

Dieser Beitrag ist in ähnlicher Form erschienen in Hilligweg, G. (2018): Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf Strompreisbildung, Kraftwerkpark und Stromnetz, Hilligweg, G./ Kirspel, M./ Kirstges, T./ Kull, S./ Schmoll, E. (Hrsg): Jahresband 2018 des Fachbereichs Wirtschaft – Gesammelte Erkenntnisse aus Lehre und Forschung, S. 17-38, ISBN 978-3-643-14155-2.

Gerd Hilligweg

Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf Strompreisbildung, Kraftwerkpark und Stromnetze¹

Die energiepolitisch motivierte Förderung der erneuerbaren Energien hat zu einem deutlichen Anwachsen der Stromproduktion aus diesen Quellen geführt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Nettostromerzeugung, d.h. dem Strom-Mix, der tatsächlich „aus der Steckdose kommt“, lag im Jahr 2017 bereits bei rd. 38%.² Dies bleibt nicht ohne Folgen auf die Preisbildung an der Strombörse sowie die Einsatzzeiten des fossilen Kraftwerkparks.

Da sich die Preise an der Strombörse nach dem Prinzip der Merit Order bilden, werden vergleichsweise teuer produzierende Kraftwerke durch den Markteintritt günstiger produzierender Kraftwerke mit geringeren variablen Kosten verdrängt.

Aufgrund der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen mit Grenzkosten nahe Null ist hierdurch ein Effekt auf den Börsenstrompreis sowie die Zusammensetzung des Kraftwerkparks zu beobachten.

Eine maßgebliche Rahmenbedingung für das Gelingen der sog. „Energiewende“ ist zudem der Ausbau einer modernen und leistungsfähigen Stromnetzinfrastuktur.

¹ Die Ausführungen stellen Auszüge aus dem in diesem Jahr erschienenen energiepolitischen Lehrbuch des Autors dar. (Gerd Hilligweg: Grundlagen der deutschen Energiepolitik, Träger – Ziele – Instrumente, Schriftenreihe des Fachbereichs Wirtschaft der Jade Hochschule Wilhelmshaven/Oldenburg/Elsfleth, Band 8, Berlin 2018).

² Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2018.

1 Einfluss auf Strompreisbildung

Mit dem Aufbrechen des monopolistischen Strommarktes erhielten alle Marktteilnehmer die Gelegenheit, Strom wie ein ganz normales Gut (als „commodity“³) in den Tauschverkehr einzubringen. Somit ist der Markt für den Nachfrager nahezu transparent.

Auch bei Strom handelt es sich um ein homogenes Gut. Insofern stellt das Marketing für commodities angesichts der Austauschbarkeit der Produkte besondere Herausforderungen an einen Anbieter. Aufgrund der Homogenität des Gutes Strom ist dieses ideal für einen Börsenhandel geeignet.

Die bekannteste und führende europäische Strombörse ist die European Energy Exchange (EEX) mit mehr als 200 Handelsteilnehmern aus über 20 Ländern.

- Die EEX hat ihren Sitz in Leipzig und entstand im Jahr 2002 durch die Fusion der deutschen Strombörsen Frankfurt und Leipzig.
- Auf dem Spotmarkt findet der Austausch von Strom für kurze Zeiträume statt (für maximal 48 Stunden im Voraus).
- Auf dem Terminmarkt hingegen können Kontrakte für mehrere Monate bis Jahre im Voraus geschlossen werden.

Die EEX weist darauf hin, dass „[...] durch die Veröffentlichung der gehandelten Preise und Volumina [...] die Börse für Transparenz sorgt und dem Markt ein zuverlässiges Referenzsignal zur Verfügung stellt. Ein marktbasierter Referenzpreis ist eine wesentliche Grundlage für das Agieren der Marktakteure - inklusive Investitionsentscheidungen.“⁴

Als Referenzpreis auf dem europäischen Großhandelsmarkt wird seitens der EEX täglich der Physical Electricity Index (Phelix) veröffentlicht. Er bezeichnet den Index für die Lieferung von Grundlaststrom (Phelix Base)

³ Der Begriff „commodity“ bezeichnet wirtschaftliche Güter wie Brennstoffe, landwirtschaftliche Erzeugnisse, Edelmetalle oder chemische Erzeugnisse, deren besonderes Merkmal ihre Austauschbarkeit ist.

⁴ EEX, 2013.

und Spitzenlaststrom (Phelix Peak) für die Marktgebiete Deutschland/Österreich.

Die Preise an der Strombörse bilden sich nach dem Prinzip der Merit Order. Hiermit wird an der Strombörse die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke beschrieben, die durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt wird. Zunächst werden die günstigsten Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage genutzt. Das teuerste Kraftwerk, welches zur Deckung des Strombedarfs am Ende noch zugeschaltet werden muss, bestimmt den Preis für den gesamten an der EEX gehandelten Strom.⁵

Durch das Merit Order-Prinzip ergibt sich eine Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, wie sie in der folgenden Abbildung dargestellt ist:

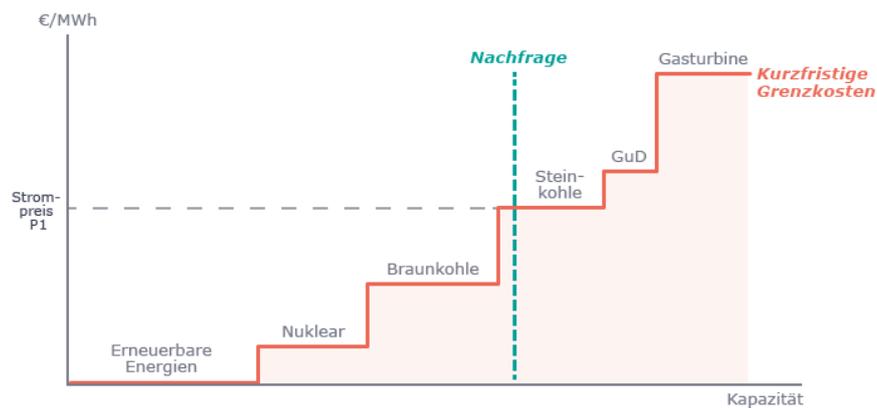


Abb. 1: Das Merit Order-Prinzip (oncampus, 2017⁶)

⁵ Vgl. Gablers Wirtschaftslexikon-Online, 2017.

⁶ Die Abbildungen sind von der oncampus GmbH erstellt worden. Oncampus als Tochtergesellschaft der Fachhochschule Lübeck gibt Studierenden die Möglichkeit, an ausgewählten staatlichen Fachhochschulen berufsbegleitende Online-Fernstudiengänge und Online-Weiterbildungskurse zu belegen. Auch der Fachbereich Wirtschaft der Jade Hochschule ist mit zwei Bachelor- und einem Masterstudienangebot an dieser Zusammenarbeit beteiligt.

Die dargestellte Nachfragesituation erfordert das Zuschalten von Braunkohle- und z.T. auch noch Steinkohlekraftwerken, um zu einem Marktgleichgewicht zu gelangen. Verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts, so werden in einem nächsten Schritt GuD-Kraftwerke zugeschaltet und zuletzt Gasturbinen, da diese die höchsten kurzfristigen Grenzkosten aufweisen.

Da der Börsenpreis über den gesamten Markt für die Produktion aus allen Stromerzeugungsanlagen gilt, die noch zum Zuge kommen, realisieren die Anbieter eine Produzentenrente in Höhe der Differenz zwischen Börsenpreis und ihren variablen Kosten, die sich in der Angebotskurve widerspiegeln.

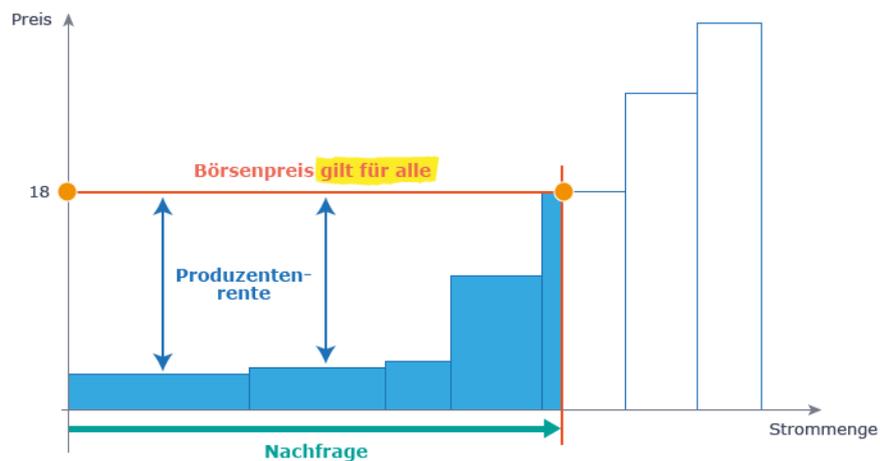


Abb. 2: Die Produzentenrente beim Merit Order-Prinzip (oncampus, 2017)

Es ist das erklärte Ziel der Bundesregierung, mittels der Förderung und zunehmender Marktintegration den Anteil der erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch bis 2050 weiter bis auf 80 % zu erhöhen.

Durch das starke Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, kombiniert mit dem Einspeisevorrang für Strom aus

regenerativen Energien, kommt es bereits heute zu einem „Merit Order-Effekt“, der sich in der Zukunft noch dramatisch verstärken wird.

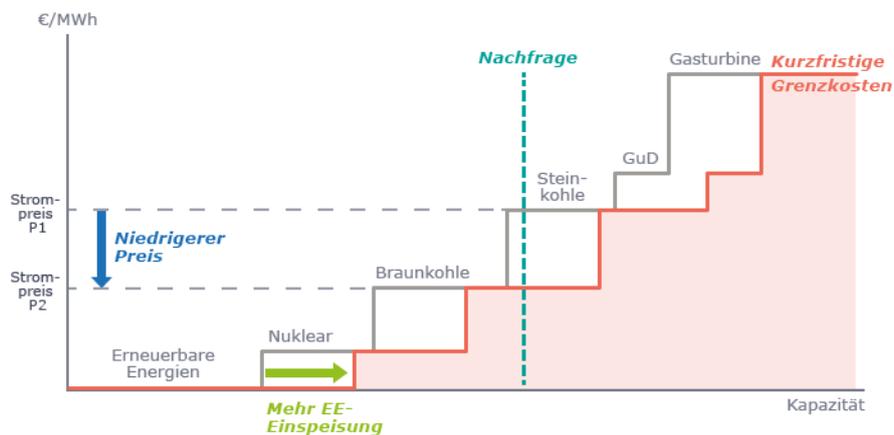


Abb. 3: Strompreisveränderung durch Merit Order-Effekt (oncampus, 2017, in Anlehnung an: Lenk 2013)

Ein solcher Effekt liegt immer dann vor, wenn eine Verdrängung teuer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt günstiger produzierender Kraftwerke mit geringeren variablen Kosten stattfindet. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen mit Grenzkosten nahe Null erfolgt, ist dieser Effekt unmittelbar zu beobachten.

„Bspw. sind die Großhandelsstrompreise in Zeiten hoher Wind- oder PV-Einspeisung (auch empirisch) niedriger als in Zeiten geringer Einspeisung. Die Höhe des Effektes hängt neben der Höhe der Einspeisung auch von der Stromnachfrage und der Steigung der Merit-Order-Kurve ab, die von den Technologien und Brennstoffpreisen beeinflusst wird.“⁷

⁷ Gablers Wirtschaftslexikon-Online, 2017.

2 Einfluss auf Kraftwerkpark

Die Kraftwerkseinsatzplanung der Stromproduzenten hat durch die 1998 erfolgte Liberalisierung des Strommarktes eine entscheidende Wendung erfahren:

- Vor der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte hat das vollintegrierte Energieversorgungsunternehmen die Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt.
- Seit der Liberalisierung gibt es eine große Zahl von Kraftwerksbetreibern, deren Einsatzplanung vorrangig durch die am Markt erzielbaren Preise bestimmt wird.

„Aufgrund der Preisbildungsmechanismen an der Strombörse sorgt nach der ökonomischen Theorie nun der Markt für den kostengünstigsten Kraftwerkseinsatz.“⁸

Strom aus erneuerbaren Quellen verdrängt nicht nur Strom aus fossilen Quellen. Er führt auch dazu, dass die Gewinne der konventionellen Kraftwerke aufgrund der sinkenden Strompreise zurückgehen, da hierdurch die Produzentenrenten der Betreiber dieser Kraftwerke rückläufig sind.

Beides hat weitreichende Auswirkungen auf die zukünftige Struktur des deutschen Kraftwerkparcs⁹:

- Die Kraftwerke, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, erreichen ihre Wirtschaftlichkeit erst über eine lange Laufzeit im Jahresmittel.
- Sie treffen nun zunehmend auf Anbieter von erneuerbarem Strom, insbesondere Wind- und Solarenergie, die volatil über den Tag unterschiedliche Mengen in den Strommarkt einspeisen.

Je mehr diese „dargebotsabhängigen Energien“ in wind- und sonnenstarken Zeiten hohe Strommengen einspeisen, umso mehr verringert sich durch den Merit Order-Effekt die Rentabilität der konventionellen Kraftwerke. Dies geschieht zum einen durch die

⁸ Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2010.

⁹ Vgl.: Nailis, D. et al., 2011.

Reduzierung ihrer Vollbenutzungsstunden und zum anderen über die Reduzierung ihrer Deckungsbeiträge bei sinkenden Strompreisen.

Gleichwohl ist zu jedem Zeitpunkt aufgrund der immer noch weitgehenden Nicht-Speicherbarkeit von Wind- und Solarenergie eine Absicherung der Versorgung durch konventionelle Kraftwerke erforderlich.

Daher werden auch zukünftig Investoren benötigt, die genau für diese Versorgungslücken Kraftwerke bauen bzw. bestehende Kraftwerke in Betrieb halten. Dies auch dann, wenn die Kraftwerke im Extremfall nur noch wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind.

Bereits heute zeigen sich wirtschaftliche Folgen in Form von massiven Abschreibungen auf den konventionellen Kraftwerkpark aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Erzeugungsanlagen, die durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gefördert werden.

Bei fossilen Kraftwerken mit hohen Investitionssummen besteht bei sich verkürzenden jährlichen Laufzeiten damit zunehmend das Risiko einer Unterdeckung der Fixkosten und insgesamt der Ablehnung einer solchen Investition.

„Wenn diese herkömmlichen Kraftwerke schlicht nicht (mehr) vorhanden sind und ferner auch Importe keine Lösung bieten, weil im Ausland die Situation ähnlich oder die Transportkapazität bereits ausgeschöpft ist, fehlt die Leistung in Deutschland. Im ungünstigsten Fall kommt es zu ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, also Stromausfällen.“¹⁰

Somit haben die erneuerbaren Energien einen ökonomischen Sachverhalt verstärkt, den es schon seit der Liberalisierung der Strommärkte gibt: Der Markt hat sich zu einem Energy-only-Markt gewandelt, bei dem allein der Verkauf der elektrischen Energie entlohnt wird.

Für die Sicherheit der Versorgung – als klassisches öffentliches Gut – gibt es keinen Preis. Hieraus begründen sich ordnungspolitische Markteingriffe des Staates, der für die Bereitstellung öffentlicher Güter verantwortlich ist.

¹⁰ Ebenda.

Um Versorgungsengpässe zu verhindern, hat die Bundesnetzagentur das Recht, Kraftwerksstilllegungen zu untersagen, wenn es sich um „systemrelevante“ Anlagen handelt.

Systemrelevant sind alle Kraftwerke, deren endgültige Stilllegung letztlich die Gefahr eines Strom-Blackouts herauf beschwören würde.

Im Gegenzug erhält der Kraftwerksbetreiber eine Zahlung vom Stromnetzbetreiber, der diese Zusatzkosten preiserhöhend auf die Stromkunden umlegt.

Um eine längerfristige Lösung i.S. der Gewährleistung der steten Versorgungssicherheit des Stromangebotes herbeizuführen, wurde in Deutschland zunächst die Einführung eines sogenannten „Kapazitätsmarktes“ diskutiert.

- Über dieses Instrumentarium würden dann auch Kraftwerke gesichert, die sich nicht mehr allein über die verkauften Strommengen, sondern primär durch die Vorhaltung von Reserveleistungen refinanzieren.
- Betreiber von dargebotsunabhängigen Kraftwerken erzielen nach diesem Konzept künftig nicht nur Einnahmen aus dem tatsächlichen Stromabsatz, sondern werden auch für das Bereitstellen von Kraftwerkskapazitäten bezahlt.
- So rentieren sich die Anlagen auch bei nur punktuellen, kurzfristigem Einsatz, wenn beispielsweise die wetterabhängige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ausfällt.

„Bei geschicktem Design kann ein Kapazitätsmarkt eine Lösung für das Investitionsdilemma darstellen. Er kann zudem die Situation bestehender Kraftwerke – die von sich aus kaum in der Lage sind, sich den veränderten Gegebenheiten anzupassen – verbessern, indem er das Vorhandensein der Erzeugungsleistung honoriert.“¹¹

Im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem Jahr 2015 wird

¹¹ Ebenda.

diese Maßnahme jedoch abgelehnt, da sie – so das Weißbuch – bestehende Strukturen konserviere.

Das Ministerium setzt zur Sicherstellung der Stromversorgung in Zeiten niedrigerer Stromproduktion von erneuerbaren Anlagen auf eine komplexe Lösung, vor allem mittels flexibler Kapazitäten:

„Denn Flexibilität ist die Antwort auf die wetterabhängigen erneuerbaren Energien. Mit dem Strommarkt 2.0 ermöglichen wir einen fairen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen. Das sind unter anderem flexible Kraftwerke und flexible Verbraucher, KWK, Speicher und der europäische Stromhandel. Und wir ermöglichen, dass sich diese flexiblen Kapazitäten über den Markt finanzieren können. Darüber hinaus legt das Weißbuch Eckpunkte für eine Kapazitätsreserve vor. Sie soll den Strommarkt zusätzlich absichern, denn doppelt hält besser.“¹²

Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)¹³ aus dem Jahr 2016 legt als Mantelgesetz Änderungen verschiedener strommarktbezogener Gesetze, u.a. auch des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), fest.

Im EnWG werden verschiedene Mechanismen zur Vorhaltung von Reserveleistungen geregelt, die sicherstellen sollen, dass genug „Schattenkraftwerke“ im Hintergrund bereitstehen, um die Stromnachfrage auch dann zu sichern, wenn die volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht.

Diese Mechanismen¹⁴ sind insbesondere

- die Netzreserve

„Die Netzreserve wird jedes Jahr jeweils im Winterhalbjahr gebildet, um Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zurückzuhalten, die über den gewöhnlichen Redispatch hinausgehen. Hintergrund ist, dass der

¹² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

¹³ Vgl. Bundesanzeiger, 2016.

¹⁴ Vgl. hierzu: Next Kraftwerke GmbH, 2017.

*Strombedarf im Winter in der Regel besonders hoch ist, während gerade in den Windparks im Norden Deutschlands viel Strom produziert wird.*¹⁵

- die Kapazitätsreserve

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf dem deutschen Strommarkt wird ab dem Winterhalbjahr 2018/19 eine Kapazitätsreserve in Höhe von bis zu 2 GW eingeführt. Um diese aufzubauen, führen die Übertragungsnetzbetreiber ab dem Jahr 2017 regelmäßig ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren oder gleichwertiges Beschaffungssystem durch. Die Anlagen, die in die Kapazitätsreserve überführt werden, dürfen nicht mehr aktiv auf den Strommärkten agieren (Vermarktungsverbot). Wenn sie aus der Kapazitätsreserve ausscheiden, müssen sie stillgelegt werden (Rückkehrverbot).¹⁶

- die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken

Im Zeitraum Oktober 2016 bis Oktober 2019 wurden bzw. werden acht Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW schrittweise in die sogenannte „Sicherheitsbereitschaft“ überführt. Dafür erhalten die Anlagenbetreiber (MIBRAG, RWE und Vattenfall) eine Vergütung von 1,61 Mrd. Euro (230 Millionen Euro pro Jahr), die auf die Netzentgelte umgelegt wird. Auch für diese Kraftwerke gilt das Vermarktungsverbot.

*„Das bedeutet, dass die Kraftwerke vorläufig stillgelegt und nach jeweils vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt werden. Im Jahr 2023 soll die Sicherheitsbereitschaft also vollständig aufgelöst sein.“*¹⁷ Neben der kurzfristigen Unterstützung des Ziels der Versorgungssicherheit sollen durch diese Festlegung mittelfristig die CO₂-Emissionen im deutschen Stromsektor verringert werden.

¹⁵ Ebenda. „Dispatch“ beschreibt die Einsatzplanung von Kraftwerken durch den Kraftwerksbetreiber. „Redispatch“ hingegen bezeichnet die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes auf Weisung der Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung von Netzengpässen.

¹⁶ Vgl. ebenda.

¹⁷ Ebenda.

- Netzstabilitätsanlagen

Die Übertragungsnetzbetreiber können sogenannte „Netzstabilitätsanlagen“ mit einer maximalen Gesamtleistung von 2 GW in der Nähe von Netzentpässen errichten, wenn ansonsten die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes gefährdet wäre.¹⁸

Der Unterschied zwischen dem vormals angedachten Kapazitätsmarkt und der nun geplanten Kapazitätsreserve liegt somit darin, dass

- bei einem Kapazitätsmarkt die gesicherte Leistung von Kraftwerken, die bereits im Markt tätig sind, honoriert worden wäre, während
- die Kapazitätsreserve nur aus nicht am Markt teilnehmenden, also stillstehenden Kraftwerken, insbesondere Braunkohlekraftwerken (daher wird auch von einer „Braunkohlereserve“ gesprochen), gebildet wird.

3 Einfluss auf Stromnetze

Der politisch beschlossene und gesellschaftlich weiterhin mehrheitlich akzeptierte Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu großen Herausforderungen an die Stromnetzinfrastuktur. Das historisch gewachsene Stromnetz lässt den Strom (vom Erzeuger ab) von der obersten zur untersten Netzebene (beim Verbraucher) fließen. Dieser Weg verändert sich nun durch den Zubau von regenerativen Stromerzeugungsquellen, wie die folgende Abbildung verdeutlicht:

¹⁸ Vgl. ebenda.

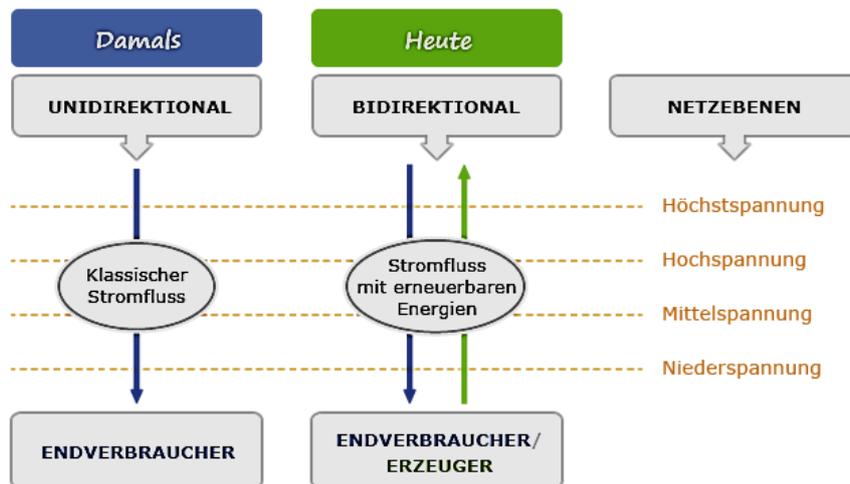


Abb. 4: Stromflussänderung durch erneuerbare Energien (oncampus, 2017)

Der Wandel von einem uni-direktionalen hin zu einem bi-direktionalen Lastfluss ist das Ergebnis der geringeren regionalen Nachfrage, z. B. in norddeutschen Landesteilen, im Vergleich zur dort hohen regionalen Stromproduktion.

Ursprünglich wurden Stromerzeugungsanlagen in der Nähe von Verbraucherzentren errichtet. Zukünftig muss das Netz vermehrt Strom aus entlegenen Landesregionen sowie der Nord- und Ostsee (Offshore-Windproduktion) aufnehmen. Der zumeist in Norddeutschland erzeugte Windstrom muss dann in die Verbrauchszentren im Süden und Südwesten Deutschlands transportiert werden, wo besonders viel Energie eingesetzt wird.

Während die großen On- und Offshore-Windanlagen direkt an das Transportnetz angebunden werden, speisen die meisten regenerativen Kraftwerke in das untergelagerte Verteilnetz ein.

Zur Verdeutlichung der veränderten Stromflüsse sind in Abbildung 5 die Stromflüsse vor dem Aufkommen der EEG-Anlagen mit dunklen Pfeilen

und die Stromflüsse, die durch die neuen Akteure hervorgerufen werden, mit hellen Pfeilen gekennzeichnet.

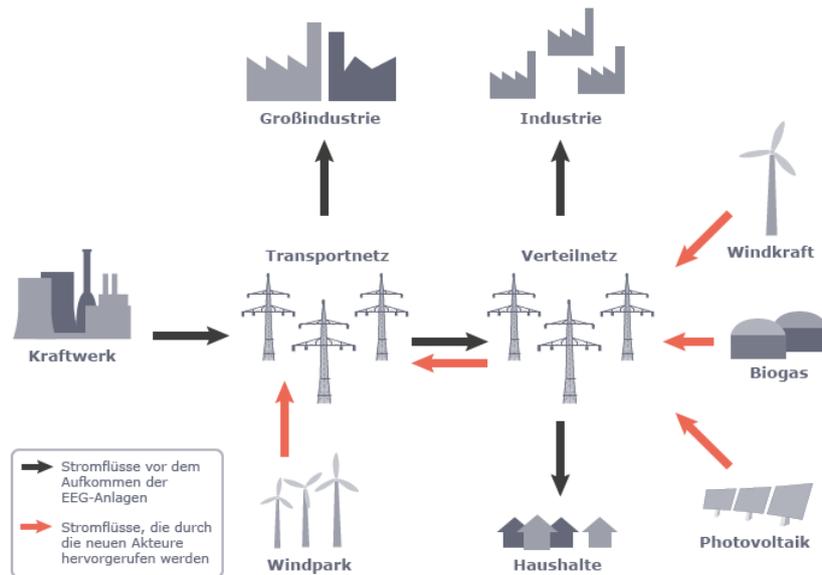


Abb. 5: Schema der Stromverteilung in Deutschland (oncampus, 2017)

Damit der Strom aus erneuerbaren Energien dorthin gelangen kann, wo er gebraucht wird, wird in Deutschland ein stärkeres Höchstspannungsnetz benötigt. Das heutige Übertragungsnetz ist der künftigen Herausforderung, immer größere Mengen an erneuerbaren Energien von den Erzeugungs- in die Verbrauchszentren zu übertragen, nicht gewachsen. Der Stromnetzausbau ist essentiell, um die zunehmend aufkommenden Strommengen, insbesondere aus Windenergie, über weite Strecken zu transportieren.

Nur mit einem Stromnetz, das auf die Erfordernisse der Energiewende ausgerichtet ist, kann zukünftig dem Ziel der Versorgungssicherheit entsprochen werden. Insgesamt müssen in den nächsten Jahren über 7.500

Kilometer im Übertragungsnetz optimiert, verstärkt oder neu gebaut werden.¹⁹

Durch das „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz“ (NABEG)²⁰ und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2011 wurden der Bundesnetzagentur umfangreiche Aufgaben im Rahmen des Ausbaus der deutschen Höchstspannungsnetze übertragen. Besonderes Aufgabengebiet der Bundesnetzagentur ist der Netzentwicklungsplan.

Mittels Netzentwicklungsplänen (NEPs) wird der Ausbaubedarf des deutschen Stromnetzes in den nächsten 10 Jahren dargestellt, wobei sich die Pläne der Szenarien-Technik bedienen. Die Planungen werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern (Tennet TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) in einem strukturierten Verfahren mit jährlicher Aktualisierung unter Beteiligung der Bundesnetzagentur aufgestellt und mit Öffentlichkeitsbeteiligung abgestimmt.

Im Gegensatz zum vorherigen Szenario-Rahmen enthalten die NEPs 2030 (Version 2017) vier und nicht sechs Szenarien. *„Darüber hinaus beziehen sich die Szenarien zum ersten Mal nicht mehr auf einen festgelegten Zeitraum von zehn beziehungsweise 20 Jahren. Die Vorgaben zum zu betrachtenden Zeithorizont wurden ebenfalls im EnWG angepasst und flexibilisiert, um die Netzentwicklungspläne besser mit den europäischen energiepolitischen Planungszeiträumen abzustimmen. Zukünftig decken drei Szenarien einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren ab. Ein Szenario zeigt die Entwicklungen mit Blick auf mindestens 15 und höchstens 20 Jahre.“*²¹

Über die Notwendigkeit des Netzausbaus gibt es prinzipiell zwar einen breiten Konsens, der Bedarf und der konkrete Verlauf der Stromtrassen sind jedoch Gegenstand intensiver politischer und öffentlicher Diskussion.

Um ein hohes Maß an öffentlicher Akzeptanz der geplanten Stromtrassen zu ermöglichen, sind im Verfahren zum Ausbau der Übertragungsnetze auf jeder Ebene Beteiligungsmöglichkeiten vorgesehen. Darüber hinaus lädt

¹⁹ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.

²⁰ Vgl. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2011.

²¹ Vgl. 50Hertz Transmission GmbH, 2017.

die Bundesnetzagentur auch zu Diskussionsrunden und Informationstagen ein.

Die Bundesnetzagentur spricht je nach Stand der Planungen verschiedene Gruppen an. Geht es um Grundsätzliches, so kann sich jeder interessierte Bürger einbringen. Persönlich Betroffene haben darüber hinaus noch weitergehende Rechte im Rahmen eines Anhörungsverfahrens.

Bei Beteiligungsverfahren und Konsultationen können Betroffene, Experten und die gesamte Öffentlichkeit zu Plänen und Entwürfen Stellung nehmen. Die Bundesnetzagentur ist verpflichtet, diese Stellungnahmen bei ihren Entscheidungen zu berücksichtigen.

Die Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes werden von den Verbrauchern über die Netzentgelte, die Teil des Strompreises sind, bezahlt. Sie sind in ihrer Gesamthöhe nur schwer zu prognostizieren.

„Aus den Angaben der Netzbetreiber ergeben für die bereits bestätigten Netzentwicklungspläne 2024 Summen von etwa 18 Milliarden Euro für den Netzausbau an Land und etwa 15 Milliarden Euro für den Offshore-Netzausbau. Darin enthalten sind allerdings noch keine Mehrkosten für eine mögliche Erdverkabelung an Land. Je nach den genauen Trassenverläufen können die tatsächlichen Summen mehr oder weniger stark von diesen Angaben abweichen.“²²

Die Kosten für eine Erdverkabelung variieren stark. Sie hängen von der gewählten Technik, der Spannungsebene, den Bodenbeschaffenheiten und anderen individuellen Rahmenbedingungen ab. Im Vergleich zu Freileitungen sind Erdkabel in der Regel teurer.

Das Verfahren zum Ausbau der Übertragungsnetze besteht insgesamt aus fünf Schritten²³:

²² Bundesnetzagentur, 2017a.

²³ Vgl. zur Darstellung der fünf Schritte: Bundesnetzagentur, 2017b.

Szenario-Rahmen	Netzentwicklungspläne	Bundesbedarfsplan	Bundesfachplanung/Raumordnung	Planfeststellung
=> Bedarfsermittlung =>			=> Vorhaben =>	

Abb. 6: Die fünf Schritte zum Ausbau der Übertragungsnetze (Eigene Darstellung)

- Szenario-Rahmen

Zunächst werden von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich in Form von mindestens drei Szenarien mögliche Entwicklungspfade der Erzeugerstruktur und Entwicklung der Stromabnahme in den nächsten 10 Jahren vorgelegt. Die Bundesnetzagentur genehmigt den Szenario-Rahmen der Ausbaupläne.

- Netzentwicklungsplan und Umweltbericht

Auf Basis des Szenario-Rahmens berechnen die Netzbetreiber den Ausbaubedarf für die kommenden Jahre in Form eines nationalen Netzentwicklungsplans. Zu Beginn werden darin nur die Anfangs- und Endpunkte der erforderlichen Stromtrassen festgelegt. Weiterhin wird ein Zeitplan für die Ausbaumaßnahmen definiert. In diesem Plan werden lediglich Maßnahmen beschrieben, die auf dem Land umsetzbar sind. Der Anschluss der Windenergieanlagen auf See wird in einem gesonderten Netzentwicklungsplan, auch Offshore-Netzentwicklungsplan genannt, behandelt.

Die Planung folgt dabei dem „NOVA-Prinzip“. Diese Abkürzung steht für „Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“. Es wird zunächst versucht, den aktuellen Netzbetrieb zu optimieren, zum Beispiel durch höhere Belastung bei kühleren Außentemperaturen. Danach geht es darum, die vorhandenen Leitungen zu verstärken. Nur wenn beides nicht ausreicht, wird das Netz mit neuen Leitungen ausgebaut.

Die Bundesnetzagentur prüft und bestätigt den Netzentwicklungsplan. Sie führt zudem für den Netzentwicklungsplan eine strategische Umweltprüfung durch, bei

der Auswirkungen auf Menschen, Tiere und Umwelt hinterfragt werden.

- Bundesbedarfsplan

Die Bundesnetzagentur übermittelt der Bundesregierung den Netzentwicklungsplan und den Umweltbericht als Grundlage eines Bundesbedarfsplans, den der Gesetzgeber alle drei Jahre erstellt.

Der endgültige Bedarfsplan wird vom Bundestag beschlossen und in einem Bundesbedarfsplangesetz festgehalten. Dies soll dazu beitragen, die nachfolgenden Verwaltungsverfahren zu beschleunigen, da nicht mehr angefochten werden kann, dass die jeweiligen Leitungen gebraucht werden.

- Bundesfachplanung/Raumordnung

Durch das Bundesbedarfsplangesetz stehen die Anfangs- und Endpunkte der künftigen Höchstspannungsleitungen fest. Um den Verlauf der Trassen zu konkretisieren, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber Korridore vor, in denen später einmal die Leitungen verlaufen werden.

Ein Trassenkorridor ist ein grober Verlauf der Leitung zwischen Anfangs- und Endpunkt aus dem Bundesbedarfsplan in Form eines ca. 500 bis 1000 m breiten Gebietsstreifens (entspricht nicht der späteren Trassenbreite), der als „Suchraum“ für die spätere Trasse (verbindlich für die Planfeststellung) dient.

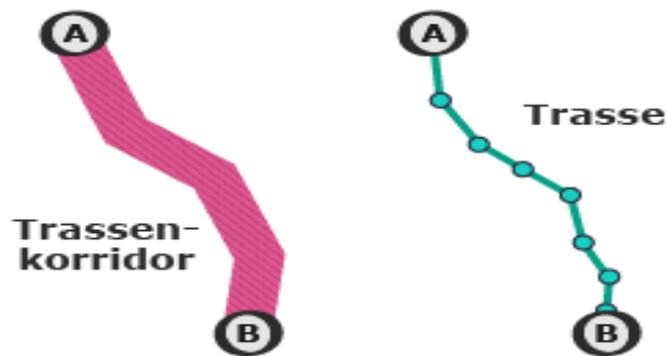


Abb. 7: Schematische Darstellung Trassenkorridor (oncampus, 2017)

Für alle Vorhaben des Bundesbedarfsplanes, die nur ein einzelnes Bundesland betreffen, ist eine Landesbehörde zuständig. Sie führt in den meisten Fällen ein Raumordnungsverfahren durch, um über den Antrag zu entscheiden. Die Verantwortung für Höchstspannungsleitungen, die durch mehrere Bundesländer oder ins Ausland führen sollen, liegt dagegen grundsätzlich im Rahmen der sogenannten Bundesfachplanung bei der Bundesnetzagentur. Diese soll mit einem bundesweit einheitlichen Vorgehen die Planung der benötigten Leitungen beschleunigen.

- Planfeststellung

Der Planfeststellungsbeschluss legt wie eine Baugenehmigung alle wichtigen Details der zukünftigen Höchstspannungsleitung fest. Dazu gehören der genaue Verlauf der Trasse und die zu verwendende Übertragungstechnik. Grundlage der Planfeststellung sind das Raumordnungsverfahren oder die Bundesfachplanung.

Grundsätzlich liegen die Planfeststellungsverfahren in der Kompetenz der jeweils betroffenen Bundesländer. Für Vorhaben, die als grenzüberschreitend oder länderübergreifend gekennzeichnet sind, hat die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates diese Aufgabe an die Bundesnetzagentur

übertragen. Diese hat bei den entsprechenden Vorhaben bereits die Bundesfachplanung durchgeführt.

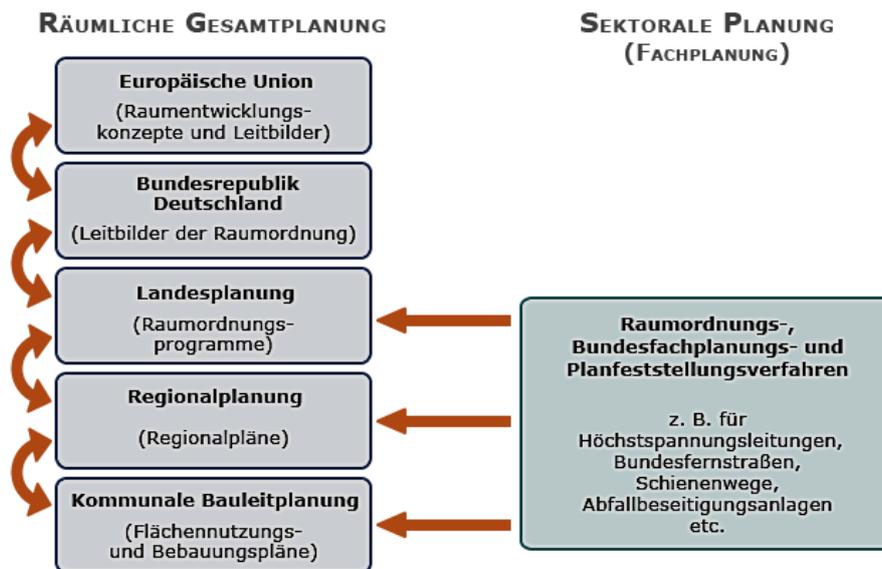


Abb. 8: System der räumlichen Planung (oncampus, 2017)

Quellenverzeichnis:

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2017): Merkblatt für Schienenbahnen 2017, http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_schienenbahnen.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Zugriff: 20.08.2017.

Bundesanzeiger (2016): Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl116s1786.pdf#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D__1503047989031, Zugriff: 23.08.2017.

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2011): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG), <https://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/BJNR169010011.html>, Zugriff: 21.08.2017.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=31, Zugriff: 23.08.2017.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Ein Stromnetz für die Energiewende, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, Zugriff: 23.08.2017.

Bundesnetzagentur (2017a): Was kostet der Netzausbau?, https://www.netzausbau.de/SharedDocs/FAQs/DE/Allgemeines/05_Kosten.html, Zugriff: 21.08.2017.

Bundesnetzagentur (2017b): Stromnetze zukunftssicher gestalten - Fünf Schritte, <https://www.netzausbau.de/home/de.html>, Zugriff: 21.08.2017.

EEX (2013): Im Zentrum des europäischen Energiehandels, <http://www.eex.com/blob/26810/22b6f3f05b90b5e349768b9e1354e14b/eex-produktbroschuere-de-pdf-data.pdf>, Zugriff: 30.05.2018.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2010): Merit Order des Kraftwerksparks, <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/307-merit-order-des-Kraftwerksparks>, Zugriff: 27.05.2018.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2018), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2018/stromerzeugung-in-deutschland-2017-solar-und-windenergie-ueb-ertreffen-erstmal-kohle-und-kernenergie.html>, Zugriff: 25.05.2018.

50Hertz Transmission GmbH (2017): Netzentwicklungspläne 2030 (2017), <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/node/1019/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017>, Zugriff: 21.08.2017.

Gablers Wirtschaftslexikon-Online (2017): Merit-Order Effekt, <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/596505843/merit-order-effekt-v3.html>, Zugriff: 27.05.2018.

Lenk (2013): Merit-Order-Effekt-Internalisierung, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-DK_2_MOI_Lenck.pdf, Zugriff: 01.06.2018.

Nailis, D. / Baumgart, B. / Hinüber, G.: (2011): Der Kapazitätsmarkt - Schlagwort oder Zukunftsprojekt?, https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Artikel_Kapazitaetsmarkt_1102.pdf, Zugriff: 23.08.2017.

Next Kraftwerke GmbH (2017): Was sind Netzreserve, Kapazitätsreserve & Sicherheitsbereitschaft?, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/netzreserve-kapazitaetsreserve-sicherheitsbereitschaft>, Zugriff: 23.08.2017.

TÜV SÜD (2017): Managementsysteme - BesAR, <http://www.tuev-sued.de/management-systeme/energiemanagementsysteme/bes-ar>, Zugriff: 23.08.2017.