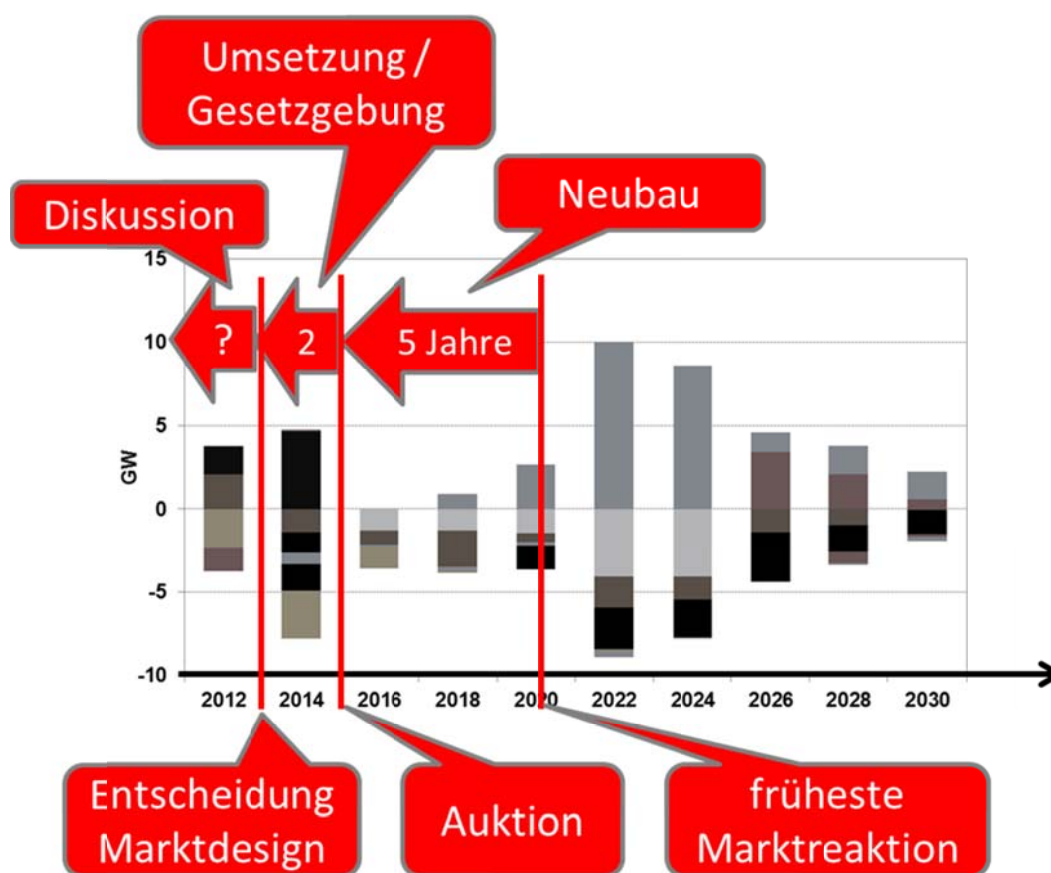


Abbildung 21: Dauer der Umsetzung einer Markteinführung des Kapazitätsmarktes

Unter der eher optimistischen Annahme eines Zeitbedarfs von 2 Jahren für die inhaltliche Diskussion sowie 2 Jahren für die Umsetzung und Etablierung des Kapazitätsmarktes ergibt sich ein Gesamtzeitbedarf von 9 Jahren, bis mit der ersten Marktreaktion gerechnet werden darf. Die ersten Zubauten, die durch das heutige Marktdesign nicht angereizt aber dennoch notwendig sind, zeigt der Modelllauf des Basis-Szenarios für das Jahr 2018. **Für die Anreizung dieses ersten Bedarfes kommt der Kapazitätsmarkt schon heute zu spät!** Für das zweite Zubausegment (2020) wäre der intensive Diskussionsbeginn in 2011 also ‚just in time‘.

Die vorliegende Analyse betrachtet Deutschland als Ganzes. Wie aus der Diskussion um innerdeutsche Netzengpässe, aber auch die durch ÜNB vorgenommene Veröffentlichung von Eingriffen in den Netzbetrieb nach § 13 Abs. 1 bzw. Abs. 2 EnWG deutlich wird, bestimmen mehr und mehr auch regionale Probleme die Versorgungssituation. Eine regionale Betrachtung ist mit großer Wahrscheinlichkeit **deutlich dringlicher** in der Aussage, wann neue Kapazitäten benötigt würden. Unter Einbezug dieses Aspektes würde die zur Verfügung stehende Zeit nochmals knapper.

Neben dem bereits diagnostizierten grundsätzlichen Handlungsbedarf lässt sich also Dringlichkeit feststellen, die ein Aufschieben der Problematik verbietet.

5 Marktdesign

5.1 Prolog

In den bisherigen Ausführungen wurde analysiert, dass die sich wandelnden Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft neue Kapazitäten erforderlich machen. Kurzfristig sind diese als Gasturbinen in den Modellergebnissen erkennbar geworden, die, als kostengünstigste dem Modell zur Verfügung stehende Lösung, eine Reservekapazität repräsentieren. Mittel- bis langfristig erschienen darüber hinaus im Basis-Szenario auch GuD-Kraftwerke, die auch zur Lastdeckung beizutragen haben. Es **besteht also Bedarf** an zusätzlichen, steuerbaren Kraftwerkskapazitäten.

Die **Situation eines potentiellen Investors** wurde hinsichtlich der relevanten Wertbestandteile seiner Investition analysiert. Im Ergebnis war festzustellen, dass der Spotmarkt das Fundament der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Investors ist.

In einem dritten Ansatz konnte mit Hilfe einer Kraftwerkseinsatzsimulation dargestellt werden, dass die **Wirtschaftlichkeit von Neubauprojekten** am Spotmarkt – als Repräsentant für die Preiserwartung an den Stromgroßhandelspreis - derzeit bei weitem nicht gegeben ist und sich diese Situation absehbar auch nicht ändern wird.

Diese Elemente der Analyse führen zum Schluss, dass ein weiteres, ergänzendes Element im Marktdesign fehlt, welches geeignet ist, die technisch notwendigen Investitionen anzureizen, damit sich Investoren finden, die diese dann tätigen. Die Energieerzeugung solcher neuer Kraftwerke erzielt auf dem Spotmarkt Deckungsbeitrag, das Vorhandensein z. B. als Backup für fluktuierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aber nicht. An dieser Stelle setzt der Vorschlag eines passend ausgestalteten Kapazitätsmarktes an.

Wesentlich zur Beurteilung, ob ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden sollte, ist die Frage, ob das Experiment bezüglich der Tauglichkeit des Marktes in seiner heutigen Gestaltung, im Interesse der Volkswirtschaft liegt. Theoretische Überlegungen legen nahe, dass ein solches „Funktionieren“ jedenfalls mit einer signifikanten Häufung von Knappheitssignalen (Extrempreise, ggf. Versorgungsausfälle) einhergehen kann. Werden diese Knappheitssignale vom Markt gesendet und von den Investoren als Anreiz verstanden, so bedarf es einer Zeitspanne von mehreren Jahren für Projektentwicklung und Bau von Kraftwerken, damit diese Knappheit beseitigt werden kann. Dies bedeutet eine anhaltende Phase der Knappheit, u. U. mit negativen Begleiterscheinungen wie Versorgungsengpässen bis hin zu Versorgungsunterbrechungen. Außerdem ist mit sogenannten Schweinezyklen zu rechnen, sodass mehrjährige Phasen von Knappheit (s. o.) und Überschuss (niedrige Strompreise, Verdrängung der Anbieter) sich abwechseln würden.

Diese Folgen sind für den Standort Deutschland als so nachteilig einzuschätzen, dass das skizzierte Experiment nicht gewagt werden sollte.

5.2 Lösungsbestandteile und Handlungsoptionen

Das zu lösende Problem besteht im Kern nicht in der wirtschaftlichen Situation einzelner Kraftwerksinvestoren, sondern vielmehr in der Frage, ob und wie es gelingt, das Gleichgewicht von Last und Erzeugung überall und jederzeit zu gewährleisten. Hierzu kann also nicht nur die Erzeugung sondern auch die Lastseite einen Beitrag leisten. Auch ist die räumliche Ausgestaltung entweder durch lokalisierte Ansiedlung von Last / Erzeugung oder aber durch Netzausbau denkbar. Im Folgenden sollen die wesentlichen Grundelemente der Handlungsmöglichkeiten kurz beleuchtet werden.

5.2.1 Speicher

Einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung des skizzierten Gleichgewichts aus Last und Erzeugung leisten Speicher. Die derzeit kostengünstigste Option sind Pumpspeicher. Diese können als Last dienen, um Überschüsse aufzunehmen und als Erzeugung um Spitzenbedarfe zu bedienen. Durch die Bereitstellung von Flexibilität in zwei Richtungen sind Pumpspeicher insbesondere in Versorgungssystemen mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien von großer Bedeutung. Zudem entspricht der Ausbau von Speicherkapazitäten den politischen Zielsetzungen. Sie sind somit ein ‚Joker‘ für die vorliegende Fragestellung und können das Abregeln der Erneuerbaren Energien bzw. die Spitzenkappung durch Gasturbinen abmildern.

Der Ausbau von Pumpspeichern stößt in Deutschland an Grenzen, da es nur eine begrenzte Zahl von Standorten mit ausreichend Fallhöhe, hohem Leistungspotential und ausreichendem Speichervolumen gibt. Zwar werden eine Reihe von Projekten verfolgt, dabei handelt es sich in Summe jedoch um eine relativ geringe Leistung in Bezug auf den Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien.

Allerdings stehen auch andere technische Optionen zur Verfügung, wie z. B. adiabate Druckluftspeicher, Batteriespeicher (etwa im Zusammenhang mit Elektromobilität) oder auch die Speicherung / Umwandlung von Windstrom in „Bio-Erdgas“ (Wasserstoffmethanisierung). Diese technischen Neuerungen erhöhen das theoretische Potential der Speicher auch für Deutschland erheblich.

Technisch also bestens geeignet und vom Potential her nicht ausgeschlossen, stoßen Speicher doch wirtschaftlich an dieselben Grenzen, die auch für konventionelle Erzeugung gelten. Investitionen in Speicher sind kapitalintensiv, ihre Wirtschaftlichkeit derzeit am Spotmarkt fraglich. Zudem ist der Einsatz von Speichern nur dann gesamtwirtschaftlich sinnvoll, wenn die Summe ihrer Vorzüge (Leistungsbereitstellung, Ausgleich von Schwankungen, Schwarzstartfähigkeit etc.) den Umstand überkompensieren, dass ein konventioneller Neubau – im Normalfall – deutliche geringeren Kosten verursacht. Auch die dena II Netzstudie kommt zu einem entsprechenden Befund:

„Die Simulation der Kraftwerksparkentwicklung zeigt zusätzlich, dass ein Zubau von Druckluft- und Wasserstoffspeichern unter Wirtschaftlichkeitsaspekten und den bestehenden Marktregeln trotz zunehmender Volatilität der Erzeugung und den damit verbundenen Strompreisschwankungen bis 2020 marktgetrieben nicht erfolgen wird.“ (dena, 2010)

Was hier für Druckluft- und Wasserstoffspeicher dargelegt wird, gilt auch für Pumpspeicher. Die Situation der Speicher ist also prinzipiell mit der thermischer Kraftwerke vergleichbar.

5.2.2 Flexible Nachfrage

Wie eingangs geschildert kann auch nachfrageseitig ein Beitrag zur Austarierung des Systems geleistet werden, der im Folgenden unter dem Schlagwort des demand side management (DSM) zusammengefasst werden soll. Wie Gasturbinen, die für wenige Stunden im Jahr Spitzenlasten bedienen, können auch Lasten, die für eben diese Stunden abgeschaltet oder auch nur um wenige Zeitschritte verlagert werden, die Situation entspannen.

Potentiale bestehen mittelfristig im Privatsektor (in Verbindung mit smarten Netzen) sowie in der Industrie (thermische Prozesse, die verlagert werden können), wenn deren Quantität auch umstritten ist. Untersuchungen von (Klobasa, 2006) sowie (von Roon, 2010) lassen eine Potential-Bandbreite im Haushaltsbereich von 1 bis 4 GW vermuten. In Abhängigkeit von der Erbringungsdauer nennen jüngere Untersuchungen (vgl. (Grobmaier)) für den industriellen Sektor weitere 1 bis 9 GW.

Dieses Potential wird heute nur in Ausnahmefällen genutzt, da der wirtschaftliche Anreiz für die Marktteilnehmer nur in geringem Umfang gegeben ist. In einem Marktsystem, das dieses Manko behebt, kann auch die Lastseite einen wertvollen Beitrag leisten.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen steuerbaren Lasten und Kraftwerken besteht allerdings darin, dass Kraftwerke (wie auch Speicher) eine langfristige Entscheidung voraussetzen, die an erhebliche Kapitalbindung gekoppelt ist. DSM hat dagegen stärker den Charakter einer vertraglichen Bindung als den einer Investition und ist damit kurzfristiger einrichtbar und wieder auflösbar (z. B. durch die vertragliche Bindung energieintensiver Industrien). Diese Kurzfristigkeit setzt sich auch im Einsatz der Assets / Verträge fort: Aus heutiger Sicht ist eine langfristige vertragliche Bindung bzgl. Lastabschaltung eines Industriestandortes für einen dauerhaften Zeitraum sowie mit mehrjährigem Vorlauf eher schwer vorstellbar, wo hingegen Aktionszeiträume wie sie im Rahmen der Regelenergie üblich sind (also wöchentliche oder tägliche Ausschreibungen) der Realität deutlich näher kommen. Die Integration von DSM in diesen Vorschlag über eine zweite, zeitlich nachgelagerte Marktstufe, in das Markt-design eines Kapazitätsmarktes wird in Kap. 5.3.2.3 thematisiert.

5.2.3 Heutige Märkte

Als ein wesentlicher Bestandteil der anzustrebenden Gesamtlösung sind auch die geschilderten vorhandenen Märkte (Terminmarkt, Spotmarkt, Regelenergiemarkt, Intradaymarkt) zu betrachten. Diese haben wichtige Aufgaben und behalten vollumfänglich ihre Daseinsberechtigung, auch wenn ein weiterer Bestandteil hinzukommt. Unter Berücksichtigung aller Anforderungen an die Energieversorgung können diese Märkte es nicht leisten, frühzeitig ausreichende Anreize für Investoren zu senden, wie vorstehend bereits erläutert wurde.

Ein grundsätzliches Gegenargument gegen jede Ergänzung der bestehenden Märkte besteht darin, dass die Einführung eines neuen Marktsegmentes implizit das Versagen der vorhan-

denen Märkte postuliert. Dieses Marktversagen ist aber nicht nachgewiesen. Und tatsächlich ist der Nachweis derzeit aus Marktsignalen auch unmöglich, da wir uns im Moment noch in einer Zeit der Überkapazitäten befinden: Der Umstand fehlender Signale aus dem Markt ist also folgerichtig, unabhängig von der Frage des Marktversagens.

Insbesondere gilt dies auch für den Terminmarkt, der keine ausreichende Wirkung auf den Investor entfaltet: Zum einen besteht im langfristigen Betrachtungszeitraum des Investors oberhalb von 5 Jahren keine Nachfrage am Terminmarkt, da der typische Beschaffungshorizont der Vertriebe sich an der Vertragsbindung der Kunden orientiert und somit maximal 2-4 Jahre beträgt. Zum anderen ist das Signal, das der Terminmarkt zu senden in der Lage wäre, auf Grund seiner Dauer nicht ausreichend: Eine Absicherung des Investors würde nur das erste Jahr, ggf. wenige Anfangsjahre der Laufzeit des Kraftwerks abdecken. Der Terminmarkt dient vorrangig der Absicherung bzw. dem Risikomanagement vorhandener Assets.

Die bestehenden Märkte alleine werden das geschilderte Problem nicht zu lösen in der Lage sein, wie in den vorhergehenden Kapiteln dargestellt wurde.

5.2.4 Kapazitätsmarkt

Als ergänzendes Element ist ein Kapazitätsmarkt vorstellbar. Dieser muss so gestaltet sein, dass die heutigen Märkte weiterhin ihre Funktion übernehmen und sich möglichst wenige Rückwirkungen durch einen Kapazitätsmarkt ergeben. Dies kann dadurch erreicht werden, dass der Kapazitätsmarkt lediglich das **Vorhandensein und nicht den Einsatz** der beteiligten Kapazitäten zum Gegenstand hat. Damit kann eine Vermarktung der Erzeugung aus Kraftwerken weiterhin wie bisher erfolgen. Ein Vorschlag für eine sachgerechte Ausgestaltung folgt.

5.2.5 Europäische Kooperation

Eine besondere Chance liegt in der Frage, wie sehr die Möglichkeiten internationaler Zusammenarbeit genutzt werden. Die gegenseitige Hilfe der europäischen Staaten in der Sicherung der Energieversorgung hat im Zusammenhang mit Regelenergiebereitstellung bereits Tradition. Auch die Bestrebungen zur Schaffung eines Europäischen Binnenmarktes für elektrische Energie zielen auf eine starke europäische Vernetzung.

Dem gegenüber ist erkennbar, dass Fragen der Versorgungssicherheit häufig als nationale Fragen aufgefasst werden. Eine „Energieautarkie“ ist, jedenfalls was die vorzuhaltende Leistung angeht, politisch oft ein erstrebenswertes Gut. Eine Ausweitung der gegenseitigen Hilfen und der verstärkten Zusammenarbeit hätte außerdem einen verstärkten Ausbau der Transportnetze zur Folge, der – wie auch innerdeutsch zu beobachten – auf starke Vorbehalte stößt.

Eine Verstärkung des Energiehandels innerhalb von Europa zeichnet sich ab. Dies entspricht dem grundsätzlichen Ziel des europäischen Binnenhandels und betrifft die elektrische **Arbeit**. Ob und in wie weit sich dieser europäische Binnenmarkt für Strom durchsetzen wird, ist heute trotz aller europäischen Willensbekundungen nicht konkret absehbar.

Eine starke europäische Komponente der Lösung, die sich auf die **Leistung** und damit auf die Versorgungssicherheit bezieht, wird hingegen zwar als sinnvoll aber absehbar als wenig realistisch eingeschätzt. Der Annahme, Leistungserbringung aus dem Ausland würde die hiesigen Probleme lösen, muss jedenfalls mit Skepsis begegnet werden.

5.3 Ein Lösungsansatz für den Kapazitätsmarkt

Die Anzahl der Gestaltungsoptionen und zu treffenden Entscheidungen zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes ist groß. Diverse internationale Beispiele für mehr oder weniger gelungene Designs liegen vor und unterscheiden sich in ihrer Übertragbarkeit auf Deutschland stark voneinander. Ebenso vielfältig ist das Bouquet der Ansprüche an den Kapazitätsmarkt. Viele Gruppen und Marktteilnehmer mit unterschiedlichen Interessen und Perspektiven wünschen und erhoffen sich unterschiedliche Effekte von seiner Einführung. Der vorliegende Vorschlag versucht, einen Weg zur Beantwortung der diversen Entscheidungsfragen zu finden, dabei fachgerecht und argumentativ vor zu gehen und vor allem das Ziel der Sicherstellung der Stromversorgung im Auge zu behalten.

Auf einen Umstand sollte daher in aller Deutlichkeit hingewiesen werden: Die Frage nach Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes und die Details seiner Ausgestaltung sind eine Fragestellung, die intensiver Forschung bedarf, welche heute noch an ihrem Anfang steht. Dies hat die Bundesregierung zu recht in Ihrem Energiekonzept festgestellt:

„Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob und wie in Zukunft die Bereitstellung von Kapazitäten behandelt wird (so genannte „Kapazitätsmärkte“)“

Die wissenschaftliche Diskussion steht hier jedoch noch ganz am Anfang. In diesem Sinne kann und will der hier unterbreitete Vorschlag nicht mehr, aber auch nicht weniger als ein konstruktiver Diskussionsbeitrag sein, der auf dem heutigen Stand der Erkenntnis fußt.

5.3.1 Grundidee

Der Grundgedanke besteht darin, den **vorhandenen Märkten ein weiteres Element zur Seite zu stellen**. Die **marktwirtschaftliche Ausgestaltung des Energiemarktes**, der börsliche Stromhandel, die Terminmärkte, OTC-Geschäfte etc. bleiben dabei **vollumfänglich erhalten** und werden durch keinerlei zusätzliche Aufsicht oder Regulierung im Vergleich zur heutigen Situation eingeschränkt. Vielmehr soll das **Vorhandensein (nicht der Einsatz)** von Erzeugungs- oder Laststeuerungskapazitäten durch einen zusätzlichen marktwirtschaftlichen Mechanismus **angereizt** werden, sodass Investoren hierin **eine weitere Chance** erkennen und marktwirtschaftlich nutzen können.

5.3.2 Zentrale Elemente des Vorschlages und deren Begründung

5.3.2.1 Festlegung der notwendigen, verfügbaren Kapazität

In einem rollierenden Verfahren mit ausreichend zeitlichem Vorlauf von fünf Jahren¹¹ wird die Kapazität, die im **Erfüllungsjahr** zur Verfügung stehen muss, durch einen „**Koordinator**“ bemessen. Hierbei muss sowohl Erzeugungskapazität als auch vorhandene oder geplante Lastsenkungs-Kapazität (demand side management, DSM), sowie die prognostizierte Entwicklung der Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden. Diese Aufgabe kann im Zusammenhang mit dem nach § 12 des neu gefassten Energiewirtschaftsgesetz durch die Übertragungsnetzbetreiber zu erstellenden Netzentwicklungsplan gesehen werden, der auf einem ebenfalls zu erstellenden Szenariorahmen beruht. Die Bemessung soll sicherstellen, dass ein heutiges Niveau der Defizitwahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird. Wie jede Prognose unterliegt diese Bemessung Unsicherheiten, denen durch eine angemessene Überdeckung begegnet werden muss. Für Bemessung und Überdeckung werden Methoden und Daten veröffentlicht, damit eine Kontrolle der Festlegung durch den Markt erfolgen kann.

- ⇒ **Ein Koordinator berechnet und veröffentlicht rollierend den Kapazitätsbedarf für heute in fünf Jahren („t+5“) und berücksichtigt hierbei last- und erzeugungsseitige Optionen sowie den Ausbau EE.**
- ⇒ **Der so ermittelte Kapazitätsbedarf ist Gegenstand eines jährlich stattfindenden Auktionsverfahrens.**

5.3.2.2 Abgrenzung auf Gesamtkapazität oder Neubaukapazität

Die Grundfrage:

Eine zentrale Frage des Marktdesign ist, ob der Kapazitätsmarkt sich auf die Gesamtkapazität beziehen sollte (**„Umfassender Kapazitätsmarkt“**) oder sich nur auf ein Teilsegment, in der Regel Neubauten auswirken sollte (**„Selektiver Kapazitätsmechanismus“**). Jeder der Ansätze bietet spezifische Vorteile, die auch stark von den nationalen Gegebenheiten, wie etwa dem Förderregime für EE-Anlagen, dem regulatorischen Umfeld etc. abhängen. Selbst unter Betrachtung desselben Umfeldes existieren in der Fachliteratur gegenläufige Einschätzungen über die Vorzugsvariante, wie die Veröffentlichungen von NERA (NERA, 2011) und redpoint (Redpoint, 2010) exemplarisch belegen.

¹¹ Ableitung der Frist: Siehe auch später, Kap. 5.3.2.6

Ansatz 1: Umfassender Kapazitätsmarkt

Bei einer **Einbeziehung der gesamten Kapazität** in den Kapazitätsmarkt würden alle Anlagen jedes Jahr erneut an der Auktion teilnehmen können und sich für das Erfüllungsjahr zur Bereitstellung der Kapazität verpflichten. Bei Neuanlagen erscheint es sinnvoll, diese Verpflichtung und damit auch die Zahlung der Kapazitätsprämie auf einen längeren Zeitraum auszudehnen um die nötige Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Eine Festlegung auf die gesamte Kapazität hat grundsätzlich unter anderem den **Vorteil**, dass alle Elemente durch eine **vertragliche Bindung** zur Teilnahme – auch in fünf Jahren – verpflichtet werden. Eine plötzliche Umorientierung, sei es aus strategischen oder betriebswirtschaftlichen Gründen, ist unwahrscheinlich, was die Planungssicherheit des Koordinators erhöht. Allerdings besteht Grund zu der Annahme, dass die vorhandenen Kraftwerke *cum grano salis* auch ohne diese Verpflichtung zur geplanten Gesamtkapazität beitragen. Sollte sich – entgegen der Planung der Gesamtkapazität – durch vorzeitige Außerbetriebnahme von alten Kraftwerken eine Kapazitätsknappheit abzeichnen, so würden die heute bereits vorhandenen Märkte (Terminmarkt, Spotmarkt) entsprechende Preissignale senden. Im Gegensatz zu Investoren können und würden die Betreiber von Bestandsanlagen relativ kurzfristig reagieren und z. B. ihre Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht stilllegen. Eine größere Unsicherheit als im umfassenden Ansatz verbleibt, könnte aber durch eine angemessene Überdeckung in der Bemessung der vorgehaltenen Kapazitäten abgefedert werden.

Als wesentlicher Nachteil des umfassenden Kapazitätsmarktes steht dem gegenüber, dass mit hohen **windfall profits** auf Seiten der Bestandsanlagen zu rechnen ist. Dies betrifft sowohl die abgeschriebenen Altanlagen, deren Vorhandensein damit attraktiver wird und deren Betreiber einen zusätzlichen Deckungsbeitrag erhalten, als auch junge Bestandsanlagen, die noch im Kapitaldienst stehen und in ihrer wirtschaftlichen Situation dem heutigen potentiellen Investment ähnlich sind. Während das Ergebnis des Kapazitätsmarktes für den Investor also gerade seine Finanzierungslücke zu schließen vermag, führt dasselbe Ergebnis beim Betreiber einer abgeschriebenen Bestandsanlage zu erheblichen Kostenüberdeckungen. Einzelne Jahre, in denen Neubauprojekte preissetzend für den Markt sind, können so zu **hohen Gesamtzahlungsströmen und einer hohen Mitnahme** zugunsten der Betreiber bestehender Anlagen führen. Es ist aus heutiger Sicht unbeantwortet, wie in einem umfassenden Ansatz diese Effekte angemessen berücksichtigt bzw. ausgeschlossen werden könnten.

Untergliederung eines umfassenden Kapazitätsmarktes

Die Anforderungen, die sich aus dem steigenden Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit fluktuierender Einspeisung ergeben, können es erforderlich machen, dass die Höhe der Kapazität nicht das alleinige Kriterium ist: Ergänzend kann es notwendig sein, Anforderungen z. B. an die Flexibilität der Kapazitäten zu stellen. Die Folge wäre ein **technisch spezifizierter Kapazitätsmarkt**, etwa mit einer Kapazitätsklasse, die eher träge zu regelnde, klassisch als „Grundlastkraftwerke“ bezeichnete Einheiten beinhaltet und einer weiteren, die rasch regelbare „Spitzenlastkraftwerke“ betrifft. Sofern in der Grundlastklasse Überschuss herrscht, sollte sich im perfekten Markt auch ein Kapazitätspreis nahe Null einstellen. Nur in der „Mangelklasse“ würden auch nennenswerte Preise auftreten. Dies hätte

zugleich den Nebeneffekt, dass die Problematik der windfall profits damit weitestgehend entschärft werden könnte. Speziell im deutschen Fall muss allerdings berücksichtigt werden, dass diese gedanklich gebildete Grundlastklasse im Eigentum weniger steht. Vor dem Hintergrund dieser **oligopolistischen Struktur** kann die These des „Nahe-Nullpreises“ gefährdet sein, da jeder der Oligopolisten mit seinem Anteil am Erzeugungspark theoretisch preissetzend werden und so beliebige Mitnahmeeffekte für alle Oligopolisten generieren könnte.

Zusammenfassend bestehen die wesentlichen Nachteile eines umfassenden Kapazitätsmarktes im deutschen Fall einerseits in dem Risiko von **hohen Gesamtkosten**, die sich zum großen Teil als **windfall profits** bei Bestandsanlagen nieder schlagen, zum anderen in der **Gefahr marktmachtgetriebener Preise** zum Schaden der Gesamtheit der Stromkunden.

Ansatz 2: Selektiver Kapazitätsmarkt

Das Alternativmodell des **selektiven Kapazitätsmechanismus** bezieht nur Neubauten in den Markt ein. Die Festlegung des Koordinators muss also über den skizzierten Schritt hinaus nicht nur die benötigte Gesamtkapazität umfassen, sondern auch die voraussichtlich vorhandene Kapazität im Zukunftsjahr berücksichtigen, um so zum zusätzlichen Bedarf zu kommen. Durch den Wegfall von Zahlungen an Bestandsanlagen werden die geschilderten Probleme der windfall profits und der marktmachtgetriebenen Preise eliminiert. Rechtliche Vorbehalte gegen die unterschiedliche Behandlung von Neu- und Bestandsanlagen scheinen nicht zu tragen und müssen daher im Weiteren nicht berücksichtigt werden (vgl. (Hammerstein, 2011)).

Ein Teilproblem hierbei ist die **Abgrenzung von Bestand zu Neubau**. Da die Investitionsentscheidung für einen Neubau in vielen Einzelschritten abläuft (z. B. Standortsicherung, Netzanschluss, Gasliefervertrag, Baugenehmigung, Bauentscheid, Baubeginn ...Inbetriebnahme) die zwar aus Projektsicht Meilensteine darstellen, aber jeder für sich genommen nicht zwingend öffentlich bekannt sind und auch nicht ab einer allgemein definierbaren Grenze zwingend zur Unumkehrbarkeit des Projektes führen, liegt die Orientierung an der Aufnahme des kommerziellen Betriebes nahe. Damit wäre ein Neubaukraftwerk eines, das zum Zeitpunkt der Ausschreibung noch nicht in Betrieb ist, zum Zeitpunkt der Erfüllung (+ fünf Jahre) aber in Betrieb. Als wesentliche Konsequenz ergibt sich für dieses Alternativmodell, dass jede Kapazität nur in genau einem Jahr an der Auktion teilnehmen kann, sofern sie bezuschlagt wird.

Beispiel: Ist z. B. ein Kraftwerksprojekt von Investor A entscheidungsreif (im Beispiel: Geplante Inbetriebnahme in drei Jahren), kann Investor A an der Kapazitätsauktion teilnehmen, denn dieses sein Projekt ist heute nicht im kommerziellen Betrieb, im Jahre t+5 aber wohl. Sollte er mit seinem Gebot bezuschlagt werden, erhält er eine einmalige Zahlung in mindestens der von ihm gebotenen Höhe (MCP-Verfahren) und verpflichtet sich im Gegenzug zur Bereitstellung der angebotenen Neubau-Kapazität vor dem Stichtag t+5. Sollte dieser Investor weitere Projekte betreiben, kann er mit diesen in den Folgejahren natürlich wieder teilnehmen, ebenso kann er die in Rede stehende Kapazität in der nächsten Auktion wieder anbieten, sollte er NICHT bezuschlagt worden sein. Die ‚Einmaligkeit‘ bezieht sich also ledig-

lich darauf, dass ein und dieselbe Kapazität nicht aus mehreren Auktionen einen Erlös generiert.

Diskussion weiterer Effekte eines selektiven Kapazitätsmarktes

Eine Festlegung auf einen selektiven Mechanismus hat allerdings auch auf andere Bereiche des Marktdesigns z. T. weitreichende Folgen. Die wesentlichen Aspekte hierbei sind folgende:

- **Alte Bestandsanlagen**, genauer: Alle Anlagen deren kurzfristige Grenzkosten höher sind als die der angereizten Neubauprojekte, werden durch die gezielte Förderung von Neubauten mit tendenziell niedrigeren Grenzkosten verstärkt an den rechten Rand der merit order gedrängt. Als Konsequenz ergeben sich geringere Einsatzzeiten (Volllaststunden) bei potentiell niedrigeren Strompreisen, so dass die wirtschaftliche Situation dieser Anlagen verschlechtert wird. Insgesamt führt dies jedoch auch zu einer Beschleunigung des Umbaus des Kraftwerksparks. Politisch und aus Umweltschutzgründen ist dies begrüßenswert, aus Sicht der Betreiber dieser Assets aber sicher unerwünscht. Auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kann es Kostenvorteile bringen, Altanlagen betriebsbereit zu erhalten und gelegentlich einzusetzen, statt neue Kraftwerke zu errichten.
- **Junge Bestandsanlagen** werden behandelt wie alte Bestandsanlagen. Obwohl sie in ihrer wirtschaftlichen Situation den angereizten Neubauten ähnlich sein dürften (z. B. bezüglich der Technologie, der Anlagenpreise, vor allem aber durch den Umstand, Kapitaldienst leisten zu müssen), profitieren sie nicht vom Kapazitätsmarkt. Eine Ungleichbehandlung ist im Falle von Marktdesignänderungen zu erwarten und kann dem unternehmerischen Risiko der Investoren zugeordnet werden, gleichwohl wird sie von diesen sicher als Manko des Designs betrachtet werden.
- **Anlagen im Bau:** Eine Besonderheit stellen diejenigen Kraftwerke dar, die sich (abhängig vom Zeitpunkt der Einführung des Kapazitätsmarktes) bereits im Bau befinden. Nach der obigen Definition, würden diese Anlagen als Neubauten gelten und könnten am Kapazitätsmarkt teilnehmen, sofern sie zum Zeitpunkt der Auktion den kommerziellen Betrieb noch nicht aufgenommen haben. Dies könnte bei Einführung des Kapazitätsmarktes zu einer „strategischen“ Verschiebung der Aufnahme des kommerziellen Betriebs führen.
- **Retrofitmaßnahmen** nehmen im Rahmen dieses Entwurfes eine Sonderrolle ein. Da die Lebensdauerverlängerung durch ein Retrofit in aller Regel geringer als die Lebensdauer eines Kraftwerksneubaus, zugleich die damit verbundenen Kosten ebenfalls in Größenordnungen niedriger sind, würde eine Teilnahme von Retrofitmaßnahmen als Quasi-Neubauten den Markt verzerren. Die Nicht-Berücksichtigung von Retrofitmaßnahmen, die durchaus erwünscht und vorteilhaft gegenüber Neubauten sein können, im Kapazitätsmarkt stellt jedoch eine Ungleichbehandlung gegenüber Neubauten dar und ist damit nachteilig für Bestandsanlagen.
Die unbestreitbaren Vorteile der Maßnahme, insbesondere die kürzere Realisierungsfrist, könnte man sich aber in einem nachgelagerten, eigenen Markt zu Nutze machen. Dieser kann auf Grund der Planungs- und Prognoseunsicherheiten des Koordinators Bedeutung erlangen, z. B. durch unvorhergesehene Stilllegungen von thermi-

schen Kapazitäten oder durch einen anderen als den erwarteten EE-Zubau. Siehe hierzu 5.3.2.3) .

- Die **Integration von DSM** ist im ersten Schritt dieses Marktmodells nicht ohne weiteres möglich, da, wie ausgeführt, die Laufzeit und Investitionskosten eines DSM grundsätzlich anders geartet sind als die eines Kraftwerks oder Speichers. Die Optionen der Regelernergiebereitstellung und damit die indirekte Beeinflussung der Bemessung des Kapazitätsmarktes bleiben hingegen bestehen. Darüber hinaus ist die Integration über eine zweite Marktstufe zu leisten, vgl. hierzu 5.3.2.3.

Abwägung umfassender / selektiver Kapazitätsmarkt

Beide Varianten weisen offene Fragen auf, zu denen Forschungs- und Erprobungsbedarf besteht. Es ist daher grundsätzlich angeraten, Erfahrungen zu sammeln und diese in weitere, folgende Entwicklungsschritte des Marktes einfließen zu lassen.

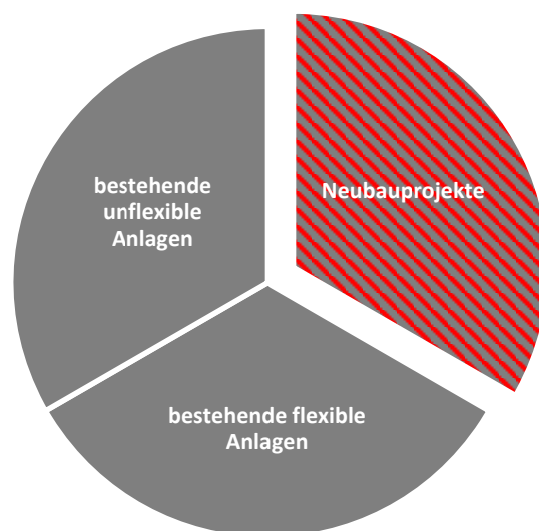


Abbildung 22: Abgrenzung des Marktes auf Neubauprojekte

Augenscheinlich ist die Gruppe potentieller Bieter in diesem Markt ausreichend groß: Neben den etablierten Kraftwerksgesellschaften unterschiedlicher Größe ist auch das Hinzustoßen neuer Marktteilnehmer möglich. Die Schwelle liegt – da ja z. B. auch die Investition in eine Gasturbine angeboten werden kann – nicht prohibitiv hoch und kann z. B. auch von kleineren und mittleren Stadtwerken oder größeren Industrieunternehmen überwunden werden. Dennoch muss das Bieterverhalten beobachtet werden: Ungewöhnliche Gebotspreise (verifizierbar an typischen Investitionskosten von Erzeugungsanlagen) und geringe Bieterzahlen müssen für den Koordinator des Kapazitätsmarktes ein Hinweis auf mögliche Preismanipulationen sein, auf die er dann auch zu reagieren in der Lage sein muss. Es muss sicher ausgeschlossen werden, dass der Auktionator z. B. durch zu wenige und unrealistisch hohe Gebote gezwungen wäre, überbeuerte Kapazitätsprämien zu zahlen und diese dann zu sozialisie-

ren. Die Ausgestaltung dieser Handlungsfreiheit des Markt-Koordinators ist essenzielle Voraussetzung für einen funktionierenden und effizienten Markt (vgl. auch 5.3.2.11).

- ⇒ **Ergebnis der Abwägung ist, dass ein selektiver Mechanismus, der sich auf die benötigten Neubauten bezieht, etabliert werden sollte. Die Hauptgründe für diese Entscheidung sind, dass**
- *die Befürchtungen bezüglich Marktmachtausübung im umfassenden Kapazitätsmarkt nicht widerlegt werden können, durch diesen Ansatz aber entkräftet sind.*
 - *die unerwünschten, windfall profits im selektiven Mechanismus nicht auftreten.*
 - *die Einführung eines Kapazitätsmarktes mit der Beschränkung auf Neubauten aufgrund der deutlich geringeren ausgeschriebenen Leistung, mit geringeren finanziellen Risiken verbunden ist als ein umfassender Kapazitätsmarkt*

5.3.2.3 Eine zweite Marktstufe zur Integration von DSM und Retrofit

Wie in 5.3.2.1 beschrieben legt der Koordinator die benötigte Gesamtkapazität für den Zeitraum in fünf Jahren fest. Hierbei muss er sich auf diverse unsichere Prognosen und Annahmen stützen und wird dadurch auch Fehleinschätzungen treffen. Problematisch an diesen ist grundsätzlich, dass im Falle des Feststellens einer solchen Fehleinschätzung, z. B. für den Zeithorizont +2a, eine Reaktion durch Kraftwerksneubauten nicht mehr möglich ist.

Es ist daher ratsam, in einer zweiten Marktstufe eine Ausgleichsmöglichkeit für den Koordinator zu ermöglichen, über welche dieser in kürzerer Frist eine drohende Unterdeckung abwenden kann. Hierfür stehen auch kürzerfristige technische Lösungen als ein Kraftwerksneubau zur Verfügung.

Zum einen können demand side management-Maßnahmen (**DSM**) die Lastseite dergestalt beeinflussen, dass die gesamte benötigte Erzeugungskapazität verringert wird. Diese umzusetzen dürfte mit einem Vorlauf von z. B. einem Jahr möglich sein, da es sich teilweise um die Nutzung vorhandener Potentiale, teilweise um regelungstechnische Änderungen oder Anpassungen im Produktionsablauf sowie deren vertragliche Fixierung und die Bündelung der Umsetzung handelt, nicht aber um mit einem Kraftwerksbau vergleichbare Maßnahmen.

Zum anderen können Maßnahmen die technische Lebensdauer von Bestands-Kraftwerken verlängern (**Retrofit**). Auch hierfür gilt, dass der Zeitbedarf für die Umsetzung deutlich unter der Neubauzeit einer Erzeugungsanlage liegt und – je nach Maßnahme – ebenfalls binnen eines Jahres möglich sein kann. Auch weitere, neue Marktteilnehmer wie z. B. Mikro-KWK-Anlagen könnten - in gebündelter Form – in dieser Marktstufe leichter einen Beitrag zur gesicherten Leistung beisteuern.

Beide Bereiche bedürfen eines in Teilbereichen anderen Umgangs als der hier hauptsächlich beschriebene Kapazitätsmarkt. Die Eckpunkte dieser zweiten Marktstufe lauten wie folgt:

- Zeitlicher Vorlauf: 1 Jahr
- Erfüllungszeitraum: 1 Jahr
- Technische Spezifikation: Durch Präqualifikation
- Räumliche Differenzierung: Wie in der 1. Marktstufe
- Auktion: Wie in der 1. Marktstufe

Die mögliche Notwendigkeit der Nachbesserung einer fehlerhaften Prognose definiert die Notwendigkeit dieser 2. Marktstufe. Ihre Sinnhaftigkeit wird aber darüber hinaus deutlich, da sie geeignet ist, weitere Marktteilnehmer am Kapazitätsmarkt teilnehmen zu lassen. Auch wenn der Umfang der DSM-Potentiale wie beschrieben umstritten ist, deuten internationale Erfahrungen darauf hin, dass diese Marktteilnehmer rege Teilnahme an Kapazitätsmärkten zeigen, wenn sie die Möglichkeit erhalten (vgl. (Gottstein, 2011)).

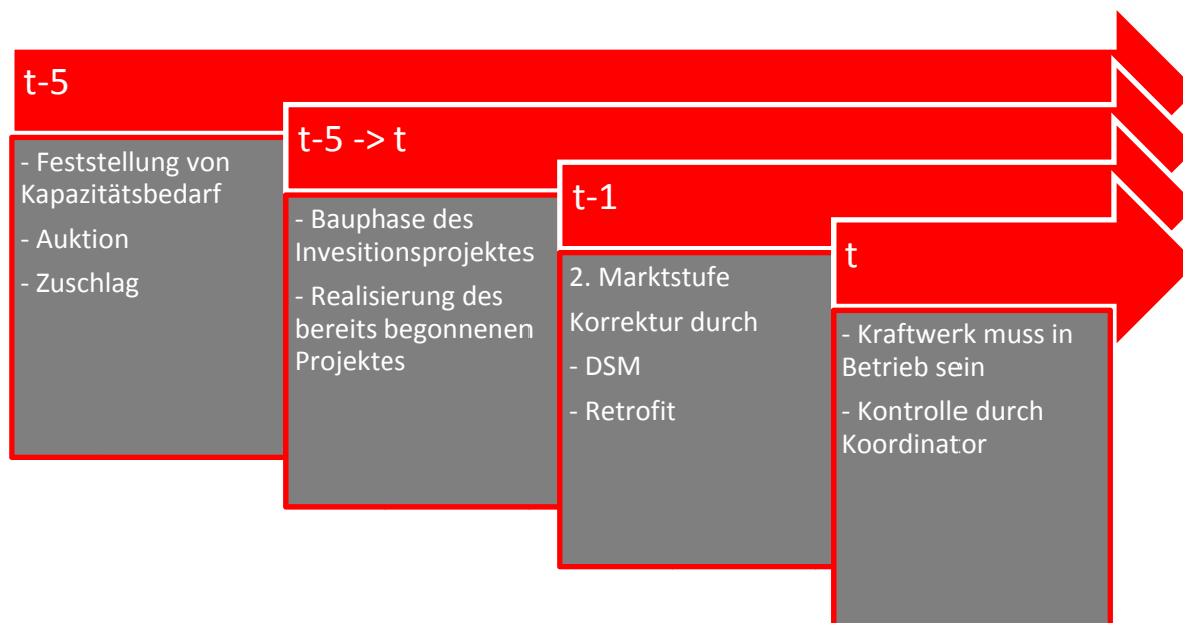


Abbildung 23 Zeitlicher Ablauf der Auktionen / Marktstufen (Prinzip)

Nichtsdestoweniger wird die Verzahnung der Marktstufen ein großes Fingerspitzengefühl des Koordinators erfordern. Schließlich muss er für den langen Zeitraum das Vorhandensein von z. B. DSM-Potentialen am Strommarkt antizipieren und in die Herleitung der benötigten Gesamtkapazität einfließen lassen. In kürzerer Frist gilt es zu verifizieren, ob diesbezüglich die von ihm angenommene Entwicklung stattgefunden hat, oder ob er die skizzierte zweite Marktstufe aktivieren muss, um im Rahmen seiner Prognose zu bleiben.

5.3.2.4 Technische Differenzierung des Marktes

Die heutige Ausdifferenzierung des Kraftwerksparks resultiert vereinfacht aus der Abwägung von Fix- zu Kapitalkosten bei erwarteten Volllaststunden. Auch in einer zukünftig durch volatile Einspeiser geprägten Energiewelt wird es unterschiedliche Anforderungen an Kraftwerke

geben, die den heutigen Grundlast- und Spitzenlastanforderungen ähnlich sind. Aspekte wie rasche Regelbarkeit, niedrige Mindestteillast etc. kommen hinzu.

Der Koordinator hat neben der Quantifizierung des Neubaubedarfs auch die Aufgabe, technische Spezifikationen festzulegen, die die Anforderungen des Systems angemessen widerspiegeln. Es ist zu erwarten, dass Neubauten üblicherweise in Form flexibler Kraftwerke gefordert werden, um die Leistungsschwankungen und die Rampen, die sich aus der Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ergeben, kompensieren zu können. Sollte sich die **technische Notwendigkeit** ergeben, kann aber auch unterschiedlichen Anforderungssegmenten Rechnung getragen werden, z. B. indem der Koordinator den ermittelten Zubaubedarf in einen Anteil von niedrig spezifizierten (also trägen) Kraftwerken einerseits und einen Teil von höher spezifizierten Regelkraftwerken andererseits aufteilt.

- ⇒ ***Eine Segmentierung des Marktes in unterschiedliche technische Klassen kann durch den Koordinator vorgenommen werden, sofern dies technisch notwendig ist.***

5.3.2.5 Räumliche Differenzierung des Marktes

Ähnlich der technischen Differenzierung kann eine räumlich differenzierte Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes stattfinden. In einer ersten Stufe findet dies bereits dadurch statt, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als intime Kenner der Netzsituation in den Planungsprozess einbezogen sein müssen. Hieraus folgt eine Bedarfsermittlung die zumindest auf Regelzonenebene regionalisierbar ist.

Sollte darüber hinaus aus Gründen der Netzstabilisierung oder auch zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen eine weitere regionale Unterteilung technisch notwendig sein, naheliegend etwa bei Netzen mit stark unterschiedlicher EE- und Laststruktur (vgl. TENNET, Windeinspeisung im Nordwesten, Erzeugungsreduktion und Last im Süden), kann der Koordinator die entsprechenden Allokationsanreize über räumlich begrenzte Teilmärkte setzen und so z. B. die Ansiedlung von neuen Kapazitäten oder die Ertüchtigung industrieller Lasten initiieren.

Im Falle ausreichender Transportkapazitäten in einem Übertragungsnetz wäre die Allokation der Kraftwerke irrelevant, so lange die Gesamtkapazität das benötigte Quantum aufweist. Diese ist aber derzeit nicht gegeben, wie folgende Graphik, von (Kleinekorte, 2010) gezeigt wurde, veranschaulichen soll:

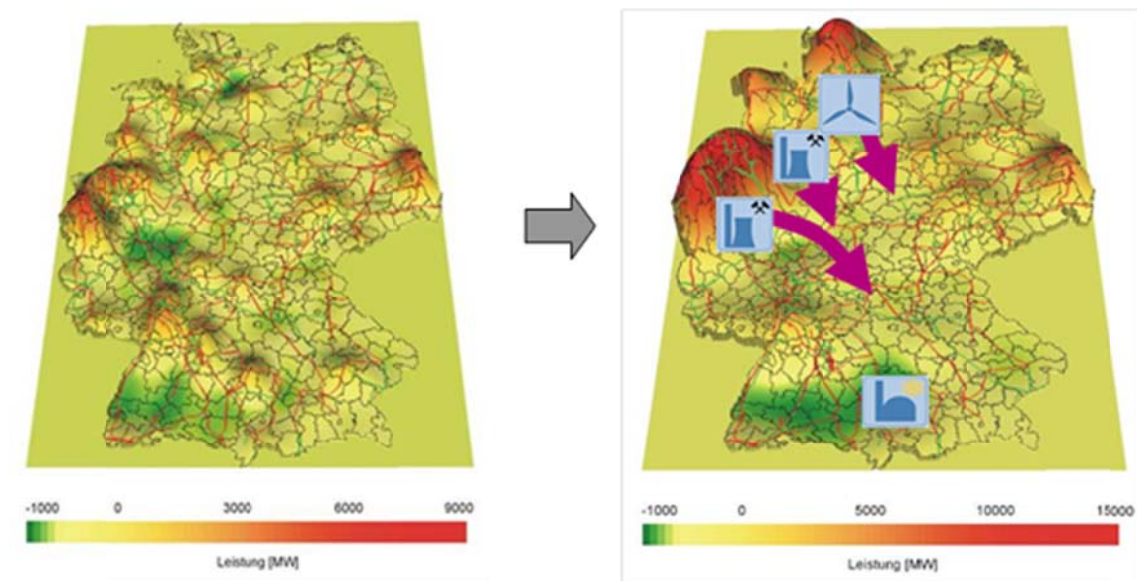


Abbildung 24: Veränderungen der Transportnetz-Aufgaben durch Wandel des Erzeugungsparks

Wichtig ist hierbei der deutliche Hinweis auf zwei Umstände: Erstens muss jede Teilung des Marktes zur Sicherstellung größtmöglicher Liquidität auf das technisch notwendige Minimum begrenzt bleiben. Dies betrifft die räumliche Gliederung der Unterteilung sowie deren Dauer. Zweitens ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass damit keine Teilung der Erzeugungs-, Termin- oder Regelenenergiemärkte einhergeht. Vielmehr trägt die gezielte Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten dazu bei, ebendiese Marktteilungen zu verhindern.

- ⇒ **Die Bildung regionaler Teilmärkte für den Kapazitätsmarkt (nicht den Erzeugungsmarkt) kann notwendig und sinnvoll sein und als Allokationsanreiz für Neubauten wirken.**

5.3.2.6 Zeitliche Ausgestaltung

Wie schon eingangs angesprochen, soll ein rollierendes Verfahren mit fünf Jahren Vorlauf etabliert werden. Diese relativ lange Vorlaufzeit trägt dem Umstand Rechnung, dass die Bauzeiten von Kraftwerken in dieser Größenordnung liegen. Zu bedenken ist, dass eine anteilige Vorplanung durchaus schon vor der relevanten Auktion stattfinden kann, sodass auch Technologien mit längeren Bauzeiten von diesem Vorlauf noch profitieren können.

Dem selektiven Mechanismus, der Neuanlagen betrifft, ist eigen, dass jede Anlage nur in genau einem Jahr / einer Auktion die Bedingung „Neubau“ erfüllt. Folglich kommt es auch zu **genau einer Teilnahme**. In den Folgejahren wird das Kraftwerk – dann Bestandsanlage - nicht mehr an den Auktionen teilnehmen können, wenn es einmal einen Zuschlag erhalten hat. Davon unbenommen kann natürlich derselbe Investor / dasselbe Unternehmen auch in den Folgejahren an den entsprechenden Auktionen teilnehmen, indem es z. B. weitere Projekte anbietet. Ebenso kann im Falle einer Nicht-Bezuschlagung eines bestimmten Projektes dieses im Folgejahr erneut teilnehmen. In Abhängigkeit der Entwicklung von Nachfrage und

dem Ausbau der Erneuerbaren Energien kann es in einzelnen Jahren dazu kommen, dass kein Bedarf an zusätzlicher Kapazität besteht und damit auch keine Auktion stattfindet.

Ob die Zahlung an eine bezuschlagte Neubauanlage in einem oder verteilt über mehrere Jahre ausgezahlt wird, ist eine Detailfrage der Ausgestaltung, die hier nicht näher betrachtet wird.

⇒ **Marktergebnis ist eine Zahlung für die jeweilige, angebotene Kapazität. Neuanlagen können nur einmal an einer Kapazitätsauktion teilnehmen**

5.3.2.7 Gestaltung der Auktion

Die vom Koordinator auszuführende Auktion weist einige Spezifika auf: Sie findet rollierend (jährlich) statt (nicht fortlaufend), wobei in den meisten Jahren durch die Beschränkung auf den Zubaubedarf das ausgeschriebene Volumen, also die zu installierende Leistung, relativ gering sein wird. Eine eventuell notwendige Regionalisierung des Kapazitätsmarktes (vgl. 5.3.2.5) verringert das Volumen nochmals. Auf diese geringen Kapazitäten sind viele Unternehmen / Investoren in der Lage zu bieten. Dieser Umstand lässt regen Wettbewerb auf der Anbieterseite erwarten.

Ein übliches Verfahren der Preisbildung in dieser Konstellation ist das des „market clearing price“ („mcp“), also des markträumenden Preises, so wie dieser auch an der Strombörse zum Einsatz kommt. Diese Verfahrenswahl hat zur Folge, dass man bei der Bepreisung der Gebote grundsätzlich die Zuwachskosten der angebotenen Technologie erwarten darf. Im vorliegenden Fall entsprechen diese der in Kap. 4.3 exemplarisch besprochenen Deckungslücke zur Rentabilität eines Neubauprojektes, übersetzt in einen benötigten Fixkostenzuschuss. Diesem wird nach Einschätzung des Investors möglicherweise ein Risikozuschlag hinzugefügt. Ein Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien und deren Eignung für die bestehenden Energiemärkte bleibt voll bestehen, da er das Ausmaß der Deckungslücke determiniert.

In dieser Auktion kann und wird es zu Überdeckungen der Kosten einzelner Gebote kommen: Wird eine preiswerte Technologie geboten, eine teurere aber auch noch gebraucht und bezuschlagt, entsteht bei der preiswerten Technologie ein Deckungsbeitrag, der die Kosten überdeckt. In diesem Fall wird der Preis nicht durch die Kosten sondern durch den Wert für das Gesamtsystem bestimmt.

Es existieren diverse Alternativen zum „mcp“-Ansatz. Insbesondere das pay-as-bid-Verfahren („pab“) wird häufig diskutiert. Dies würde aber die beschriebene Kostenüberdeckung nicht verhindern, da bereits das Gebotsverhalten der Akteure in diesem Fall von dem erwarteten Preis und nicht von Kosten bestimmt wäre, wie auch empirisch nachgewiesen wurde (vgl. (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008)). Hierdurch kämen aber spekulative Elemente in die Preisbildung, ohne dass dem ein höherwertiger Nutzen gegenüber stünde.

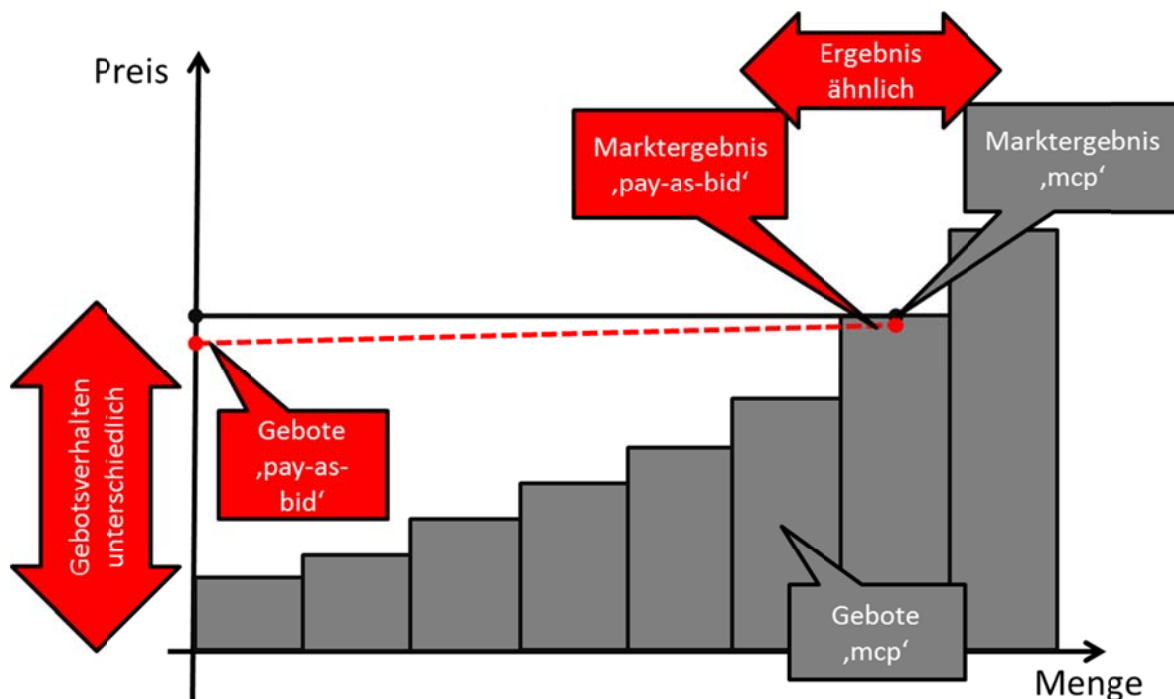


Abbildung 25: Prinzip des unterschiedlichen Gebotsverhaltens bei 'mcp' und 'pab' pricing

Die Fachliteratur kennt eine Vielzahl weiterer Preisbildungs- und Auktionsverfahren höherer Komplexität, oftmals spezifische Ausprägungen der beiden geschilderten Grundtypen, mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen. Ob eine dieser Spezialformen ggf. weitere Vorteile zu erbringen vermag, kann auf dem derzeitigen Stand der Diskussion nicht abschließend beantwortet werden sondern bedarf weiterer Erfahrung und Forschung. Der erste Schritt in die Etablierung des Marktes sollte mit der passenden Grundform des Preisbildungsmechanismus getan werden, um die Vorteile von Einfachheit und transparentem / vorhersehbarem Verhalten der Marktteilnehmer zu nutzen.

Die positive Einschätzung bezüglich dieses Preisbildungsverfahrens lässt sich auch an der folgenden Einschätzung Prof. Ockenfels bezüglich der Preisbildung an der EEX ablesen:

„Insbesondere besitzt die von der EEX eingesetzte Einheitspreisauktion im Vergleich zu anderen diskutierten Preisbildungsverfahren eine Reihe gut dokumentierter Vorteile. Dazu gehören hohe Transparenz, eindeutiger Referenzpreis, (...), keine relativen Vorteile durch Informationsvorsprünge oder Marktmachtausübung und selbst-korrigierende Wettbewerbsanreize. Bei hinreichend wettbewerblichem Verhalten führt die Einheitspreisauktion zu vollständiger Effizienz (...).“ (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008)

Weitere Randbedingungen der Auktionsteilnahme sind durch den Koordinator festzulegen:

- Im Rahmen einer **Präqualifikation** muss sichergestellt werden, dass die angebotenen Leistungen den technischen Bedarfen genügen. Kriterien hierfür können etwa die Flexibilität der Leistung (Leistungsänderungsgeschwindigkeit), die zeitlichen Restriktionen bezüglich Start / Anfahrtverhalten (Startzeiten / Mindestteillastverhalten) oder

auch die Dauer der Erbringung sein. Auch die räumliche Ansiedlung (vgl. 5.3.2.5) ist ein Teilaspekt dessen.

- Die **Häufigkeit der Auktion** (eine oder mehrere Auktionsrunden) ist, durch Festlegung auf einen „mcp“ und eine zuvor vom Koordinator bestimmte Kapazität (also ein Modell mit Mengenfestlegung), auf einen einmaligen Vorgang vorentschieden. Lediglich im Falle einer zu geringen Bieterzahl könnte eine Nachauktion nötig werden.

⇒ **Die Auktion wird jährlich einmal im Preisbildungsverfahren „market clearing price“ durchgeführt. Die Teilnahme setzt eine vorherige Präqualifikation voraus.**

5.3.2.8 Verpflichtung aus der Auktion

Der Kraftwerksinvestor verpflichtet sich bei Zuschlag zur Errichtung der gebotenen Kapazität, ggf. in der spezifizierten Region, allgemein mit den in der Präqualifikation festgelegten Merkmalen. Eine Nichterfüllung dieser Verpflichtung (z. B. Verzögerungen im Zeitplan, Änderungen an der technischen Ausgestaltung etc.) muss über Abschläge von ersteigertem Entgelt bis hin zur Streichung der Kapazitätsprämie pönalisiert werden, damit die Anreizwirkung entfaltet werden kann. Damit muss die tatsächliche Umsetzung des Projektes garantiert werden.

Die kurzfristige Wiederstilllegung dieser Kapazität muss nach heutiger Einschätzung nicht befürchtet werden, hier gelten dieselben Überlegungen wie für andere Bestandsanlagen (vgl. 5.3.2.2). Eine Streckung der Auszahlung auf viele Jahre oder ein anderer Anreiz zur Teilnahme am Markt ist daher als Anreiz voraussichtlich nicht notwendig (vgl. (Hammerstein, 2011)).

Nicht beeinflusst werden soll außerdem die Einsatzweise der Kapazität im Tagesgeschäft. Grundsätzlich ist das Ziel des hier umrissenen Kapazitätsmarktes, das Vorhandensein von ausreichender und geeigneter Kapazität zu sichern, nicht deren Einsatz. Darüber hinaus wird eine geeignete Einsatzweise der Erzeugungskapazitäten auch heute durch die vorhandenen Marktstufen offenkundig sichergestellt. Ausgehend von marktrationalem Verhalten der Investoren gibt es keinen Anlass daran zu zweifeln, dass diese marktdienliche Einsatzweise auch weiterhin erfolgt. Der wirtschaftliche Erfolg des Investors sollte hierfür Anreiz sein.

Von einer Reglementierung oder Pönalisierung der Vermarktung kann daher abgesehen werden.

⇒ **Der Zuschlag bei der Auktion verpflichtet zur Errichtung der gebotenen Kapazität in definierter Qualität, nicht zu deren Einsatz auf bestimmte Weise.**

5.3.2.9 Ansiedlung der Aufgabe „Koordinator“

Die Rolle des Koordinators bedarf einer sachgerechten Ansiedlung und Ausgestaltung, die zugleich den **wirtschaftlichen, technischen und organisatorischen Erfordernissen** Rechnung trägt und eine hohe **Akzeptanz** im Kreise der Marktakteure mit sich bringt, die am sichersten durch **Neutralität** erreicht werden kann.

Aus fachlicher Sicht werden verschiedene Fähigkeiten und Kenntnisse der ÜNB benötigt:

- Der ÜNB als Netzbetreiber hat **intime technische Kenntnis** der vorhandenen und benötigten Erzeugungskapazitäten.
- Er kennt die Netzsituation und die zu deren **Stabilisierung** notwendigen Maßnahmen.
- Er ist mit Fragen des EE-Ausbaus und des Ausgleichs der EE-Mengen zwischen Netzregionen vertraut.
- Die ÜNB sind nach § 12 des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet, jährlich einen nationalen **Netzentwicklungsplan** für die nächsten 10 Jahre zu erstellen. Dieser basiert auf einem ebenfalls jährlich zu aktualisierenden Szenariorahmen bestehend aus 3 Szenarien, die von der BNetzA zu genehmigen sind.
- **Kapazitätsauktionen** sind aus dem Kontext der Regelenergie und der Bewirtschaftung internationaler Grenzkuppelstellen bekannt.

Diese technische, wirtschaftliche und organisatorische Expertise ist für das Gelingen der Marktumsetzung unabdingbar.

Allerdings kann die **Akzeptanz** einer Zuordnung der Koordinator-Rolle zum ÜNB beiden Marktteilnehmern als problematisch eingeschätzt werden. Gründe hierfür liegen:

- im Verdacht der **Quersubventionierung** der (ehemaligen) Kraftwerksschwestern,
- in der **intransparenten** Vergangenheit der Regelenergiemärkte,
- in der Befürchtung **oligopolistischen** Verhaltens etc.

Auch wenn durch die Verkäufe der Netzgesellschaften an Tennet bzw. elia sowie den anteiligen Verkauf des Amprion-Netzes die vorherige Konstellation bereits erheblich verändert worden ist, ist die Entflechtung der ÜNB insgesamt keineswegs als vollständig zu bezeichnen. Auch kann es zu einem Zielkonflikt kommen, da zwischen Netzausbau und Kapazitätsausschreibung zu optimieren ist, der Netzbetreiber aber hier möglicherweise eigene Interessen hegt. Das Kriterium der Neutralität ist damit in Frage gestellt.

Der Rahmen ist damit abgesteckt durch die Einbeziehung der fachlichen Expertise des ÜNB einerseits und eine neutrale, unabhängige ausführende Stelle andererseits. In diesem Spannungsfeld sind unterschiedliche Gestaltungsformen denkbar:

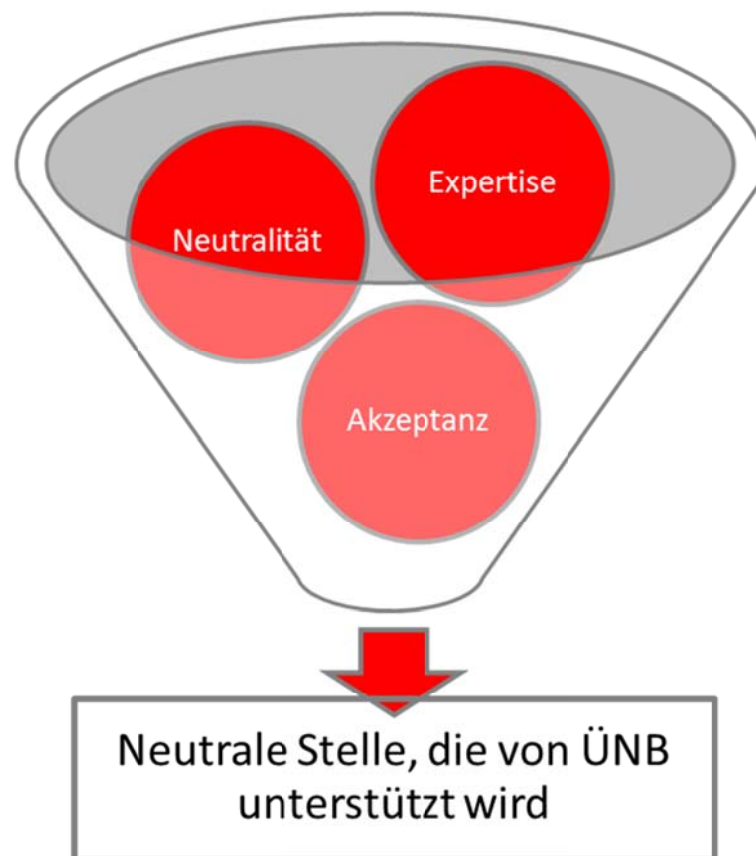


Abbildung 26: Rahmenbedingungen für die Ansiedlung der Rolle "Koordinator"

1. Für die Planungsaufgabe wird eine eigene **neutrale Instanz** geschaffen, die bei einer vorhandenen Einrichtung (z. B. BNetzA) angesiedelt werden müsste. Diese wird mit den notwendigen technischen und methodischen Kompetenzen sowie Rechten ausgestattet und wird vom ÜNB durch Zulieferung der benötigten Informationen in die Lage versetzt, ihre Aufgabe zu erfüllen.
2. Die Aufgaben der ÜNB werden insgesamt neu definiert und anders zugeschnitten, sodass ein bundesweiter ‚echter‘ **ISO** (independent system operator) entsteht, der die geschilderten Anforderungen an die Neutralität erfüllt. Dieser vereinigt die geforderten Fähigkeiten und Kenntnisse mit der im Markt verlangten Unabhängigkeit und kann diese positive Kombination zugleich auf andere Marktsegmente (z. B. Regelenergie, Redispatch etc.) anwenden.

Die Entscheidung über die genaue Ausprägung kann an dieser Stelle offen bleiben da sie für das weitere Marktdesign von geringer Bedeutung ist.

⇒ **Die Ansiedlung des „Koordinators“ muss den Anforderungen der fachlichen Expertise, der Akzeptanz im Markt und der Neutralität genügen. Eine neutrale Stelle (eine eigens hierfür zu errichtende oder ein unabhängiger ISO) können unter fachlicher Zuarbeit der ÜNB diesen Anforderungen gerecht werden.**

5.3.2.10 Refinanzierung der Kosten

Die Refinanzierungsfrage ist im Detail von der Ansiedlung der Funktion nicht zu lösen. Nahe-liegend ist allerdings eine bundesweit einheitliche Umlage über die Netzentgelte analog zur Umlage der Kosten aus dem Leistungspreis der Ausschreibungen von Regelleistung. Dies erscheint auch sachgerecht, da das Vorhandensein von Kapazität in angemessenem Maße, ebenso wie das Vorhandensein von Systemdienstleistungen, im allgemeinen Interesse aller Marktteilnehmer liegt. Auch ist dieser Weg dadurch geebnet, dass die ausführende Stelle auf jeden Fall in enger Zusammenarbeit mit den ÜNB agieren muss. Auch (Hammerstein, 2011) weist auf die Umlagefähigkeit der Kapazitätsentgelte im Rahmen der Netzentgelte hin.

⇒ ***Die Kapazitätsentgelte und andere aus dem Kapazitätsmarkt folgenden Kosten sollen über den Weg der Netzentgelte sozialisiert werden.***

5.3.2.11 Anreize zu effizientem, wirtschaftlichem Handeln

Die richtige Bemessung der Kapazitäten durch den Koordinator bedarf eines Anreizes oder einer Kontrolle, sowohl was das Verhindern einer Überdeckung angeht, als auch was die Vermeidung von Unterdeckungen betrifft.

Im hier vorgeschlagenen Falle der **Ansiedlung als neutrale Instanz oder bei einem neu etablierten ISO** ist je nach Ausprägung (z. B. als behördennahe Einrichtung ohne Gewinnerzielungsabsicht) eine planmäßige Unter- oder Überdeckung bei dieser Stelle womöglich nicht zu befürchten. Es ist aber die Einrichtung einer Methodenkontrolle aus Qualitätssicherungsgründen angeraten.

Der drohenden **Unterdeckung** kann prinzipiell durch eine Pönale begegnet werden. Sollten Stromausfälle auf eine zu geringe installierte Kapazität zurück zu führen sein, muss der Koordinator für diesen Einschätzungsfehler eine Strafzahlung leisten. Problematisch hierbei ist der Nachweis des Kausalzusammenhangs zwischen Ausfall und mangelnder vorhandener Last. Auch ist die wirtschaftliche Pönalisierung nur denkbar im Kontext einer Gewinnerzielungsabsicht. Die Unterdeckung ist daher im vorliegenden Modell eher durch Kontrolle als durch Pönale zu bekämpfen. Hierzu ist es notwendig, die Bemessungsstandards zu prüfen und zu begleiten.

Ebenfalls muss **Überdeckung** verhindert werden, um die Kosten in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Allerdings sind Kosten, die über die Netzentgelte refinanziert werden sollen, ohnehin Gegenstand der Regulierung und unterliegen somit der Kontrolle der BNetzA. Auch in dieser Ausprägung ist wichtig, bereits im Vorfeld der jeweiligen Ausschreibung zu begleiten und zu agieren, um stark unterschiedliche Einschätzungen bezüglich der Bemessung zu erkennen und zu hinterfragen.

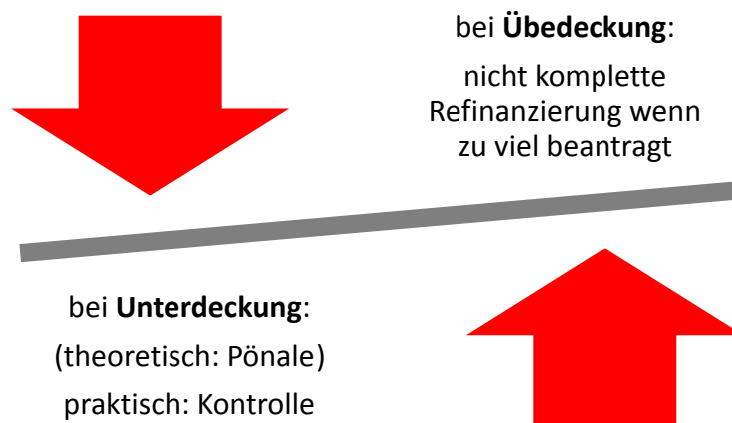


Abbildung 27: Handlungsanreize / Pönalen zur Sicherung marktwirtschaftlich sinnvollen Verhaltens

- ⇒ **Die Kontrollmechanismen Über- und Unterdeckung vermeiden. Gegenüber der Unterdeckung ist eine Aufsicht / Kontrolle das Mittel der Wahl. Gegenüber der Überdeckung ist diese durch die Refinanzierung über Netzentgelte angelegt.**

Die Ausgestaltung der Aufgabenteilung zwischen dem Koordinator und dem heutigen ÜNB ist in Anhängigkeit von der Ausgestaltung des Koordinators noch zu leisten.

5.3.2.12 Einführungszeitpunkt / Zeitpunkt des Entstehens von Kosten

Eine Einführung des skizzierten Marktes ist theoretisch sofort möglich, ohne dass Kosten entstehen würden, die die Position von administrativen und initialen Aufwendungen überschreiten. Der Grund besteht in der derzeitigen Situation der Überkapazität: Die heute ermittelte Menge an Zubaubedarf dürfte deutschlandweit betrachtet noch nahe null liegen. Allerdings könnte in der regionalisierten Ausprägung des Marktes, vor dem Hintergrund des Atomenergieausstiegs und der sich verzögernden Netzausbauten, bereits ein Bedarf erwartet werden, was besonders die Wintersituation in Süddeutschland betrifft. Ferner ist eine kurzfristige Verschärfung der Kapazitätssituation möglich, falls sich die derzeit in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte verzögern (Diskussion um T24-Stahl etc.). Eine sorgfältige Beobachtung der Last- und Erzeugungssituation durch den Koordinator ist vor dem geschilderten Hintergrund zeitnah empfehlenswert.

Bezüglich des Marktmechanismus jedenfalls ist festzuhalten, dass erst im Falle mangelnden Vorhandenseins von Kapazität im Zeithorizont des Marktes Kapazitäten ausgeschrieben und damit Investoren von Neubaukraftwerke ein Gebot abgeben würden.

Das Modell hat gegenüber einem Investitionskostenzuschuss in seiner heute diskutierten Form den Vorteil, deutlich stärkere marktwirtschaftliche Aspekte in Form eines Wettbewerbs unter möglichen Investoren zu etablieren. Eine kurzfristige Einführung würde das Instrument des Investitionskostenzuschuss überflüssig werden lassen bzw. ersetzen.

- ⇒ **Eine umgehende Einführung ist angeraten.**

6 Zusammenfassung und Fazit

Die elektrische Energieversorgung befindet sich vor einer Umbruchphase, die insbesondere durch den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau der Erneuerbaren Energien getrieben wird. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob das bestehende Marktdesign in Verbindung mit der heutigen Einschätzung der zukünftigen Rahmenbedingungen geeignet ist, richtige und ausreichende **Investitionsanreize** für benötigte Kraftwerkskapazitäten oder Investitionen in andere Technologien auszusenden. Investition ist dabei kein Selbstzweck, sondern zur mittel- und langfristigen Sicherstellung von Versorgungssicherheit über die Bereitstellung gesicherter Leistung unabdingbar, wollen wir den hohen Standard einer modernen Industrienation beibehalten.

In **Kap. 2** wurde analysiert, dass die sich wandelnden Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft neue **Kapazitäten erforderlich** machen. Kurzfristig sind diese als Gasturbinen in den Modellergebnissen erkennbar geworden, die eine Reservekapazität repräsentieren. Mittel- bis langfristig erschienen darüber hinaus im Basis-Szenario auch GuD-Kraftwerke, die auch zur Lastdeckung beizutragen haben. **Es besteht also Bedarf an Kraftwerkskapazität.**

Die **Situation eines potentiellen Investors** wurde in **Kap. 3** hinsichtlich der relevanten Wertbestandteile seiner Investition beleuchtet. Im Ergebnis war festzustellen, dass der Spotmarkt das Fundament der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Investors ist.

In **Kap. 4** konnte mit Hilfe einer Kraftwerkseinsatzsimulation dargestellt werden, dass die **Wirtschaftlichkeit von Neubauprojekten** am Spotmarkt derzeit bei weitem **nicht gegeben** ist und sich diese Situation absehbar auch nicht ändern wird.

Diese Analysen führten zum Schluss, dass ein weiteres, ergänzendes Element im Marktdesign fehlt, welches geeignet ist, die technisch notwendigen Investitionen anzureizen. Als **Eckpunkte eines solchen Kapazitätsmarktes** wurden in **Kap. 5** die folgenden vorgeschlagen:

1. Ein **Koordinator** berechnet und veröffentlicht rollierend den Kapazitätsbedarf für heute in fünf Jahren und berücksichtigt hierbei Last- und Erzeugungssseitige Optionen sowie den Ausbau EE. Der so ermittelte Kapazitätsbedarf ist Gegenstand eines jährlich stattfindenden **Auktionsverfahrens**. (→5.3.2.1)
2. Ein **selektiver Mechanismus, der sich auf die benötigten Neubauten bezieht**, soll etabliert werden, vor allem da
 - a. Befürchtungen bezüglich Marktachtausübung im umfassenden Kapazitätsmarkt bestehen,
 - b. unerwünschte windfall profits im selektiven Mechanismus nicht auftreten und
 - c. die Einführung eines Kapazitätsmarktes mit der Beschränkung auf Neubauten mit geringeren finanziellen Risiken verbunden als ein umfassender Kapazitätsmarkt (→ 5.3.2.2)
3. Nachjustierung und Integration von DSM und Retrofit erfolgen über eine **zweite Marktstufe**, die zeitlich nachgelagert (1 Jahr im voraus) durchgeführt wird (→ 5.3.2.3)

4. Eine Segmentierung des Marktes in unterschiedliche **technische Klassen** kann durch den Koordinator vorgenommen werden, sofern notwendig. (→ 5.3.2.4)
5. Die Bildung **regionaler Teilmärkte für Kapazität** (nicht für Energie!) kann notwendig und sinnvoll sein und als Allokationsanreiz für Neubauten wirken. (→ 5.3.2.5)
6. **Marktergebnis ist eine Einmalzahlung** für die jeweilige angebotene Kapazität. (→ 5.3.2.6)
7. Die Auktion wird jährlich im Preisbildungsverfahren „**market clearing price**“ durchgeführt. (→ 5.3.2.7)
8. Der Zuschlag bei der **Auktion verpflichtet** zur Errichtung der gebotenen Kapazität in definierter Qualität, nicht zu deren Einsatz. (→ 5.3.2.8)
9. Bezüglich der **Ansiedlung des „Koordinators“** sind unterschiedliche Optionen denkbar, die fachliche Expertise und neutrale Wahrnehmung sicherstellen :
 - a. Für die Planungsaufgabe wird eine neue neutrale Instanz geschaffen
 - b. Die Aufgaben der ÜNB werden insgesamt so neu definiert, dass ein bundesweiter ISO (independent system operator) resultiert.Im geschilderten Rahmen von Expertise und Neutralität kann die Detailfestlegung offen bleiben. (→ 5.3.2.9)
10. Die Form der **Refinanzierung** ist konkret von der Ansiedlung abhängig, eine Umlage über die Netzentgelte ist naheliegend.(→ 5.3.2.10)
11. **Anreize zu wirtschaftlichem Handeln** des Koordinators sind notwendig. Die entsprechenden Kontroll- bzw. Anreizmechanismen müssen noch ausgestaltet werden.(→ 5.3.2.11)
12. Eine **umgehende Einführung** ist angeraten.(→ 5.3.2.12)

Ferner ist zu betonen, dass die ausgearbeiteten Eckpunkte den heutigen Diskussionsstand wieder geben. Die mittel- bis langfristige Aufgabe der Integration Erneuerbarer Energien hat ein abgestimmtes **Gesamt-Marktdesign zum Ziel**. Dies bedarf der weitergehenden Erforschung und Modellierung von Marktzusammenhängen und Effekten, die den Rahmen dieser Ausarbeitung bei weitem sprengen würde.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass ein Kapazitätsmarkt als ergänzender Anreiz für Investoren sinnvoll und notwendig zu sein scheint, um das Risiko knappheitsbedingter Extrempreise oder gar Versorgungsausfälle zu verringern. Seine umfassende Integration in den Gesamtkontext eines neuen Marktdesigns bedarf noch umfänglicher Forschung, ein pragmatischer Schritt in die richtige Richtung sollte aber umgehend gegangen werden, da die Zeit für ein tatenloses Abwarten nicht gegeben ist. Eckpunkte und Gestaltungsspielräume hierfür müssen rasch und gründlich diskutiert und die Umsetzung initiiert werden, sodass möglichst umgehend die benötigten Erfahrungen gesammelt und der Neubaubedarf – zunächst z. B. bis 2020 – definiert und angereizt werden kann. Ein Monitoring des Prozesses ist anzuraten. Der vorliegende Gestaltungsvorschlag kann hierfür als Entwurf und Diskussionsbeitrag dienen.

7 Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanz e.V. (2011). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahre 2010*.
- BMU. (2010). *Entwicklung der EEG-Vergütung, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades*. Berlin.
- BMU. (2011). *Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Berlin.
- BMWi & BMU. (2010). *Energiekonzept*. Berlin: BMWi.
- BRD. (2006). *Nationaler Allokationsplan für erneuerbare Energien*. Berlin.
- Bundesregierung. (2011). *Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes*. Berlin.
- Crampton, P., & Stoft, S. (2006). *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*.
- dena. (2010). *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin.
- Gaidosch, L. (2008). *Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten*.
- Gottstein, M. (2011). *Kapazitätsmärkte für einen klimaneutralen Stromsektor: Herausforderungen und Erfahrungen*. Stuttgart.
- Grobmaier, R., & von Roon, S. (2010). *Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland*. Von www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/353. abgerufen
- IEA. (2010). *World Energy Outlook 2010*. Paris.
- Kleinekorte, K. (2010). *Europäische Verbunderweiterung*. München.
- Klobasa, M. (2006). *Elftes Kasseler Symposium*. Kassel: ISET.
- NERA. (2011). *Electricity Market Reform: Assessment of Capacity Payment Mechanism. A Report for Scottish Power*. London.
- Ockenfels, A., Grimm, D., & Zoettl, G. (2008). *Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*. Köln.
- Redpoint. (2010). *Electricity Market Reform. Analysis of policy options*.
- Reuters, T. (2011). *Euro / US\$ Forwards*. New York.

von Hammerstein, C. (2011). *Rechtsrahmen für die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland*. Stuttgart.

von Roon, S. (2010). *Demand Side Management in Haushalten - Potenziale und Hemmnisse für kurzfristige Leistungsbereitstellung*.