



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

NEMO IV

Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur

Aachen, 12.10.2015

Bearbeitung:

Dominic Nailis, Dr. Andreas Nolde, Dr. Michael Ritzau

Unter Mitarbeit von :

Micha Bittner, Bastiaan Milatz, Tim Ronkartz

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Einleitung und Aufgabenstellung	5
1.1 Bedeutung und Zustandekommen des Netzentwicklungsplans sowie Rollen der Beteiligten	5
1.2 Szenariorahmen	6
1.3 Ziel des Gutachtens	6
2 Methodischer Vergleich der Einzelschritte	8
2.1 Regionalisierung der EEG-Anlagen	8
2.1.1 Übersicht zur Regionalisierung der ÜNB	9
2.1.2 Übersicht zur Regionalisierung der BET	10
2.2 Marktmodellierung	10
2.2.1 Marktmodellierung der ÜNB	11
2.2.2 Marktmodellierung der BET	11
2.2.3 Vergleichende Einordnung	17
2.2.4 Sensitivität O	20
3 Weiterentwicklung der Methoden und Ansätze	22
3.1 Kriterien-Diskussion	22
3.1.1 Kriterien aus Sicht des Planers	22
3.1.2 Kriterien aus Sicht des Prüfers	22
3.1.3 Heutige Kriterien der BNetzA	23
3.2 Netzausbauplanung	24
3.2.1 Lastflussberechnung mit Schwachstellenanalyse	24
3.3 BET-Überlastungsindex	26
3.4 BET-Spitzenkappung EE	29
3.4.1 Methodik	30
3.4.2 Spitzenkappung bei Szenario „SensiO“	33
3.5 Redispatch	35
3.5.1 Methodendiskussion	36
3.5.2 Exemplarische Untersuchungen	42
3.6 Robustes Netz / „no regret“ – Diskussion	46

3.6.1	Ein robustes Netz für alle Szenarien.....	46
3.6.2	Beurteilung der Wichtigkeit und Dringlichkeit.....	47
3.6.3	Umsetzungsmöglichkeiten im realen Fall	49
4	Zusammenfassung, Ausblick.....	50
5	Anhang	53
5.1	BET-EUROMOD – MODELLBESCHREIBUNG	53
5.2	BET-RegioMod - Modellbeschreibung	60
5.3	Integral - Modellbeschreibung.....	63

Glossar

BBP	Bundesbedarfsplan
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
DC	Gleichstrom (Direct Current)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf (Anlage)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
LP	Lineare Programmierung
MIP	Mixed Integer Programmierung
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Einleitung und Aufgabenstellung

1.1 Bedeutung und Zustandekommen des Netzentwicklungsplans sowie Rollen der Beteiligten

Seit dem Jahr 2012 wird durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unter Beteiligung der Öffentlichkeit und geprüft durch die Bundesnetzagentur ein Netzentwicklungsplan (NEP) erarbeitet, der gemäß § 12b I 2 EnWG „alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze enthalten“ muss, „die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“.

Die jährlich durchzuführenden Prozessschritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans sind in Abbildung 1 dargestellt. Als Ausgangspunkt wird von den vier ÜNB ein Entwurf des sogenannten Szenariorahmens erstellt, der voraussichtliche Entwicklungen in den Bereichen Erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last in Deutschland beschreibt. Die Bundesnetzagentur prüft diesen Szenariorahmen, konsultiert die Öffentlichkeit zu dem Entwurf und genehmigt diesen entsprechend den gesetzlichen Vorgaben.

Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens und auf Basis der Marktmodellierung erarbeiten die ÜNB einen ersten Entwurf des NEP, in dem alle aus Sicht der ÜNB erforderlichen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes aufgeführt sind. Nach einer Konsultation des ersten Entwurfs erarbeiten die ÜNB einen zweiten Entwurf, der durch die Bundesnetzagentur überprüft wird. Dazu untersucht die Bundesnetzagentur die Wirksamkeit und Erforderlichkeit der genannten Maßnahmen unter Anwendung von transparenten Kriterien (siehe Abschnitt 3.1) und ordnet daraufhin ggf. Änderungen an. Neben der Prüfung des NEP werden von der Bundesnetzagentur die voraussichtlichen Umweltauswirkungen in der sogenannten Strategischen Umweltprüfung ermittelt, beschrieben und bewertet. Die interessierte Öffentlichkeit kann sich zum finalen Entwurf und dem Umweltverträglichkeitsbericht in einem dritten Konsultationsverfahren äußern, bevor der NEP endgültig bestätigt wird.

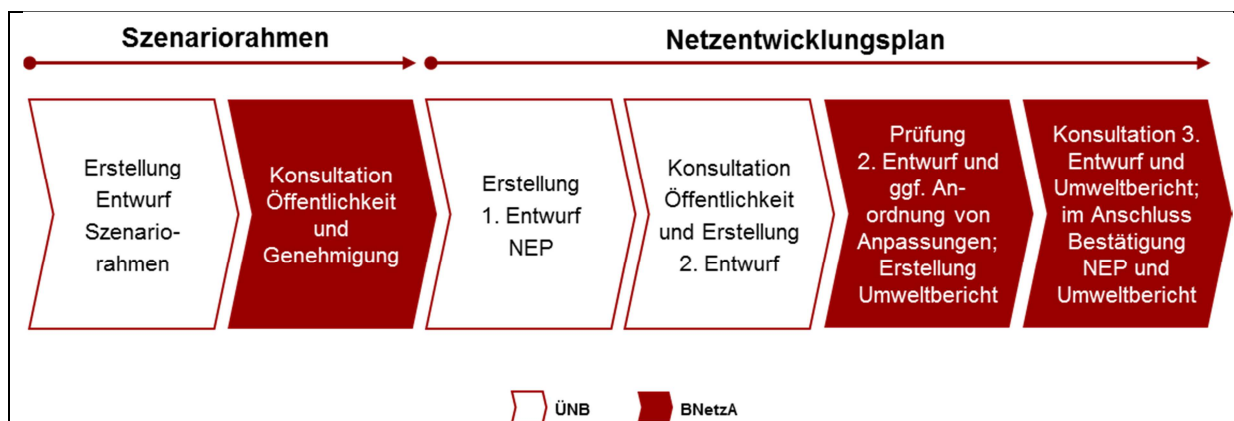


Abbildung 1: Prozess des Netzentwicklungsplans

Der bestätigte Netzentwicklungsplan bildet zusammen mit dem Umweltbericht die Grundlage für den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Dieser enthält eine Liste der benötigten Lei-

tungsvorhaben – bei Neubauprojekten jeweils mit Angabe der Start- und Endpunkte. Mindestens alle drei Jahre bekommt die Bundesregierung einen solchen Entwurf vorgelegt. Sie startet den Gesetzgebungsprozess, an dessen Ende die Notwendigkeit aller Vorhaben gesetzlich festgestellt ist.

1.2 Szenariorahmen

Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung, deren Höhe und Allokation. Netzbereiche mit gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden. Hier besteht kein Bedarf für eine Erhöhung der Transportfähigkeit. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, welcher die gegenwärtigen Transportkapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht optimiert, erweitert oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die Einspeisungen in das und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz in den im Szenariorahmen betrachteten Zieljahren 2024 und 2034. Der Ausbaubedarf wird anschließend im Zuge eines mehrstufigen Entwicklungsprozesses ermittelt¹.

Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche Entwicklungspfade (Szenarien) der deutschen Energielandschaft mit Angaben zur installierten Erzeugungslleistung, zur Jahreshöchstlast und zum Verbrauch in 10 Jahren. Das Szenario A beinhaltet dabei einen moderaten Anstieg der Erneuerbaren Energien und eine durch Kohleverstromung geprägte konventionelle Erzeugung. Szenario B beinhaltet einen mittleren Ausbau der Erneuerbaren Energien, der sich an den real beobachteten Zubauraten orientiert sowie eine im Vergleich zu Szenario A stärker auf Gas als Primärenergieträger gestützte konventionelle Erzeugung. Im Szenario C wird ein besonders hoher Anteil an Strom aus Windkraft angenommen, der auf politischen Zielen der Bundesländer zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beruht. In allen drei Szenarien sind sowohl der Nettostrombedarf als auch die Jahreshöchstlast gleich angenommen.

Das Szenario B, das zusätzlich auch für den Zeithorizont in 20 Jahren fortgeschrieben wird, wird aufgrund seiner ausgewogenen Mittelstellung in der Entwicklung der Erzeugungsstruktur als Leitszenario für die weitere Netzberechnung verwendet.

1.3 Ziel des Gutachtens

BET unterstützt die Bundesnetzagentur bei ihrem Auftrag zur Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024. Die Unterstützung umfasst die folgenden zwei Themenkomplexe:

¹ BET führt keine eigene Ausbauplanung durch und stellt im Zuge der Bewertung der Ausbaumaßnahmen auf den Lastfluss ab. Darüber hinaus gibt es weitere Kriterien wie z. B. Stabilitätskriterien, die nicht Gegenstand dieses Gutachtens sind.

Anpassung des Leitszenarios

Der dem Netzentwicklungsplan 2024 zugrunde liegende Szenariorahmen wurde bereits im August 2013 genehmigt. Er berücksichtigt also weder die Vereinbarungen aus dem Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 für die 18. Legislaturperiode noch die Änderung der Rahmenbedingungen aus der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2014. Der aktuelle Netzentwicklungsplan beruht also grundsätzlich auf Rahmenbedingungen, die sich in einzelnen Punkten von den heutigen Rahmenbedingungen unterscheiden.

Um die Wirkung der veränderten Rahmenbedingungen dennoch abschätzen zu können, hat die Bundesnetzagentur BET damit beauftragt, auf Grundlage einer eigenen Marktsimulation die Wirkung der wichtigsten Veränderungen aufgrund der neuen Rahmenbedingungen zu untersuchen. Im Mittelpunkt steht dabei:

- die angepasste Zielsetzung zum Ausbau der Windenergie auf See
- sowie die Möglichkeit des Einspeisemanagements bei den Erneuerbaren Energien.

Daher soll ausgehend vom Leitszenario B 2024 ein angepasstes Szenario für das Jahr 2024 entwickelt werden, das eine reduzierte Offshore-Leistung in Anlehnung an das neue Ausbauziel von 6,5 GW im Jahr 2020 bzw. 15 GW bis zum Jahr 2030 berücksichtigt und darüber hinaus ein Einspeisemanagement (Spitzenkappung) der Erneuerbaren Energien geeignet abbildet, bei dem bis zu 5 % der Jahresarbeit aller nach dem EEG 2014 neu zugebauten Windenergieanlagen abgeregelt werden kann.

Methoden und Kriterien

Für die Anpassung des Leitszenarios aber auch vor dem Hintergrund der andauernden Diskussionen zu den Planungs- und Prüfkriterien sollen die aktuellen Methoden und Kriterien im Zuge der eigenen Marktsimulation betrachtet, bewertet und ggf. ein Beitrag zur Weiterentwicklung geleistet werden. Dies betrifft konkret die unterschiedlichen Ansätze bei der Marktmodellierung selbst, als auch die Planungs- und Prüfkriterien aus dem Blickwinkel des jeweiligen Akteurs sowie Ansätze zur möglichen Weiterentwicklung. Dazu gehört auch eine Bewertung des im aktuellen NEP als Voruntersuchung vorgestellten Vorgehens zum Redispatch als Kriterium für die Erforderlichkeit und wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit.

2 Methodischer Vergleich der Einzelschritte

2.1 Regionalisierung der EEG-Anlagen

Mit Hilfe der Regionalisierung wird festgelegt, wo die neu zugebauten Anlagentypen der Erneuerbaren Energien mit welcher Leistung installiert werden. Der Szenariorahmen legt zunächst primär bundesweit aggregierte Daten zur Erzeugungsleistung nach Energieträgern und zur Last fest. Darüber hinaus werden für die Erneuerbaren Energien Annahmen zur räumlichen Zuordnung der installierten Leistung zu den Bundesländern getroffen. Im Rahmen der Modellierung des zukünftigen Stromtransports ist jedoch eine höhere regionale Auflösung erforderlich, um zu ermitteln, welche Belastungen sich in den Betriebsmitteln des Übertragungsnetzes im Jahre 2024 einstellen werden. Daher muss die bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung den einzelnen (ca. 450) Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet werden. Sofern der reale Netzverknüpfungspunkt einer Anlage bekannt ist, wird er im Modell berücksichtigt – so beispielsweise für die konventionellen Kraftwerke und die bestehende EE-Kapazität. Insbesondere für zuzubauende EE-Anlagen ist diese Information in der Regel nicht bekannt. Hier werden Prognoseverfahren genutzt, um eine Zuordnung zu den einzelnen Knoten zu ermöglichen.

Die Daten, z. B. der angenommene Ausbau der Windenergie oder die Verbraucherlasten, sind zwar netzknotenscharf für die IST-Situation bekannt, aber für den Szenariozeitrahmen (2024 bzw. 2034 aufgrund von Prognoseunsicherheiten räumlich nicht ausreichend disaggregiert, um sie als Eingangsgröße für eine Netzberechnung bzw. Marktsimulation zu verwenden. Vielmehr muss im Schritt der Regionalisierung die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten des Höchstspannungsnetzes vorgenommen werden.

Neben der räumlichen Disaggregation beinhaltet dieser Vorverarbeitungsschritt auch eine zeitliche Komponente: Die im Szenariorahmen vorgelegten und genehmigten Daten weisen häufig nicht den benötigten zeitlichen Verlauf, also die Differenzierung in Stundenwerte, auf. Dieser ist teilweise wiederum räumlich differenziert. Zum Beispiel ist die Kenntnis einer installierten Windenergie-Leistung an sich nicht hinreichend. Sie muss umgesetzt werden in die Information, wo (also an welchem Netzknoten) die resultierende Windenergie eingespeist wird und zu welcher Stunde die Einspeisung in welcher Höhe erfolgen wird.

Dieses sogenannte Einspeiseprofil, also die stündliche Zeitreihe der Einspeisung, ist von großer Relevanz. Zum einen ist es ortsabhängig, denn eine Windenergieanlage an einem windreichen Küstenstandort produziert in Verlauf und Höhe anders als eine Anlage im Binnenland. Zudem ist die Annahme über die Profilform dafür ausschlaggebend, wie installierte Leistung in Arbeit übersetzt wird. Das Profil bestimmt die Volllaststundenzahl der Erneuerbaren Energien. Vergleichbares gilt für die Profile der Last, auch diese variieren räumlich und zeitlich.

Die räumliche Zuordnung des weiteren Ausbaues der EEG-Anlagen bestimmt gemeinsam mit anderen Faktoren den Transportbedarf. Ein überproportionaler Ausbau im Norden kann den Transportbedarf erhöhen. Die Zubauentscheidung von Investoren erfolgt aber nach vielerlei Kriterien, insbesondere Genehmigungsfähigkeit, Flächenpotentiale, wirtschaftliche

Rahmenbedingungen und örtliche Akzeptanz. Da der Netzausbau deutlich längere Vorlaufzeiten im Vergleich zu EEG-Anlagen aufweist, muss der Netzausbau so robust erfolgen, dass mögliche unterschiedliche Zubauszenarien hinreichend antizipiert werden².

Zusammenfassend kann die Regionalisierung als wesentlicher Vorverarbeitungsschritt zwischen Szenariorahmen und Marktsimulation aufgefasst werden, der die Mantelzahlen des Szenariorahmens räumlich und zeitlich disaggregiert.

2.1.1 Übersicht zur Regionalisierung der ÜNB

Wind onshore

Die Verteilung der Bestandsanlagen der Windenergie ist aus dem Anlagenregister bekannt. Es gilt somit, den angesetzten Zubau räumlich zuzuordnen. Hierzu haben die ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur einen zweigeteilten Weg beschritten. Die erste Hälfte des Zubauvolumens wurde verteilt wie der tatsächliche Bestand in 2012. Die zweite Hälfte wurde proportional zu den zur Windkraftnutzung geeigneten Standorten zugeordnet.

Photovoltaik

Auch für Photovoltaik wurde für die erste Hälfte des Zubauvolumens der für Wind onshore genannte Ansatz verfolgt. Die zweite Hälfte wurde gleichmäßig auf sog. „Gebäude- und Freiflächen“ verteilt.

Biomasse

Die Zubauten im Bereich der Biomasse wurden gleichmäßig auf sog. „landwirtschaftlich genutzte Flächen“ verteilt.

Die Zuordnung der genannten Flächen zu Netzknoten erfolgte über einen Postleitzahlenschlüssel, in dem Flächen den PLZ-Bereichen und diese wiederum den Netzknoten zugeordnet wurden.

Details zur Vorgehensweise der ÜNB sind im ersten Entwurf zum NEP 2024 (S. 30ff) sowie im ergänzenden Dokument „Netzentwicklungsplan 2014: Erläuterung der Methodik zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien“ (www.Netzentwicklungsplan.de/Zke) beschrieben.

Die Lastzeitreihen der ÜNB entstammen dem Basisjahr 2011 und wurden durch eine eigene Erhebung ermittelt. Sie sind öffentlich nicht detailliert bekannt.

² Bereits im Jahre 2013 hat BET Aachen im Auftrag der AGORA Energiewende ausführlich zu potenziellen methodischen Weiterentwicklungen, also der Erstellung von und dem sachgerechten Umgang mit Szenarien, gearbeitet.

2.1.2 Übersicht zur Regionalisierung der BET

BET hat im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit auftragsgemäß keine eigene Regionalisierung durchgeführt. Stattdessen wurden die Lastzeitreihen sowie die Profile der Erneuerbaren aus dem Datensatz der ÜNB, den die Bundesnetzagentur BET übermittelt hat, verwendet. Eine Differenz in diesem Schritt besteht daher nicht. Aus Sicht der BET ist das von den ÜNB verwendete Verfahren plausibel und sachgerecht. Aufgrund der hohen Bedeutung der räumlichen Verteilung der Erneuerbaren für das Ergebnis der Netzentwicklungsplanung ist eine vertiefte Analyse allerdings angeraten.

2.2 Marktmodellierung

Durch die Marktmodellierung wird bestimmt, wieviel Energie zu jeder Stunde produziert und abgenommen wird. Neben der regionalen Zuordnung der installierten Leistung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird also die stundenscharfe Einspeisung der Erzeuger in das Stromnetz zur Befriedigung der künftigen Nachfrage ermittelt. Dieser Schritt ist erforderlich, um die Höhe des Transportbedarfs und die dadurch entstehenden Anforderungen an das in zehn Jahren benötigte Netz abschätzen zu können. Dabei muss zwischen den unterschiedlichen Anlagenarten unterschieden werden. Die regenerativen Energien wie Photovoltaik und Windkraft werden bei entsprechendem Dargebot praktisch immer einspeisen, da die Grenzkosten für die Stromproduktion nahe null liegen und für viele Anlagen eine garantierte Abnahme und vorrangige Einspeisung des Stroms gesetzlich geregelt ist. Bei regenerativen Erzeugern, bei denen Brennstoffkosten entstehen (wie z. B. Biomasse-Anlagen) oder bei nach dem KWK-G geförderten Anlagen kommt der Einspeisevorrang zum Tragen. Die konventionellen Erzeugungsanlagen werden immer dann Strom in das Netz einspeisen, wenn der stündliche Strompreis höher ist als die Grenzkosten der Kraftwerke. Entscheidende Rahmenparameter sind die künftige Höhe der Brennstoffkosten, der CO₂-Kosten, der Brennstofftransportkosten sowie die Wirkungsgrade und weitere technische Restriktionen der Kraftwerke.

Das Ergebnis der Marktsimulation ist ein stunden- und netzknotenscharfes Modell, das eine Übersicht über die jeweilige örtliche Stromproduktion und den Strombedarf sowie den Export und Import zu den benachbarten Strommarktgebieten im Jahr 2024 gibt. Daher beschränkt sich die Marktmodellierung nicht auf Deutschland, sondern muss zwingend zumindest die benachbarten Kernregionen von Europa mit einschließen, um die Anforderungen aus dem europäischen Stromhandel zu erfassen. Aus diesen gesamthaften Anforderungen ergibt sich somit die vom Netz zu bewältigende Transportaufgabe.

Ziel der Marktmodellierung ist vorrangig die Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes unter gegebenen Randbedingungen innerhalb des abgegrenzten Systems.

Die Randbedingungen werden dabei zum einen durch die regionalisierten und zeitlich ausdifferenzierten Daten des Szenariorahmens determiniert, etwa die Einspeisung einer Erneuerbaren Energiequelle an einem bestimmten Netzknoten des Höchstspannungsnetzes. Des Weiteren werden aber auch technische Randbedingungen definiert und codiert, hierunter fällt z. B. die Transportkapazität zwischen zwei Staaten oder die Frage, ob bestimmte Kraftwerke

produzieren müssen, obwohl dies aus elektrotechnischer Sicht nicht notwendig ist aber zur Deckung einer Wärmenachfrage notwendig (sog. „KWK must run“).

Diese exemplarisch genannten und viele weitere Nebenbedingungen werden in einem Computer-Modell („Marktmodell“) zusammengeführt. Ergebnis dieser Berechnung („Marktsimulation“, kurz „MarktSim“) ist letztlich die an jedem Netzknoten des Höchstspannungsnetzes eingespeiste elektrische Energie in jeder Stunde des Betrachtungsjahres sowie die Transporte über internationale Kuppelstellen. Hierbei wird innerhalb eines jeden Landes davon ausgegangen, dass das Netz kein Hindernis für den freien Handel darstellt, es also engpassfrei ist.

Die skizzierten Anforderungen sind – mathematisch ausgedrückt – bei weitem nicht eindeutig. Vielmehr existieren diverse unterschiedliche Marktmodelle. Modellieren bedeutet stets, von der Realität zu abstrahieren und in angemessener Art und Weise zu vereinfachen. In jedem dieser Modelle müssen also Vereinfachungen der Realität angenommen werden, allerdings sind das in jedem Modell unterschiedliche.

2.2.1 Marktmodellierung der ÜNB

Zur Erarbeitung des ersten Entwurfs des NEP 2024 kam für die ÜNB das Marktmodell „BID3“ zum Einsatz. Zielfunktion ist die kostenminimale Deckung der Last in Europa. Dies erfolgt rollierend in Wochenabschnitten und berücksichtigt damit absichtlich nur begrenzt die „perfekte Voraussicht“, also die Kenntnis des gesamten Planungsjahres.

Die Beschreibung der Marktmodellierung der ÜNB findet sich im ersten Entwurf zum NEP 2024 (S. 36ff). Sofern diese Beschreibung eine Analyse der Unterschiede zum durch BET verwendeten Modell EuroMod zulässt, wird in Kap. 2.2.3 darauf eingegangen.

2.2.2 Marktmodellierung der BET

Hinweis: Das von BET eingesetzte Modell BET EuroMod ist ein mehrstufiges Modell, das grundsätzlich über einen langen Zeitraum hinweg zunächst den Kraftwerkspark optimal ausbaut, dann den optimalen Kraftwerkseinsatz (Dispatch) bestimmt. Im hier vorliegenden Anwendungsfall wurde der Kraftwerkspark nicht durch das Modell bestimmt sondern übernommen, also dem Modell exogen vorgegeben. Die folgende Modellbeschreibung umfasst zum besseren Verständnis der Zusammenhänge dennoch das Gesamtmodell.

2.2.2.1 Kurzbeschreibung des BET- Modells des europäischen Strommarktes

In wettbewerblich organisierten Strommärkten fällen Kraftwerksbetreiber ihre Entscheidungen mit dem Ziel, ihren Gewinn zu maximieren. Dabei sind Entscheidungen in der kurzen, in der mittleren und in der langen Frist zu unterscheiden.

Kurzfristig kann über den Kraftwerkseinsatz bei einem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark entschieden werden. Dabei sind technische Restriktionen, wie Mindestteillastbedingungen, Anfahr- und Abfahrtsentscheidungen (sowie deren Kosten) sowie Mindeststillstandsbedingungen zu berücksichtigen. Mittelfristig sind Entscheidungen über Revisionen und bei Speicherkraftwerken Entscheidungen über heutige Erzeugung versus zukünftige Erzeu-

gungsmöglichkeiten zu treffen. Langfristig sind Entscheidungen über den Zubau und die Stilllegungen von Kraftwerken möglich. Diese erfordern in der Regel lange Vorlaufzeiten (Entscheidungsfindungs-, Genehmigungs- und Bauphase) und haben lang andauernde Auswirkungen aufgrund der langen technischen Lebensdauer (25 bis 50 Jahre) und der Irreversibilität der Entscheidung.

Simultanes Invest- und Dispatchmodell³

Das BET-Strommarktmodell EuroMod kann in vorgegebenen Grenzen eigenständig ("endogen") Kraftwerke stilllegen oder zubauen. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung der Last) determiniert. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubauten und -stilllegungen der näheren Zukunft exogen, d. h. außerhalb des Modells, bestimmt werden können (auf der Grundlage bekannter und wahrscheinlicher Unternehmensentscheidungen).

Bei allen Entscheidungen wird von einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz ausgegangen. D. h. die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke. Dies impliziert die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung. Bei vollkommenem Wettbewerb erzeugen Kraftwerksbetreiber auf dem "day ahead"-Markt, wenn die variablen Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Das günstigste, verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung).

In vereinfachter Form wird dieses durch das sogenannte 'Merit Order'-Modell abgebildet:

³ Im Projekt NEMO IV wurde die endogene Bestimmung des Kraftwerksparks nicht verwendet.

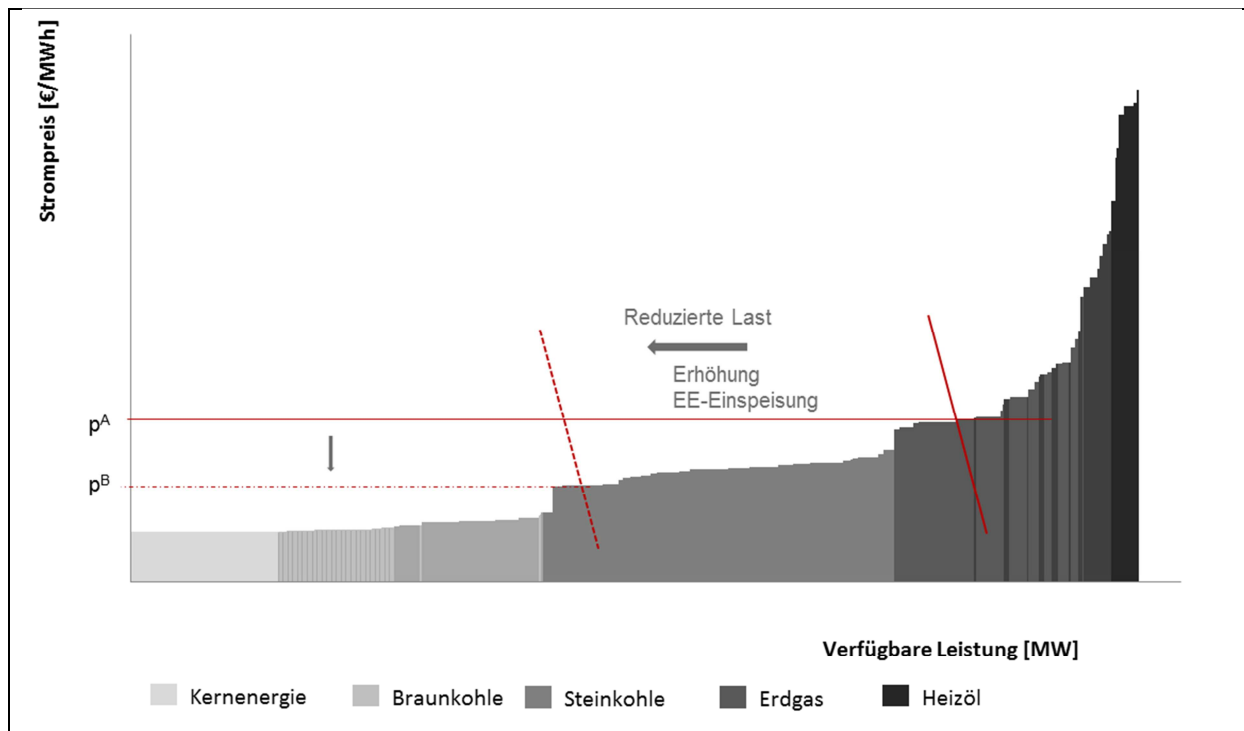


Abbildung 2: Einfaches "Merit Order"-Modell

Die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke werden nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert und zur Deckung der jeweiligen Last auf dem Wettbewerbsmarkt in der Periode eingesetzt. Die Nachfrage auf dem Wettbewerbsmarkt (residuale Last) stellt die Last dar, die von Kraftwerken, die bezüglich ihres Einsatzes auf Preissignale am Wettbewerbsmarkt reagieren, gedeckt werden muss. In einem solchen einfachen "Merit Order"-Modell ist die residuale Last definiert als Verbrauchslast zuzüglich der Netzverluste und dem Verbrauch der Pumpspeicher sowie Exporte in andere Regionen, abzüglich der Erzeugung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (z. B. Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, Importe aus anderen Regionen sowie Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage bestimmt approximativ den Preis.

Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

Um den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet.

In vereinfachter Form ist dieses für den Fall von zwei Teilmärkten zunächst bei integrierten Märkten (Abbildung 3) dargestellt.

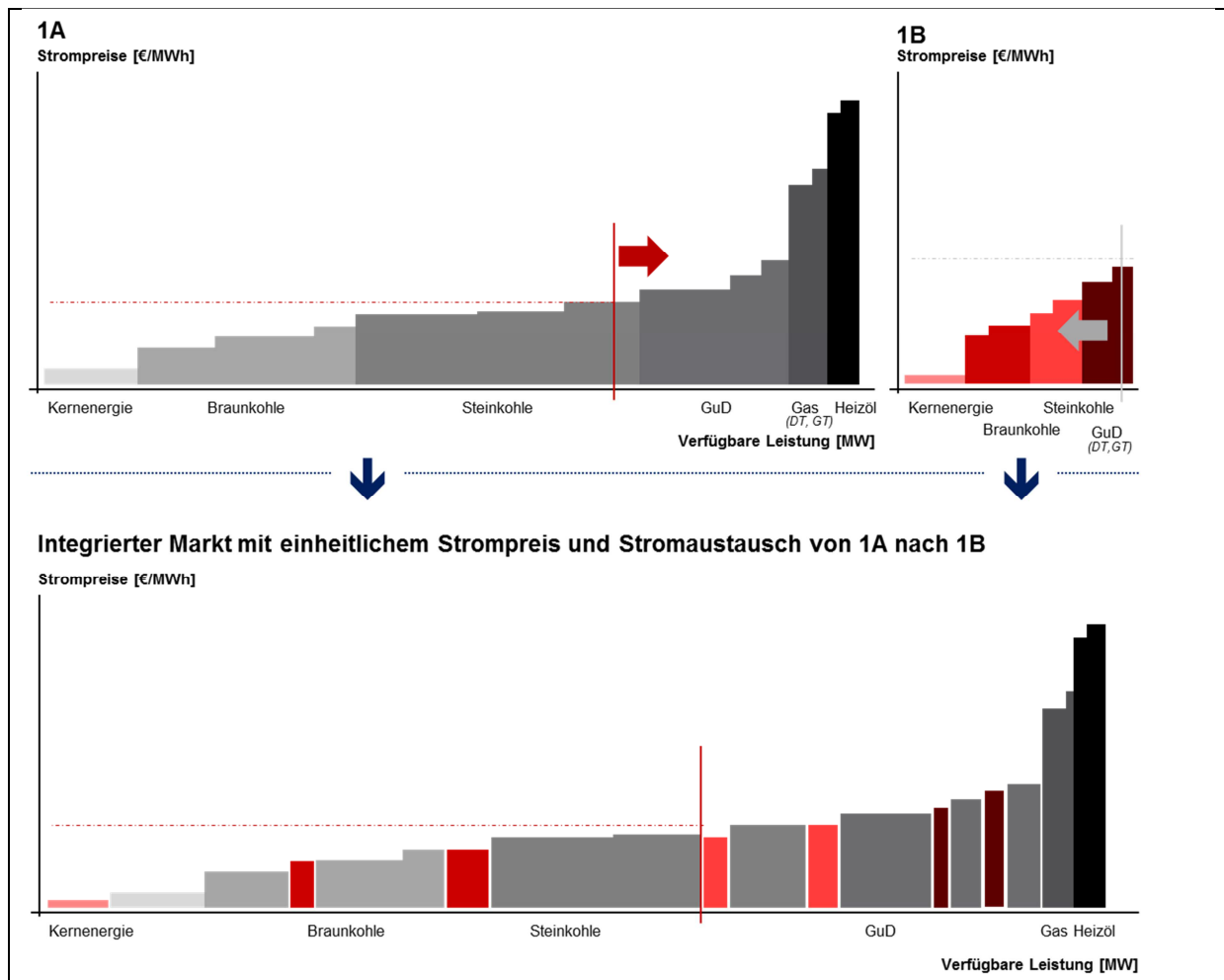


Abbildung 3: "Merit Order"-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte

In diesem Fall ist ausreichend Handelskapazität zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar und es kommt zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden und die Lastdeckung erfolgt durch die Kraftwerke kostenminimal.

Im Unterschied dazu, ist in Abbildung 4 eine Situation dargestellt, in der die beiden Teilmärkte aufgrund von unzureichenden Stromaustauschmöglichkeiten nicht integriert sind.

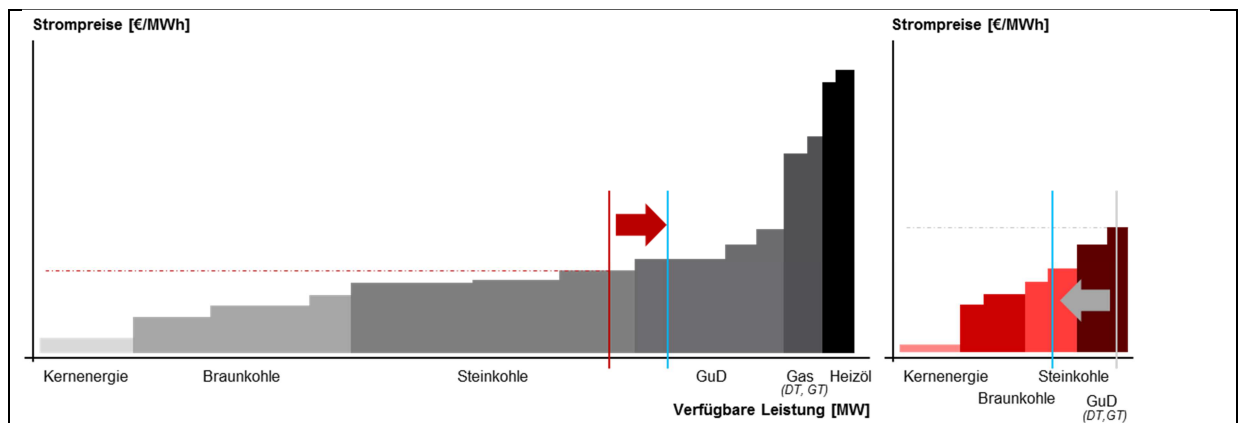


Abbildung 4: 'Merit Order'-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten

Zwar kommt es zu einem Stromaustausch von Region 1a nach Region 1b. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt. Während nach Berücksichtigung des maximalen Stromaustauschs im obigen Beispiel potentiell in Region 1a noch freie Leistung von Steinkohlekraftwerken vorhanden ist, müssen in Region 1b GuD-Anlagen mit höheren variablen Kosten zur Lastdeckung eingesetzt werden. Auf Basis einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung bestimmt sich der Strompreis am Großhandelsmarkt in Region 1a folglich durch die variablen Erzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken, während in Region 1b die variablen Kosten von GuD-Anlagen preissetzend sind.

Das BET-EuroMod umfasst in seiner Grundversion den mitteleuropäischen Kernmarkt bestehend aus Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Österreich, der Schweiz, Italien und Großbritannien, Polen, Tschechien, Dänemark, Schweden und Norwegen. (Abbildung 5).

BET-EuroMod ermöglicht eine blockscharfe Abbildung der Erzeugungseinheiten in Deutschland. Die Modellierung der Kraftwerksblöcke in benachbarten Marktgebieten erfolgt auf Basis von Kraftwerksklassen, die in Abhängigkeit von der Altersstruktur, Blockgröße und Technologie individuelle Kraftwerksblöcke zu sogenannten „Vintageklassen“ zusammenfassen. Die Kraftwerksblöcke in Deutschland wie auch die Kraftwerksklassen in den benachbarten Marktgebieten werden nach Brennstoffarten und -kosten, nach Transportkosten, und Wirkungsgrad, strom- oder wärmegeführten KWK-Anlagen differenziert modelliert. Die Lösung des resultierenden Optimierungsproblems erfolgt auf Grundlage einer Unterteilung des Gesamtjahres in Quartale.



Abbildung 5: Modellregionen Strommarktmodell

Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Handelskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt.

Dynamische Effekte, wie z. B. der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und/oder Revisionen, die beim einfacheren "Merit Order"-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in einem realitätsnahen Modell berücksichtigt werden. Daher werden diese modellendogen bestimmt. D. h. diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt. Dabei ist bei Revisionen zu berücksichtigen, dass sie in der Regel einmal jährlich stattfinden. Bei Speichern- und Pumpspeicherkraftwerken sind neben den installierten Kapazitäten, die maximal und minimal zulässigen Speicherstände ("Arbeitskapazität der Speicher") berücksichtigt.

Das Modell wird außerdem veranlasst, eine Mindestleistung in Deutschland vorzuhalten, auch wenn diese über die zur Lastdeckung notwendigen Kapazitäten hinausgehen sollte. Die Höhe dieser Mindestleistung orientiert sich an der Entwicklung der Jahreshöchstlast und repräsentiert auf diese Weise die Anforderungen nach gesicherter Leistung im Inland.

Die Nachfrage auf dem Strommarkt (Last) unterliegt typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen. Diese Zyklen sind mit einer hohen Genauigkeit zu prognostizieren. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung basiert inzwischen auf volatilen, nicht "steuerbaren" Technologien, wie z. B. der Windenergie. Dieses hat erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz der Kraftwerke am Wettbewerbsmarkt. Zur Abbildung sowohl der typischen Zyklen der Stromnachfrage als auch der volatilen, nicht "steuerbaren" Erzeugung wird für jede Stunde des Jahres eine von den Kraftwerken am Wettbewerbsmarkt zu deckende Nachfrage ("residuale Last") basierend auf Simulationen der Last sowie Erzeugung der Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, sonstiger Erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK-Anlagen abgeleitet. Diese wird in eine zweistündliche Zeitreihe übersetzt, die dem BET-EuroMod für den gesamten Optimierungszeitraum (z. B. 30 Jahre) simultan als Eingangsgröße dient. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der "residualen Last" adäquat abgebildet werden.

Jährliches / unterjähriges Dispatchmodell

Das jährliche Dispatchmodell bestimmt den Kraftwerkseinsatz der konventionellen, regenerativen Erzeugungsanlagen und Speicher in Europa im stündlichen Zeitraster für das Zieljahr 2024 unter Berücksichtigung weiterer Aspekte, wie z. B. Startkosten. Ein nachträglicher Eingriff in die Zusammensetzung des Kraftwerksparks findet im Rahmen des jährlichen Dispatchmodells nicht statt. Im vorliegenden Fall wurde vielmehr die Kraftwerksliste des Szenariorahmens 2024 den Berechnungen zugrunde gelegt.

Die aus den Modellberechnungen resultierenden blockscharfen Einsatzfahrpläne der konventionellen Erzeugungsanlagen in Deutschland werden für die Durchführung der Netzbe-rechnungen in Integral den zugehörigen Netzknoten zugewiesen.

2.2.3 Vergleichende Einordnung

Wie vorstehend erläutert kommen durch die ÜNB und die Bundesnetzagentur bzw. die von diesen beauftragten Unternehmen zwei unterschiedliche Modelle für den Schritt der Marktsimulation zum Einsatz. Dies wirft die Frage nach der Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf, der im Folgenden nachgegangen werden soll.

Vor Beginn der Arbeiten wurde ein erster Modellvergleich durchgeführt, um Gemeinsamkeiten und Unterschiede zu identifizieren und eine Plausibilisierung der ÜNB-Marktmodellierung vorzunehmen. Zu diesem Zweck wurden zunächst die Erzeugungsmengen je Brennstoff verglichen. In Abbildung 6 ist dieser Vergleich aufbereitet. Die blauen Säulen stellen hierbei die aus der ÜNB Marktsimulation stammenden Mengen dar, die roten Säulen den Vergleichswert der durch BET ermittelt wurde. Es ist klar erkennbar, dass eine grundsätzlich gute Übereinstimmung der Aussagen erzielt wurde. Zugleich gibt es im Einzelfall auch Abweichungen, deren Gründe im Folgenden noch näher erörtert werden.

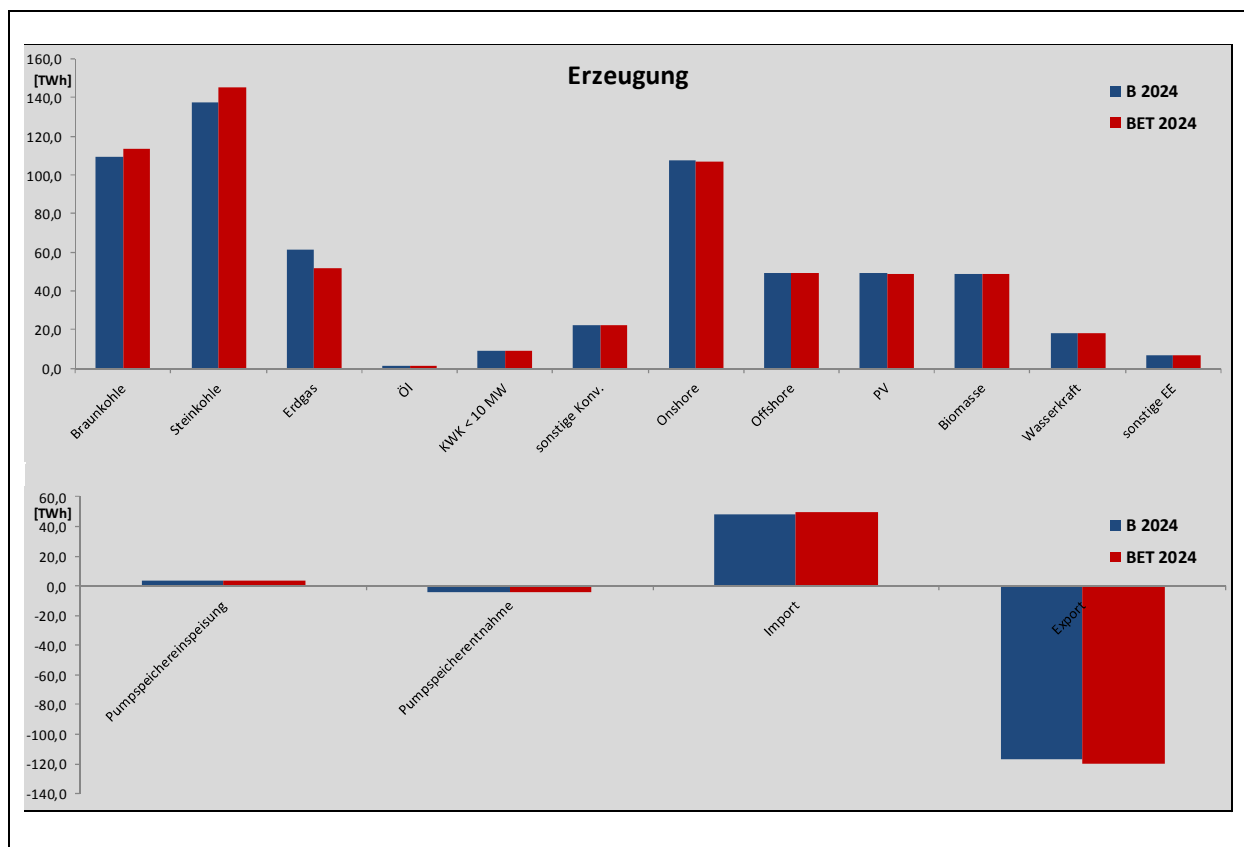


Abbildung 6: Vergleich Erzeugungsmengen in den Marktsimulationen

Im Vergleich zur ÜNB-Modellierung ergeben sich geringere Stromerzeugungsmengen für Gas (hauptsächlich getrieben durch Gas-KWK-Anlagen), im Gegenzug geringfügig höhere Erzeugungsmengen für Kohle im Vergleich zu den ÜNB-Berechnungen. Entsprechend der BET-Markteinschätzung geht BET davon aus, dass Kraftwerksverträge mit Take-or-Pay Klauseln schon heute die Ausnahme geworden sind und für 2024/2034 hat BET entsprechend der Entwicklungen im Gasmarkt grundsätzlich keine Take-or-Pay Verträge mehr un-

terstellt. Wir halten daher diese Unterschiede für plausibel erklärbar und energiewirtschaftlich belastbar.

Ein weiterer Prüffaktor zwischen den Marktsimulationen ist der resultierende Austausch mit dem Ausland, dargestellt in Abbildung 7. Basis der Darstellung ist die kartographische Aufbereitung aus dem NEP. Dieser entstammen die Pfeile (und deren Dicke) sowie jeweils die kleineren und blässeren Zahlenwerte für den jährlichen Import oder Export. Dem gegenübergestellt wurden als größere Zahlen die Ergebnisse der BET Marktsim.

Beispiel zur Verdeutlichung: Grenze D ↔ NL

Die ÜNB Marktsim hat einen Export in die Niederlande von 25,5 TWh ergeben. Die BET-Marktsim kam auf 24,1 TWh. Der Import aus den Niederlanden lag bei den ÜNB bei 0,2 TWh, bei BET wurden 1,8 TWh ausgewiesen.

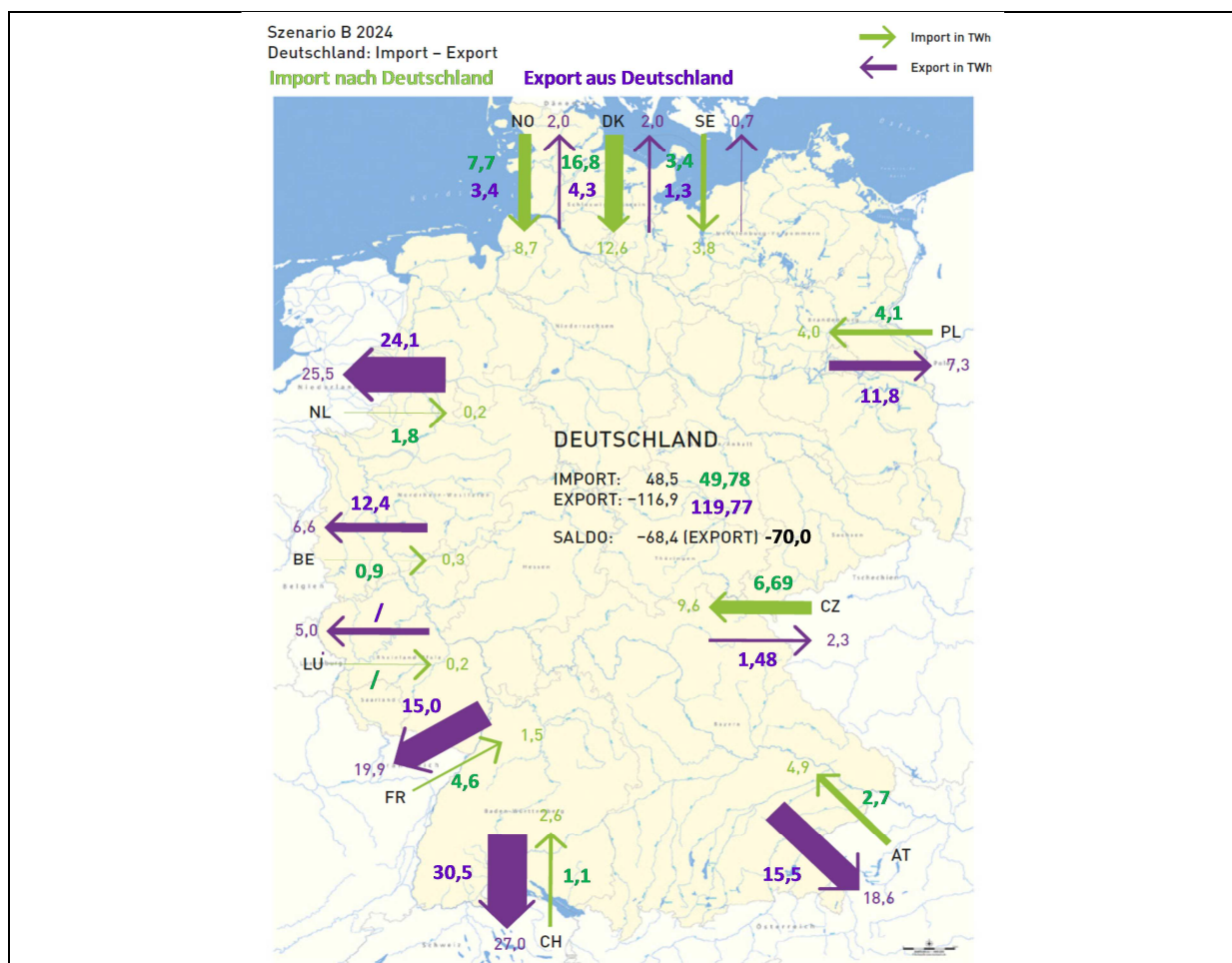


Abbildung 7: Austausch mit dem Ausland, Vergleich der Marktsimulationen

Eine gute Übereinstimmung zeigt sich in den Einzelgrenzen, besonders aber im Saldo. Während die ÜNB zu einem Import von 48,5 TWh kommen, weist BET 49,8 TWh aus. Der Export liegt bei 116,9 (ÜNB) zu 119,8 (BET) TWh, der Gesamtsaldo bei einem Import von 68,4 (ÜNB) zu 70 (BET) TWh. Diese hohe Übereinstimmung ist ein Indiz dafür, dass die gesetzten Randannahmen, z. B. bezüglich der Entwicklungen im Ausland, und die grundlegenden

Modelleigenschaften grundsätzlich zu vergleichbaren Ergebnissen führen können. Weitere Untersuchungen zu Volllaststunden etc. bestätigten diesen Befund.

Grundsätzlich ist hervorzuheben, dass der Szenariorahmen nur wesentliche Eckdaten bezüglich der Kraftwerksdaten festlegt:

- Beschränkung auf den deutschen Kraftwerkspark, keine detaillierten Vorgaben zum angrenzenden europäischen Kraftwerkspark, Wetterzeitreihen, EE-Ausbauszenarien sowie der Nachfrage im Ausland
- Keine Vorgabe technischer Detaildaten wie Mindeststillstands- und Betriebsdauern, Mindestleistungen, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten
- Keine Vorgaben zu Brennstofftransportkosten

Im Bereich der Parameter ist hervorzuheben, dass sowohl bei der ÜNB-Marktmodellierung als auch bei der BET-Marktmodellierung notwendigerweise die vorliegenden Daten – z. B. aus dem Szenariorahmen oder von der EntsoE – um eigene Einschätzungen ergänzt werden müssen. Die genaue Ausdifferenzierung der Kraftwerksparks im Ausland sowie Annahmen zu den technischen Parametern im In- und Ausland gehören zu diesen Setzungen. Für die zu untersuchende Fragestellung ist dies insofern relevant, als in vielen Stunden das europäische Netz eine „europäische Merit Order“ ermöglicht. Die deutschen Kraftwerke stehen also in direkter Konkurrenz zu denen in den Nachbarländern. Vor diesem Hintergrund ist die Parametrisierung auch der z. B. niederländischen Merit Order nicht rückwirkungsfrei für den Dispatch im Inland.

Modellseitig besteht der Hauptunterschied darin, dass die ÜNB einen „Mixed-Integer“ Ansatz verfolgt, also eine Modellierung die auch ganzzahlige Zustandsvariablen zulässt. Dies ermöglicht die Abbildung zeitkoppelter An-Aus-Entscheidungen und damit, in Verbindung mit der blockscharfen Differenzierung, der Abbildung von Mindeststillstands- und Betriebszeiten. Der Preis für diesen Ansatz besteht in relativ hohen Anforderungen an die Performance, so dass eine simultane Optimierung über längere Zeiträume hinweg erschwert wird. BET folgt im Gegensatz dazu einem Ansatz der linearen Programmierung (LP), der bezüglich der Zustandsbetrachtung des Einzelassets vereinfacht, dafür aber umfangreichere Gesamtoptimierungsaufgaben bewältigen kann. Folgerichtig optimierten die ÜNB rollierend in Wochenscheiben, BET geschlossene Quartale, beide mit Übergabe der relevanten Zustände (Speicherfüllstände etc.)

Revisionsplanung wird im ÜNB-Modell blockscharf abgebildet. Im BET-Modell werden Revisionen pauschal über die Nichtverfügbarkeit berücksichtigt, wobei die Nichtverfügbarkeit jahreszeitlich variiert entsprechend der Lastanforderung (Grundsätzlich höhere Verfügbarkeit im Winter im Vergleich zum Sommer).

Fazit

Modellieren bedeutet, einen realen, hochkomplexen Zusammenhang so weit zu vereinfachen, dass er einer Simulation mit angemessenem Aufwand zugänglich wird. Diese Vereinfachung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Die vorliegenden Modelle zur Marktsimulation sind ein Beispiel hierfür: Die Vereinfachungen wurden an unterschiedlicher Stelle vorgenommen und mit unterschiedlichem Schwerpunkt. Resultat ist folgerichtig, dass die Er-

gebnisse voneinander abweichen. Offensichtlich sind aber beide Ergebnisse sehr ähnlich bezüglich der resultierenden Mengen und Grenzflüsse, sie erscheinen daher sachgerecht und angemessen.

Der seitens BET verwendete Ansatz antizipiert grundsätzlich, dass es eine Unsicherheit gibt, wie in 10, erst recht in 20 Jahren die Blöcke im Einzelnen in der Realität technisch ausgelegt sein werden. Der BET-Ansatz stellt auf die wesentlichen Eigenschaften ab, verzichtet aber z. B. auf eine letztliche spekulative blockscharfe Revisionsplanung. Damit werden indirekt Flexibilitäten abgebildet, die der ÜNB hat, in dem er einen gewissen Einfluss, etwa auf die Revisionsplanung der einzelnen Betreiber, nehmen kann. Insoweit stellt die BET-Modellierung eher eine Untergrenze zur Beantwortung der Frage nach dem erforderlichen Netzausbau dar. Erforderliche Netzausbaumaßnahmen nach dem gewählten BET-Modellansatz können als robuste Entscheidung unter den Unsicherheiten einer Marktsimulation für 10 – 20 Jahre interpretiert werden. Im Falle „knapper Grenzwertverletzungen“ (z. B. 98 % oder 102 %) empfiehlt BET eine vertiefte Einzelfallbetrachtung mit Parametervariation, um die Robustheit der Maßnahme genauer zu testen. Die Konsequenz aus einem Unterschied in der Marktsimulation besteht zunächst in einem abweichenden Lastfall für das Netz, möglicherweise im Erscheinen zusätzlicher oder Ausbleiben von Grenzwertverletzungen.

Als Zwischenfazit können aus gutachtlicher Sicht folgende Aussagen getroffen werden:

- Grundsätzlich sind die Kernergebnisse bezüglich Blockeinsatz und Stromaustausch mit den Nachbarmärkten sowohl in der ÜNB-Modellierung als auch in der BET-Modellierung plausibel
- Unterschiede im Detail erklären sich aus Unsicherheiten bezüglich der Annahmen der europäischen Nachbarmärkte, technischer Detaildaten der Kraftwerksblöcke, Annahmen zur Revisionsplanung sowie geringfügiger Modellierungsunterschiede
- Als relevant stellen sich aus gutachtlicher Sicht insbesondere die Annahmen zu den europäischen Nachbarmärkten dar. Hier empfiehlt BET die Herstellung von mehr Transparenz bezüglich der von den ÜNB getätigten Annahmen.
- Beide Marktsimulationen arbeiten entsprechend der Vorgaben mit deterministischen Szenarien. Sie stellen somit eine mögliche Ausprägung der Zukunft dar, erfassen aber nur näherungsweise die Bandbreite möglicher Ereignisse
- Vor diesem Hintergrund können das Eintreten oder Ausbleiben von Grenzwertverletzungen in BEIDEN Szenarien als besonders robust eingeschätzt werden. Bei abweichenden Ergebnissen hinsichtlich einer Grenzwertverletzung ist eine vertiefte Detailanalyse angeraten

2.2.4 Sensitivität O

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit wurde der BNetzA zur Prüfung der im NEP 2024 vorgeschlagenen Maßnahmen ein Szenario basierend auf dem Szenario B2024* und der darin vorgenommenen Regionalisierung der Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung eines langsameren Ausbaus der Offshore-Windenergieerzeugung (von 12,7 GW auf 9,9 GW für das Jahr 2024) und einer Kappung von Einspeisespitzen der Neubau-Windkraftanlagen an Land in Höhe von 2,5 % der Jahresenergiemenge zur Verfügung gestellt.

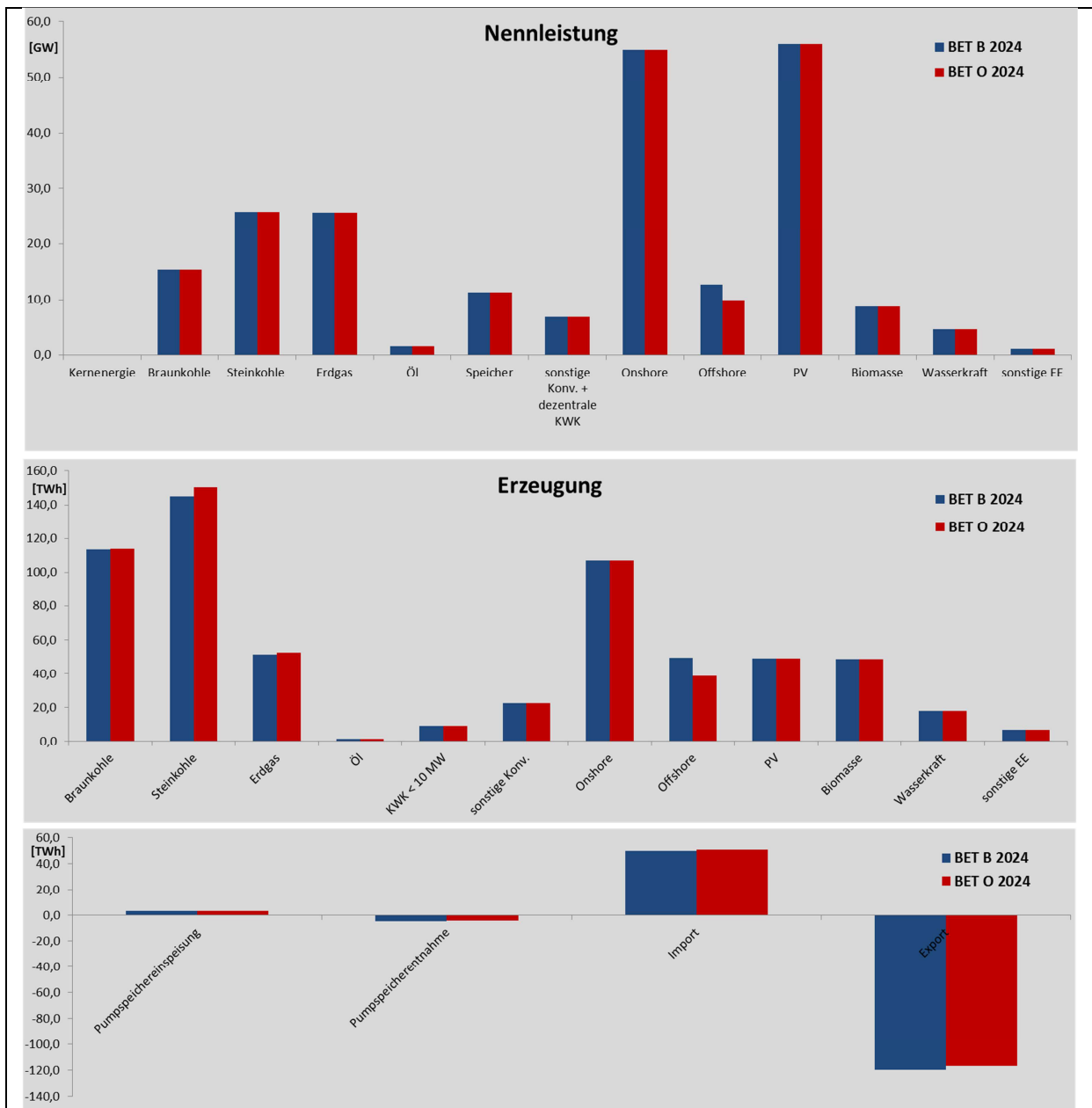


Abbildung 8: Vergleich der BET-Modellrechnungen Szenario B 2024* gegenüber SensiO.

Die zentralen Unterschiede der Marktsimulationen für Szenario B 2024* sowie der Sensitivität, genannt „Sensitivität O“ sind in Abbildung 8 dargestellt. Neben Verschiebungen der Erzeugung aus konventionellen Erzeugungsanlagen zeigt sich ein leicht veränderter Stromausgleich zu Gunsten höherer Importe aus dem Ausland und geringerer Exporte ins Ausland. Die detaillierte Erläuterung des Ansatzes zur Kappung der Einspeisespitzen der Windkraftanlagen an Land erfolgt in Kap. 3.4

3 Weiterentwicklung der Methoden und Ansätze

3.1 Kriterien-Diskussion

3.1.1 Kriterien aus Sicht des Planers

Die ÜNB planen im Zuge der Entwurfserstellung des NEP nach Kriterien, die sich aus den einschlägigen Regelwerken der Elektrotechnik ergeben. Hierzu zählt insbesondere das „n-1 Kriterium“, das vereinfacht besagt, dass der Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels (z. B. einer Leitung) nicht zu unzulässigen Überlastungen eines anderen Betriebsmittels führen darf. Hinzu kommen Kriterien, die etwa die Spannungshaltung betreffen, denn auch bei Einhaltung des n-1-Kriteriums sind Situationen möglich, in denen die Spannung das vorgesehene Band über- oder unterschreitet. Ferner sind Stabilitätsuntersuchungen im Netz üblich, um eine Aussage über die dynamischen Vorgänge zu tätigen.

Dieses Set an Planungskriterien führt dazu, dass aus Sicht des ÜNB eine Verstärkung des Netzes in bestimmten Belastungssituationen notwendig und unumgänglich erscheint. Er trägt die Verantwortung für den sicheren Netzbetrieb und ist entsprechend dem gesetzlichen Auftrag⁴ zum bedarfsgerechten Ausbau verpflichtet, vergleichbar mit dem Architekten der die Tragfähigkeit eines Hauses durch sachgerechte Dimensionierung von Tragwänden und Decken so auslegt, dass niemand zu Schaden kommt.

3.1.2 Kriterien aus Sicht des Prüfers

Die Bundesnetzagentur ist entsprechend den gesetzlichen Vorgaben⁵ verpflichtet, den Netzentwicklungsplan zu prüfen und zu genehmigen. Neben dem sicheren Netzbetrieb ist sie als Behörde der Allgemeinheit verpflichtet und muss z. B. einen überdimensionierten Netzausbau verhindern, um die damit verbundenen Kosten zu minimieren. In diesem Sinne hat sie eine Doppelrolle, nämlich die, im Sinne der Sicherstellung der Versorgung ausreichend Netzausbau zu genehmigen und die, im Dienste der Allgemeinheit zu hohe Kosten und Beeinflussungen zu vermeiden. Im Analogon des Wohnhauses gesprochen ist sie zugleich vorsichtiger Prüfstatiker und sparsamer Bauherr.

Diese Doppelrolle muss sich im Kriterienset der Netzagentur widerspiegeln. Eine technisch unbestreitbar notwendige Netzverstärkung darf sie nicht behindern, um dies zu beurteilen muss sie sich der gleichen Kriterien bedienen wie der Planer. Auch der Prüfstatiker rechnet mit denselben Formeln wie der Architekt. Zugleich muss sie eine zu große Sicherheit ablehnen und beschneiden, so wie der Bauherr das Budget fest im Blick haben muss oder zumindest sollte.

⁴ Vgl. § 12 Abs. 3 EnWG

⁵ Vgl. § 12c EnWG

3.1.3 Heutige Kriterien der BNetzA

Das derzeitige Prüfkonzept der Bundesnetzagentur besteht im Wesentlichen aus drei Bestandteilen:

Wirksamkeit

Im Rahmen der Wirksamkeitsprüfung wird geklärt, ob die Maßnahme effektiv ist. Dies gilt als gegeben, wenn sie ein Transportproblem löst indem sie zur (n-1)-Sicherheit beiträgt, also eine (n-1)-Überlastung von über 100 % auf unter 100 % reduziert. Dieses Kriterium stellt eine Art der Prüfung des Planers auf Notwendigkeit der Netzverstärkung dar.

Erforderlichkeit / Effizienz

Ferner möchte die Bundesnetzagentur nach Möglichkeit vermeiden, dass Maßnahmen gebaut werden die nur sehr gering ausgelastet sind, da diese sonst möglicherweise ineffizient wären. Als Effizienznachweis wird angesetzt, dass die Auslastung der Maßnahme im Jahresmittel mindestens 20 % betragen muss.

„Sonstige Erwägungen“

Über diese rechenbaren Kriterien hinaus kann es aus Sicht des Prüfers weitere Gründe geben, einer Maßnahme zuzustimmen. Insbesondere können Gründe sein, aus sonstigen Erwägungen heraus zu entscheiden:

- die Beeinträchtigung oder Entlastung der benachbarten Transportnetze durch sogenannte Ringflüsse⁶,
- Einwirkungen auf das oder aus dem unterlagerten Netz, aber auch
- absehbare Veränderungen der Rahmenbedingungen die im Szenariorahmen so noch nicht abschließend enthalten waren

Mögliche Weiterentwicklungen des Kriterienkataloges

Dieses Kriterienset wird stetig weiter entwickelt. Aktuell wird die Diskussion darüber geführt, ob und in welchem Maße Redispatch aus der operativen Sphäre des Netzbetriebes einen Weg in die Planung des Netzes finden kann und soll. Diese Diskussion hat zwei wesentliche Kernelemente.

⁶ Der Stromfluss von Einspeisungen ergibt sich physikalisch in Wechselstromnetzen primär gemäß der Kirchhoff'schen Regeln und können nur in sehr begrenztem Umfang gesteuert werden. Dies führt dazu, dass beispielsweise hohe Windeinspeisungen im Norden bei Starkwind nicht nur über das deutsche Transportnetz nach Süden transportiert werden, sondern zum Teil auch über die benachbarten Transportnetze. Benachbarte Transportnetzbetreiber reagieren auf diesen Umstand teilweise in der Form, dass durch regelbare Transformatoren die Lastflüsse in begrenztem Umfang wieder nach Deutschland „umgeleitet“ werden.

- i) **Redispatch als Planungsbestandteil oder als betrieblicher Freiheitsgrad**
Derzeit ist Redispatch eine Handlungsoption des ÜNB, um kritischen Netzzuständen zu begegnen. Wenn dieser Freiheitsgrad durch eine knappere Netzausbauplanung bereits genutzt wird, steht er dem Netzbetreiber in der jeweiligen Situation nicht mehr zur Verfügung. Dadurch wird die Versorgungssicherheit tendenziell gesenkt.
Aus gutachterlicher Sicht der BET raten wir dringend zu großer Vorsicht, diesen Systempuffer zu Planungszwecken zu nutzen. Singuläre Ereignisse wie Notschaltungen, Doppelausfälle etc. sind in den Markt- und Netzsimulationen nicht enthalten. Wenn das Gesamtsystem für solche Ereignisse keinen Spielraum hat, führen sie zu möglichen und im Extremfall nicht mehr beherrschbaren Folgeausfällen.
- ii) **Bewertung des Redispatch gegenüber Netzausbau**
Eine zweite Fragestellung handelt davon, wie Netzausbau und die damit verbundenen Kosten einerseits und die volkswirtschaftlichen Kosten des Redispatch andererseits gegeneinander abzuwägen sind. Die Einmalkosten des Netzausbaus sind relativ gut zu beziffern (hier ist die Rede von finanziellen Aspekten, es existieren weitere, nicht oder nur unzureichend pekuniär erfassbare Aspekte wie z. B. Ängste der Anwohner, allgemein mangelnde Akzeptanz, Eingriff in Natur und Landschaft etc. Die tatsächlichen Kosten des Redispatch aus ineffizienter Erzeugung, anderer Netzauslastung, Verlusten im elektrischen System etc. treten über einen langen Zeitraum hinweg auf und verschließen sich schon deshalb einem exakten Zugang über ein einzelnes Stützjahr. Hierzu folgen genauere Ausführungen und Beispiele unter 3.2.

Zusammenfassend gilt, dass die Frage, ob Redispatch als Planungselement berücksichtigt werden sollte, mit der gebotenen Zurückhaltung geprüft werden muss und aus Sicht des Gutachters im Allgemeinen zu verneinen ist. Sollte sie mit ja beantwortet werden, müssen methodisch und modelltechnisch noch Verfeinerungen vorgenommen werden, damit das angemessene Maß des möglicherweise geringeren Netzausbaus aufgrund von Redispatch belastbar ermittelt werden kann.

3.2 Netzausbauplanung

3.2.1 Lastflussberechnung mit Schwachstellenanalyse

Aus dem Zusammenspiel der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, Importen und Exporten und der Verbraucherlast ergeben sich die Netzbelastungen jeweils für alle 8760 Stunden der betrachteten Jahre 2024 und 2034. Aus den ermittelten Netzbelastungen wird dann der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet. Hierbei werden stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) sowie darauf aufbauend Schwachstellenanalysen durchgeführt.

Die Ausbauplanung baut auf dem Startnetz auf und beruht auf den Planungsgrundsätzen der ÜNB. Das Startnetz besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt durch sich bereits in konkreter Planung oder im Bau befindliche Maßnahmen, bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf (insbesondere durch das EnLAG oder durch einen Planfeststel-

lungsbescheid) festgestellt ist sowie die bestehenden Anbindungsverpflichtungen erfüllt sind. Diese Maßnahmen werden nicht regelmäßig erneut geprüft, sondern als gesetzt für die weitere Planung angesehen. Maßnahmen, deren Bedarf durch das BBPIG festgestellt wurde, unterliegen dagegen einer erneuten Prüfung, da im Sinne des Gesetzgebers eine regelmäßige Überprüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit unter Berücksichtigung von ausreichender Planungssicherheit erreicht werden soll. Die Planungsgrundsätze basieren auf den Regelungen des „Transmission Code 2007“ und berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland. So wird unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einzelner Betriebsmittel (sog. (n-1)-Sicherheit) als Bedingung für einen ordnungsgemäßen Netzausbau verlangt.

Die Netzausbauplanung erfolgt grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau). Das heißt, dass die ÜNB zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen müssen, also beispielsweise durch Schalthandlungen eine optimierte Netztopologie herbeiführen. Hierbei wird stets auch Freileitungsmonitoring als Mittel zur effizienten Ausnutzung der Transportleitungen unterstellt. Erst wenn das Optimierungspotential erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen, z. B. Beseilung mit höherer Stromtragfähigkeit. Wenn auch das Verstärkungspotential ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen zulässig, also in der Regel der Neubau von Höchstspannungstrassen.

Entsprechend der heutigen Rechtslage sind die Netzbetreiber verpflichtet zur Bereitstellung bedarfsgerechter Übertragungskapazität für einen sicheren Netzbetrieb: „Betreiber von Übertragungsnetzen haben dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“⁷. Im Rahmen der langfristigen Planungsgrundlagen für den Netzausbau wird das Netz engpassfrei ausgelegt, so dass jede erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist und zum Verbraucher transportiert werden kann. Die Nichtberücksichtigung von Redispatch und anderen kurativen Maßnahmen bei der langfristigen Netzplanung führt dazu, dass dem ÜNB im operativen Betrieb diese Handlungen als Puffer zur Verfügung stehen und damit die Versorgungssicherheit auch bei Unsicherheiten, die in der Langfristprognosen nicht erfasst wurden, gewährleistet werden kann. Weitere Ausführungen zu diesem Thema erfolgen im Abschnitt 3.2.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den notwendigen Netzausbaubedarf in zehn beziehungsweise 20 Jahren aus Sicht der ÜNB dar, welcher von den ÜNB im NEP gemäß § 12b EnWG aufbereitet wird. Daraus resultieren Maßnahmen, die konkrete Lösungsvorschläge für die Sicherung der Versorgung darstellen.

⁷ Siehe Energiewirtschaftsgesetz, § 12 (3), zuletzt geändert durch Verordnung vom 31.08.2015 (BGBl. I S. 1474) m. W. v. 08.09.2015

3.3 BET-Überlastungsindex

Wie in Abschnitt 1.3 bereits dargestellt umfasst die gutachterliche Tätigkeit keinen Netzplanungsauftrag. Trotzdem wird, auch vor dem Hintergrund der Prüfung von beantragten Netzausbaumaßnahmen bei veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen, ein Maß für die Schwachstellen bzw. Überlastungen im Netz benötigt. BET hat hierzu grundsätzlich eine neue Kenngröße entworfen, die zum Ziel hat, die gesamthafte Netzüberlastung quantitativ zu erfassen und zu messen. Diese Kenngröße wird als sogenannter „Überlastungsindex“ bezeichnet und nachfolgend erläutert.

Der Überlastungsindex stellt ein ergänzendes Element zur bisherigen Schwachstellenanalyse der ÜNB dar, mit dem die Überlastung des Netzes aggregiert anhand einer einzelnen Kenngröße beschrieben werden kann. Damit wird die grafische Darstellung der Überlastungen bei der Netzanalyse im Netzentwicklungsplan⁸ um eine einfache, quantitative Information ergänzt. Der Entwicklung des Überlastungsindex lagen dabei folgende Zielstellungen zugrunde:

- Möglichkeit zum Vergleich der Wirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen im Netz
- Abdeckung des Betrachtungsbereichs beim Vergleich von Maßnahmen von einzelnen Stunden (vgl. Kriterium Wirksamkeit der BNetzA) hin zu mehreren (allen) Stunden eines Jahres
- Abbildung der der Überlastung zugrundeliegenden Transportaufgabe des Netzes
- Geringe Komplexität und gute Visualisierbarkeit, um breites Publikum zu erreichen (Politik, Öffentlichkeit, etc.)

Der Überlastungsindex ermittelt sich wie folgt:

Für alle betrachteten Leitungen mit $Belastung_{i,j} > Grenzbelastung$ ergibt sich der Überlastungsindex zu

$$\ddot{U}Index[GWkm] = \sum_{Stunde i=1}^n \sum_{Leitung j=1}^m ((Belastung_{i,j} - Grenzbelastung) \cdot S_{n(i,j)} \cdot l_j) \quad (1)$$

Der Überlastungsindex wird auf Basis von Lastflussberechnungen ermittelt. Zunächst ist vor der Ermittlung des Index eine *Grenzbelastung* für die betrachteten Betriebsmittel festzulegen, ab der eine Belastung als Überlastung gewertet wird. Neben den naheliegenden 100 % als Wert für die Grenzbelastung lässt sich beispielsweise auch die vereinfachte Annahme der (n-1)-Sicherheit bei einer Belastung kleiner 70 % im normalen Betriebszustand des Netzes im Überlastungsindex abbilden. Die Betrachtung der Leitungen resultiert aus der Fokussierung auf die Transportaufgabe im Netz und den daraus resultierenden Engpässen. Beispiel: Eine 100 km lange Leitung mit einer Übertragungskapazität von 1 GW hätte bei einer Überlastung von 10 % in 100 Stunden im Jahr (Grenzbelastung 100 %) einen Überlastungsindex von 10 GWkm pro überlasteter Stunde und insgesamt über das Jahr von 1.000 GWkm.

⁸ Netzentwicklungsplan Strom 2024, 2. Entwurf, Kapitel 4, Seite 63-64

Grundsätzlich kann mit einer anderen Zielstellung aber auch jeder andere Betriebsmitteltyp betrachtet werden. Der Überlastungsindex kann auf eine einzelne Leitung oder mehrere Leitungen eines ganzen Netzbereiches angewendet werden. Der zeitliche Horizont ist ebenfalls beliebig variierbar. Beide Summationen in der Formel sind somit optional bzw. beliebig kombinierbar, wie die nachfolgenden Beispiele zeigen.

Aus der Lastflussberechnung werden zur Ermittlung des Überlastungsindex alle Leitungen herausgefiltert, die eine Belastung oberhalb der festgelegten Grenzbelastung aufweisen. Für eine betrachtete Stunde i und eine Leitung j ergibt sich der Überlastungsindex dann aus der Differenz der *Belastung* und der *Grenzbelastung*, gewichtet mit der in dieser Stunde auf der Leitung übertragbaren Leistung S_n . Die übertragbare Leistung ist dabei sowohl vom Leitungstyp und der Spannungsebene (hier wird nur 380 kV und 220 kV betrachtet) als auch von der betrachteten Stunde aufgrund einer variablen Strombelastbarkeit durch ein mögliches Auslastungs-/Freileitungsmonitoring abhängig. Zusätzlich erfolgt eine Gewichtung mit der Länge der Leitung, um den Unterschied zwischen Überlastungen durch lokale, kleinräumige Effekte (bzw. auf kurzen Leitungen) und Überlastungen durch weiträumigen Transportbedarf (bzw. auf langen Leitungen) angemessen zu berücksichtigen.

Abbildung 9 zeigt exemplarisch den Überlastungsindex für das Startnetz zuzüglich der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBPIG-Netz) chronologisch für die 8760 Stunden des Jahres beim Ansatz einer Grenzbelastung von 70 % für die Abschätzung der (n-1)-Sicherheit. Jeder Punkt umfasst also die Summation über alle Leitungen des deutschen Übertragungsnetzes mit einer Belastung größer 70 % im Netz. Die Stunden werden hier einzeln betrachtet. Anhand dieser Abbildung lassen sich die Zeitpunkte mit der höchsten Überlastung des Netzes bzw. generell Zeitbereiche mit starken Überlastungen im Verlauf des Jahres identifizieren.

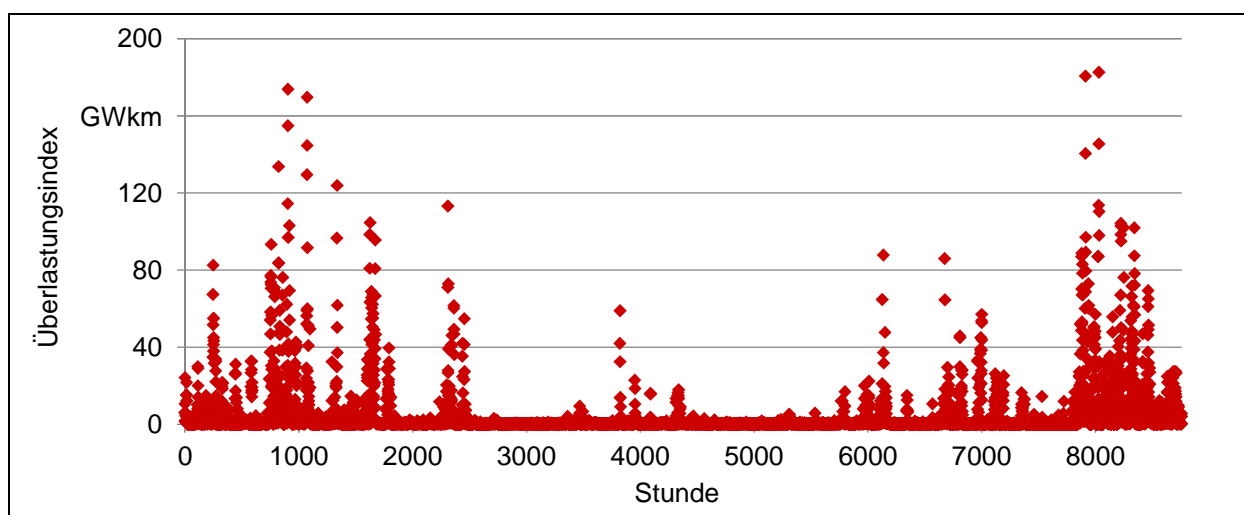


Abbildung 9: Überlastungsindex für das Startnetz inklusive der BBP-Maßnahmen (Marktsimulation: BET B2024+OR)

Die höchsten Überlastungen treten entsprechend der Erwartungen in den Wintermonaten auf, wobei sich einzelne Stunden hinsichtlich ihrer Werte deutlich abheben. Mit diesen Informationen können unter Hinzunahme der Marktsimulationsdaten die kritischen Übertragungsszenarien identifiziert und weiter analysiert werden. Der Überlastungsindex kann in diesem

Zusammenhang einen einfach zu visualisierenden Beitrag zur Schwachstellenanalyse liefern.

Neben der in Abbildung 9 dargestellten Anwendung eignet sich der Überlastungsindex aber primär für den Vergleich unterschiedlicher Szenarien (Marktsimulationen) oder Netzvarianten. Abbildung 10 zeigt exemplarisch die Wirksamkeit der Maßnahme C05 (HGÜ Brunsbüttel – Großgartach) durch den Vergleich des Überlastungsindex beider Netzszenarien beim Einsatz der BET Marktsimulation B2024 inkl. Offshore Reduktion („BET B2024+OR“). Dargestellt ist die Dauerlinie des Überlastungsindex, bei der der Überlastungsindex der einzelnen Stunden der Höhe nach sortiert wurde. Die Abbildung zeigt als Ausschnitt die 1500 höchsten Werte für beide Netzszenarien.

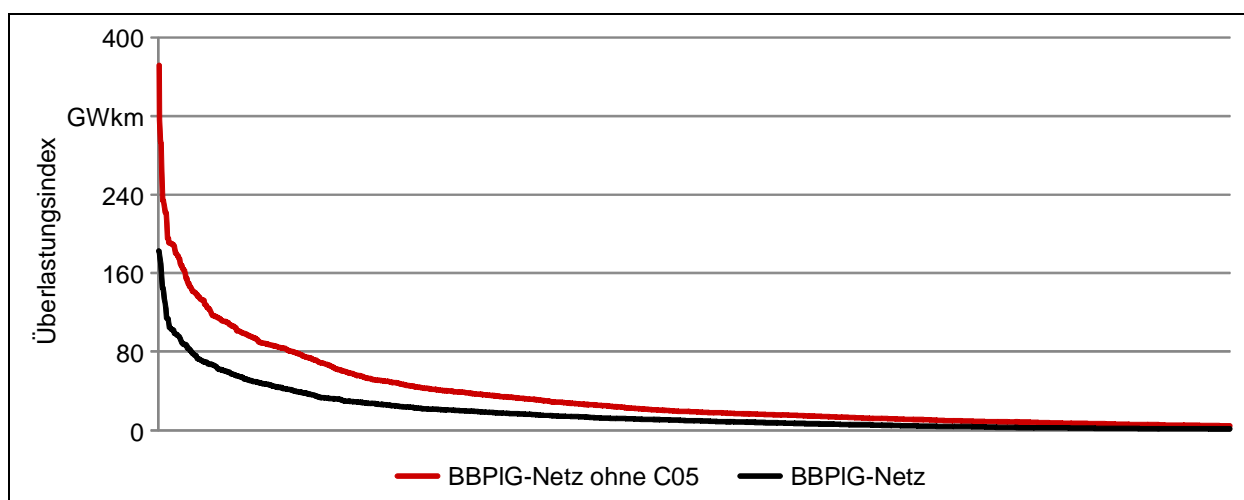


Abbildung 10: Dauerlinie des Überlastungsindex (Überlastungsdauerlinie) für unterschiedliche Netzszenarien (Marktsimulation BET B2024+OR)

Der Vergleich zeigt zunächst, dass in einer Vielzahl von Stunden eine deutliche Reduzierung der Überlastung durch den Einsatz der HGÜ erreicht wird. Gleichzeitig tritt der größte Effekt in Stunden hoher Überlastung auf. Die HGÜ stellt großräumige Transportkapazität von Nord nach Süd bereit und führt damit primär zu einer Reduzierung von Überlastungen durch weiträumigen Transportbedarf, der hier in Stunden mit hoher Überlastung auftritt. Die stärkste Überlastung kann von rd. 380 GWkm auf rd. 180 GWkm gut halbiert werden. Bei einer Summation über alle Stunden des Jahres halbiert sich der Überlastungsindex ebenfalls nahezu von rd. 58.000 GWkm auf rd. 30.000 GWkm. Dies zeigt deutlich die Wirksamkeit der Maßnahme C05 zur Reduzierung der Engpässe im Netz und damit auch indirekt den Bedarf nach einer weiträumigen Übertragung von Energie.

Ausblick: Als zukünftiger Entwicklungsschritt wird die zusätzliche Gewichtung der Höhe einer Leitungsüberlastung gesehen. Damit würde dem Grundgedanken, dass eine starke Überlastung einer Leitung „schlimmer“ ist als eine geringe Überlastung beim Vergleich der Wirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen Rechnung getragen. Allerdings ist zu beachten, dass durch die Kombination von Überlastungshöhe, Anzahl überlasteter Stunden und der Länge der überlasteten Leitungen bereits eine starke Sensitivität des Überlastungsindex auf unterschiedliche Marktszenarien existiert. Für den Vergleich unterschiedlicher Maßnahmen könn-

te darüber hinaus der Überlastungsindex mit den Kosten für die Maßnahmen kombiniert und in eine Bewertungskennzahl überführt werden.

Fazit und Empfehlung des Gutachters:

Der Überlastungsindex stellt ein ergänzendes Kriterium für die Wirksamkeit von Maßnahmen dar. Ergänzend, da vom Überlastungsindex nicht direkt auf den Ausbaubedarf des Netzes geschlossen werden kann. Er ermöglicht jedoch den Vergleich von Maßnahmen durch eine Erweiterung des Betrachtungsbereiches über die Einzelstunde hinaus. Unter Hinzunahme der Kosten ist eine Kosten-Nutzen Bewertung einer Maßnahme möglich und bei einem Vergleich unterschiedlicher Maßnahmen die Ermittlung einer Rangfolge bzw. in Kombination mit anderen Entscheidungsfaktoren eine quantitative Entscheidungsgrundlage.

Aus gutachterlicher Sicht empfehlen wir daher die Hinzunahme des Überlastungsindex in den Bestätigungsprozess als ergänzendes Element zu den bereits bestehenden Kriterien.

3.4 BET-Spitzenkappung EE

Für Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) existiert im aktuellen Rechtsrahmen sowohl eine Anschlusspflicht als auch ein uneingeschränkter Einspeisevorrang für die gesamte angeschlossene Einspeiseleistung. Ein Eingriff in die Einspeisung ist nur zur Vermeidung von Netzengpässen zulässig⁹. Da insbesondere Wind- und PV-Anlagen nur in wenigen Stunden im Jahr mit ihrer maximalen Leistung einspeisen, führen diese Rahmenbedingungen im ungünstigen Fall zu einem kostenintensiven Netzausbau, dem nur ein geringer Nutzen in Form von aufgenommener Energie aus EE-Anlagen gegenüber steht. Daher wurde im Koalitionsvertrag der Bundesregierung das Einspeisemanagement in Form einer Abregelung (der Einspeisespitzen) von EE-Anlagen in begrenztem Umfang aufgenommen und anschließend im Weißbuch des BMWi zum Strommarkt für die Energiewende weiter konkretisiert¹⁰.

Im Zuge des Netzentwicklungsplans wurde die Spitzenkappung durch die ÜNB in Form einer Sensitivitätsuntersuchung im NEP 2013 erstmalig berücksichtigt. Dort wurde die eingespeiste Leistung von Onshore-Windenergieanlagen pauschal auf max. 80 % der installierten Leistung je Bundesland beschränkt. In der Sensitivitätsanalyse zum NEP 2024 erfolgt dann ein gezielter Einsatz des Einspeisemanagements zur Engpassbeseitigung im Netz und damit zur Vermeidung bzw. zeitlichen Verschiebung sonst erforderlicher Netzausbaumaßnahmen. Ein-

⁹ §14 EEG 2014

¹⁰ Die Konkretisierung des Weißbuchs (Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Maßnahme 14: Netzausbaubedarf durch „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren, S. 75-76) lag zum Zeitpunkt der inhaltlichen Bearbeitung noch nicht vor. Durch die Einschränkung des unmittelbaren Zugriffs der ÜNB nur auf die direkt an ihr Netz angeschlossenen Anlagen kann sich die Wirksamkeit der Spitzenkappung im Übertragungsnetz anders als im hier betrachteten Szenario darstellen.

gesetzt wurden hierbei nur ab 2015 neu zugebaute Onshore-Windenergieanlagen¹¹. Zukünftig sollte auch die Wirkung einer Spitzenkappung bei PV-Anlagen berücksichtigt werden, wobei sowohl netzentlastende (beim Einsatz für das Übertragungsnetz) als auch netzbelastende (beim Einsatz im Verteilnetz) Effekte im Übertragungsnetz auftreten können.

Damit die Spitzenkappung für die angepasste Marktsimulation „SensiO“ durch BET angewendet werden konnte, wurde durch BET eine eigene Methodik für die Spitzenkappung entwickelt, die methodisch zwischen den Ansätzen der Sensitivitätsuntersuchungen der ÜNB von 2013 und 2014 eingeordnet werden kann.

3.4.1 Methodik

Das BET-Modell der Spitzenkappung basiert auf dem in Abschnitt 3.3 erläuterten Überlastungsindex. Die Kappung der Einspeiseleistung erfolgt auf Basis der Dauerlinie des Überlastungsindex und damit in denjenigen Stunden, in denen das Übertragungsnetz besonders stark überlastet ist. Entgegen einer pauschalen Kappung erfolgt somit ein zielgerichteter Einsatz in Stunden mit hohem Bedarf an weiträumigem Energietransport. Die so gewählte Vorgehensweise wirkt sich potentiell auf solche Maßnahmen aus, die nur aufgrund der ungünstigsten Netzbelastungssituation in wenigen Stunden des Jahres erforderlich sind, ohne dass dabei einzelne Maßnahmen direkt betrachtet werden. Die gewählte Vorgehensweise setzt somit eine perfekte Voraussicht der gesamten Netzbelastung voraus und erfordert ein koordiniertes Vorgehen der ÜNB. Ein solches koordiniertes Vorgehen sollte – analog z. B. dem Netzregelverbund – praktisch einfach umsetzbar sein.

Wie bei der Sensitivitätsanalyse der ÜNB werden nur Onshore-Windenergieanlagen ab 2015 abgeregelt. Die abgeregelte Energiemenge wird dabei auf 2,5 % der Jahresenergie dieser Anlagen beschränkt. Hintergrund ist eine hälftige Aufteilung der maximal möglichen Reduktion von 5 % der Jahresarbeit für die Behebung von Engpässen im Übertragungs- und Verteilnetz. In den Stunden einer starken Überlastung des Netzes erfolgt die Abregelung der Windenergieanlagen und eine damit verbundene Steigerung der konventionellen Erzeugung differenziert nach 21 Netzregionen¹² in Deutschland, dargestellt in Abbildung 11. Innerhalb einer Region erfolgt ein homogenes Vorgehen, ohne weitere intraregionale Differenzierung.

¹¹ Einflussgrößen auf die Netzentwicklung - Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013, Seite 8

¹² BET Netzregionen, aufbauend auf regionaler Unterteilung der dena-Netzstudie II

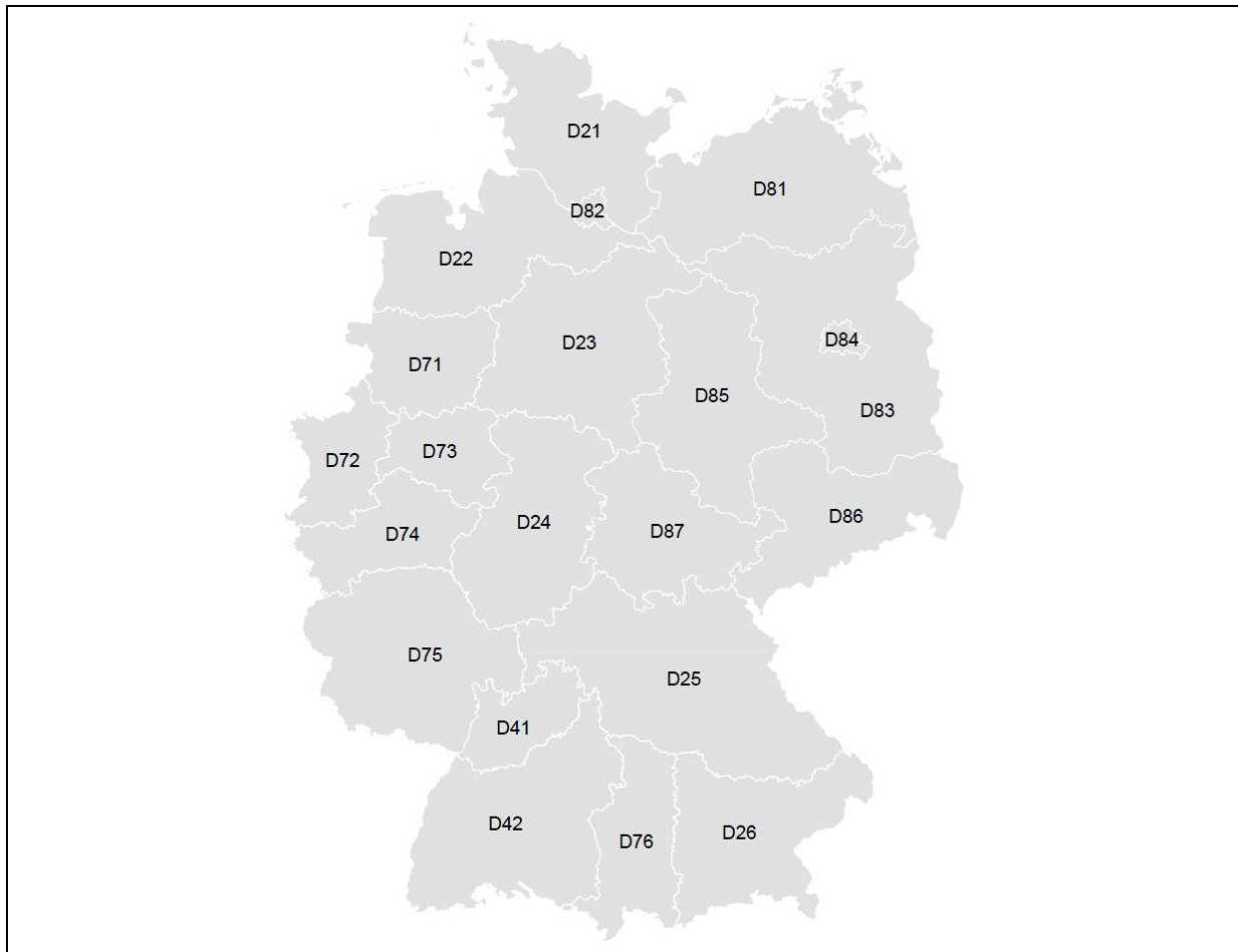


Abbildung 11: Netzregionen in Deutschland (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Durchführung der Spitzenkappung erfolgt nach folgenden Schritten:

- Mithilfe des Überlastungsindex werden die Stunden mit der höchsten Überlastung im Netz durch die Ermittlung der Überlastungsdauerlinie identifiziert (siehe auch Beispiel in Abbildung 10, Abschnitt 3.3).
- Für jede Region wird das Saldo aus Erzeugung und Verbrauch in der betrachteten Stunde bestimmt. Wird mehr erzeugt als verbraucht, steht diese Region in dieser Stunde für eine Spitzenkappung zur Verfügung, im entgegen gesetzten Fall kann in dieser Region die konventionelle Erzeugung erhöht werden. Sowohl für die mögliche Spitzenkappung als auch die Erhöhung der konventionellen Erzeugung gilt die zusätzliche Nebenbedingung, dass das Vorzeichen des Saldos in einer Region nicht wechseln darf, also eine Quellregion zu einer Senkenregion wird oder umgekehrt. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Spitzenkappung netzentlastend in Bezug auf den (weiträumigen) Transportbedarf wirkt.
- Für alle Regionen mit Erzeugungsüberschuss wird anschließend ermittelt, wie hoch die Einspeisung aus Windenergieanlagen ab dem Jahr 2015 in der betrachteten Stunde ist. Da von den Übertragungsnetzbetreibern nur das Ergebnis der Regionalisierung im Jahr 2024 vorlag und das genaue Vorgehen bei der Regionalisierung nicht im Detail rekonstruiert werden konnte, wurde der Anteil der installierten Leistung von Windenergieanlagen ab dem Jahr 2015 vereinfacht anhand der installierten Leistungen im Jahr 2024 und einem linearen Zubau ausgehend von der installierten Leistung

im Jahr 2013 bestimmt. Über alle Regionen mit Erzeugungsüberschuss ergibt sich somit unter Berücksichtigung der Nebenbedingung zum Vorzeichenwechsel des Saldos der Regionen das verfügbare Kappungspotential.

- Analog wird für Regionen mit Verbrauchsüberschuss die mögliche Steigerung der Einspeisung der konventionellen Erzeugung ermittelt. Hierbei wird die Differenz zwischen aktueller Einspeisung und verfügbarer Leistung bestimmt. Auch hier ergibt sich das gesamte Potential der Leistungssteigerung unter Berücksichtigung der Nebenbedingung zum Vorzeichenwechsel des Saldos aus Erzeugung und Verbrauch der Regionen.
- Die Höhe der Kappung ergibt sich aus einer auf den Verlauf der Überlastungsdauerlinie angepassten Kappungsfunktion. Abbildung 12 zeigt exemplarisch den Verlauf einer Kappungsfunktion. Für die Stunde mit der höchsten Überlastung beginnt die Funktion bei 100 % und sinkt dann auf geringere Werte ab. Somit wird in der Stunde mit der höchsten Überlastung im Netz 100 % des Kappungspotentials für die Spitzenkappung genutzt. Die der Spitzenkappung gegenüberstehende Erhöhung der konv. Erzeugung erfolgt über einen korrespondierenden Prozentsatz ebenfalls einheitlich über alle Regionen mit Verbrauchsüberschuss. Die Anpassung über einen Prozentsatz führt sowohl für die Kappung als auch für die Leistungserhöhung zur absolut stärksten Anpassung in der Region mit dem größten ermittelten Potential. Insgesamt wird durch die Spitzenkappung dabei genau 2,5 % der Energiemenge aller Windenergieanlagen ab dem Jahr 2015 ausgenutzt. In einzelnen Regionen bzw. Netzknoten liegt die abgeregelte Energiemenge bei maximal 3,6 %. Dies wird insofern gegenüber dem knotenscharfen Ansatz bei der Sensitivitätsuntersuchung der ÜNB als zulässig betrachtet, da die feste Aufteilung zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz eine vereinfachende Annahme darstellt und sich in Realität eine Bandbreite der Aufteilung ergeben wird. Das Maximum von 5 % stellt demgegenüber eine gesetzlich zu erwartende feste Grenze dar.

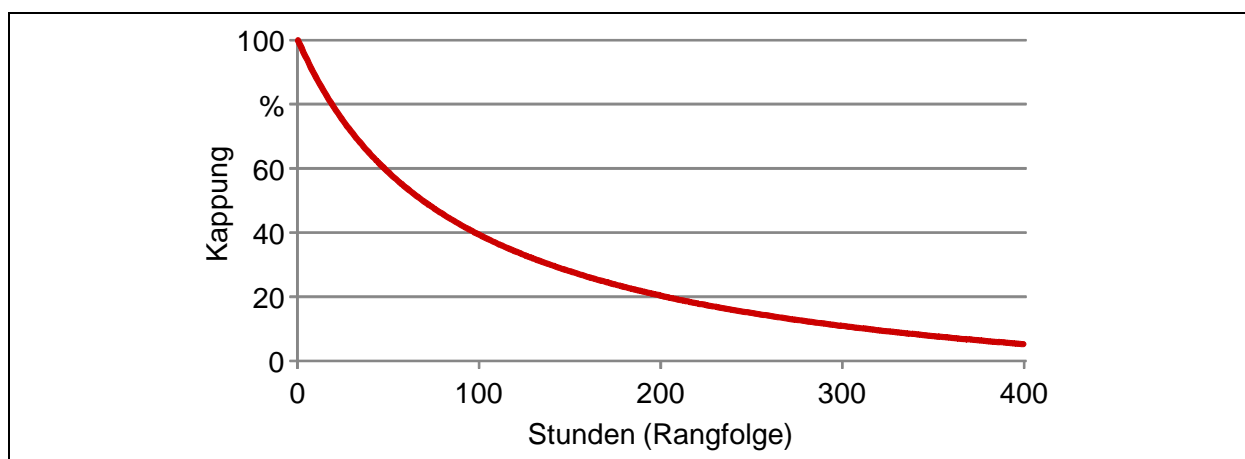


Abbildung 12: Kappungsfunktion für den Einsatz des identifizierten Kappungspotentials

Die perfekte Voraussicht überschätzt einerseits die Wirkung der Spitzenkappung, aus der Pauschalierung auf Netzregionen, andererseits resultiert eine gewisse Unterschätzung. Insgesamt sind aus gutachtlicher Sicht die Modellierungsunschärfen in Relation zu den Prognoseunsicherheiten als nicht relevant zu bewerten und liefern ein sehr gutes Maß für die Wirk-

samkeit einer Spitzenkappung hinsichtlich des angestrebten Ziels einer Minimierung des Netzausbauerfordernisses.

3.4.2 Spitzenkappung bei Szenario „SensiO“

Wie in Unterabschnitt 2.2.2 erläutert ergibt sich die BET Marktsimulation „SensiO“ ausgehend vom Szenario B 2024* des Netzentwicklungsplans durch eine Reduktion der installierten Leistung der Offshore-Windenergieanlagen und die Durchführung einer Spitzenkappung. Abbildung 13 zeigt die Wirkung beider Anpassungen auf die Überlastung des Netzes anhand der Überlastungsdauerlinie, dargestellt für die 1000 Stunden mit dem höchsten Überlastungsindex.

Die schwarze Dauerlinie stellt die Netzüberlastung bei der Marktsimulation des Ausgangsszenarios aus dem Szenariorahmen dar (BET B2024). Durch die Reduzierung der installierten Leistung der Offshore-Windenergie ergibt sich die rote Dauerlinie (BET B2024+OR). Ergänzt man nun zusätzlich noch die Spitzenkappung ergibt sich das Szenario „SensiO“, dargestellt durch die graue Dauerlinie.

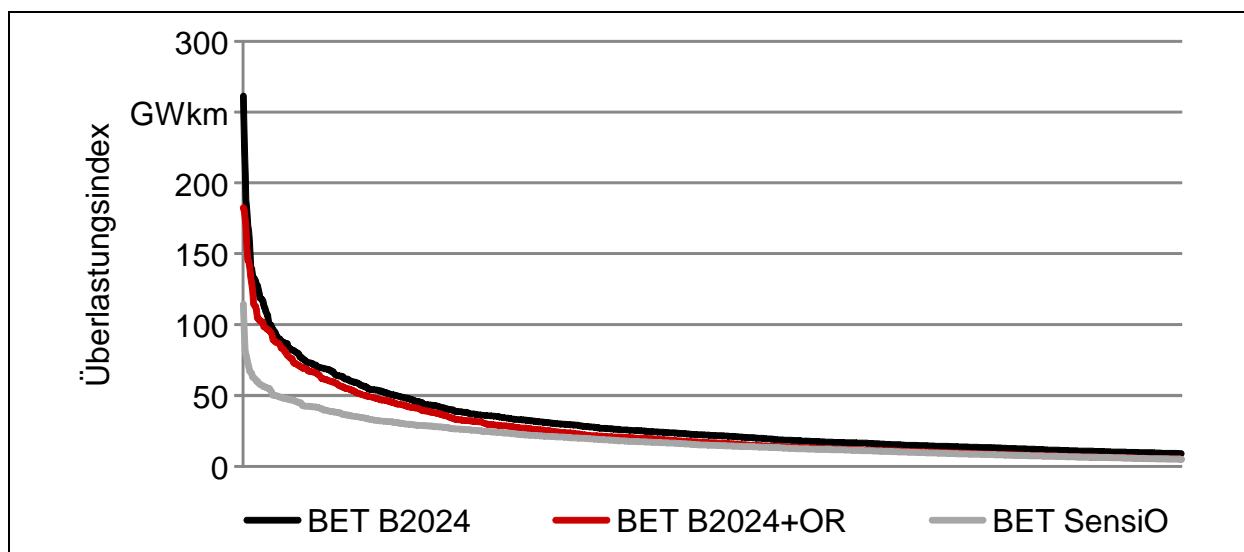


Abbildung 13: Überlastungsdauerlinie des BBPIG-Netzes für unterschiedliche Marktsimulationen

Bei der Reduktion der installierten Leistung der Offshore-Windenergieanlagen wird die dadurch fehlende Energie am Markt ersetzt, also der zusätzliche Kraftwerkseinsatz über das Marktmodell ermittelt. Damit muss die Offshore-Reduktion nicht zwangsläufig eine netzentlastende Wirkung haben, da der zusätzliche Kraftwerkseinsatz auch zu zusätzlichen Belastungen im Netz führen kann. Die Dauerlinie zeigt jedoch, dass eine leichte Entlastung des Netzes in einer großen Anzahl von Stunden eintritt. Damit liegen die eingesetzten konventionellen Kraftwerke aus Sicht der Netzbelastung „günstiger“ als die Offshore-Windenergieanlagen.

Die Untersuchung zeigt somit auf, dass es einen unmittelbaren Zusammenhang zwischen der Höhe des Ausbaues der Windenergie im Norden (hier: Offshore) und der Nord-Süd-Belastung gibt. Aus gutachtlicher Sicht sei aber auch darauf verwiesen, dass eine Reduzierung des Zubaus von Offshore Windenergieanlagen in 2024 nur temporär die Netzbelastung

senkt. Da gemäß den Vorgaben der Bundesregierung und des Koalitionsvertrages¹³ der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie geplant ist, und durch das EEG¹⁴ gesetzlich vorgegeben ist, wird hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaues zunächst nur „Zeit gewonnen“. Mit anderen Worten: Die durch die Offshore-Reduktion resultierenden geringeren Netzausbaubedarfe werden bei weiterem Zubau von Offshore Windenergieanlagen voraussichtlich doch erforderlich sein. Aus gutachterlicher Sicht wird daher empfohlen, die Erforderlichkeit einer Netzausbaumaßnahme auf der Zeitachse einem Monitoring zu unterwerfen, um langfristige Planungssicherheit im Rahmen der Netzplanung sicherzustellen¹⁵.

Die Anwendung der in Unterabschnitt 3.4.1 dargestellten Methodik der Spitzenkappung führt zu einer deutlichen Reduzierung der Überlastungen im Netz, jedoch nur in der durch die Spitzenkappung betroffenen begrenzten Anzahl von Stunden. Die Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks erfolgt hier nicht wie bei der Offshore-Reduktion über das Marktmodell sondern wird für die Regionen im Sinne eines Redispatch oder Counter-Tradings vorgegeben. Trotz einer durch die Spitzenkappung verlagerten Energiemenge von nur rd. 1 TWh wird dadurch eine Entlastung des Netzes in gleicher Größenordnung wie bei der Offshore-Reduktion mit einer Verlagerung von rd. 3 TWh erreicht, dargestellt anhand des Gesamtüberlastungsindex in Abbildung 14.

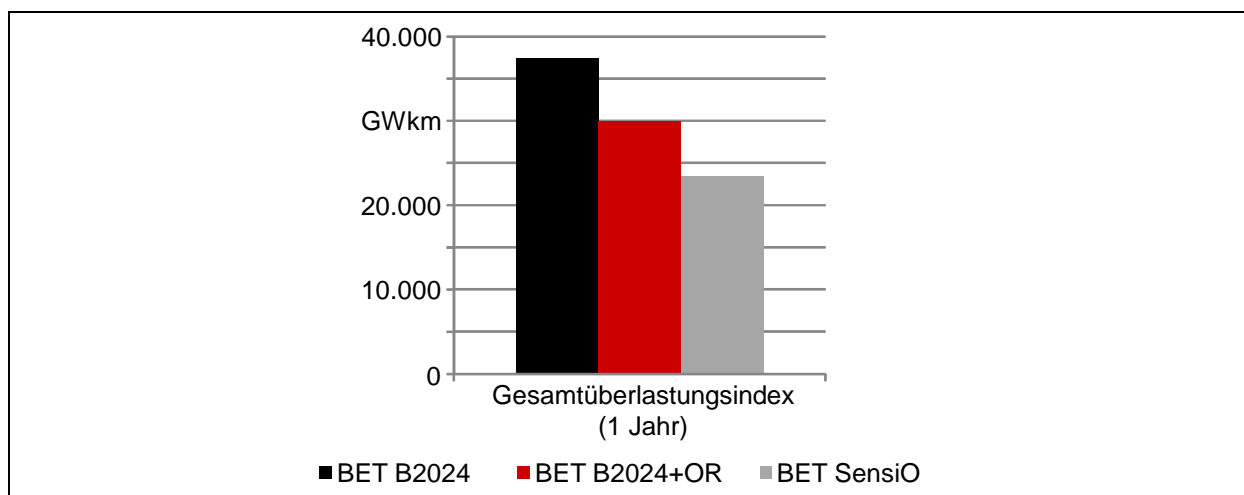


Abbildung 14: Gesamtüberlastungsindex des BBP-Netzes über ein Jahr für unterschiedliche Marktsimulationen

¹³ Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, S.54

¹⁴ Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), § 3 und § 50

¹⁵ Für eine systematische Netzausbauplanung erscheint es schädlich, die Erforderlichkeit einer Netzausbaumaßnahme jahresweise unterschiedlich zu bewerten. Eine gewisse Vorratsplanung zur Sicherstellung einer flexiblen Netzausbauplanung erscheint vor dem Hintergrund der sehr langen Planungs- und Genehmigungszeiträume angeraten.

Durch die Reduktion der installierten Leistung der Offshore-Windenergieanlagen und die Spitzenkappung reduziert sich der Gesamtüberlastungsindex um rd. 37 %. Insbesondere in Stunden mit hoher Überlastung führt die Spitzenkappung zu einer noch größeren Reduzierung der Überlastung. Unter der Annahme, dass insbesondere die Stunden mit hoher Überlastung einen großen Einfluss auf die Netzauslegung haben, können sich durch die veränderte Marktsimulation Änderungen beim Netzausbaubedarf ergeben. Maßnahmen, die aufgrund eines Engpasses in vielen Stunden des Jahres erforderlich sind, ggf. verursacht durch sehr unterschiedliche Netzbelastungssituationen, bleiben davon eher unberührt. Die entsprechende Prüfung wird jedoch durch die Bundesnetzagentur durchgeführt und ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Zusammenfassend ist an dieser Stelle festzuhalten, dass durch Spitzenkappung - unabhängig von der konkreten Ausgestaltung – die Netzbelastung und damit auch der Netzausbaubedarf reduziert werden kann. Im Zuge der bisher jährlichen Netzentwicklungsplanung entsteht allerdings durch die Hinzunahme „im laufenden Prozess“ die Gefahr einer temporären Unsicherheit bei der Bestätigung. Zum Zeitpunkt eines sich in der Transformationsphase befindlichen Energieversorgungssystems führt die Einführung einer Spitzenkappung und daraus ggf. resultierende Einsparungen von Maßnahmen nur zu einem „Zeitgewinn“, da mit dem weiteren Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien die kurzfristig eingesparten Netzausbaumaßnahmen in einer der Netzentwicklungsplanungen für die Folgejahre wieder erforderlich werden können. Erst in einem „eingeschwungenen“ Energieversorgungssystem kann die Wirksamkeit einer Spitzenkappung abschließend bewertet werden. Trotzdem ist aus gutachterlicher Sicht die Berücksichtigung der Spitzenkappung grundsätzlich geboten und daher zukünftig in die Netzentwicklungsplanung einzubeziehen, auch um Erfahrungen zu sammeln und die Entwicklung weiter voran zu treiben.

3.5 Redispatch

Unter Redispatch wird die Bewirtschaftung eines Netzengpasses durch eine geänderte, wirtschaftlich nicht optimale Fahrweise der Kraftwerke verstanden. Der Redispatch von Kraftwerken ist aktuell ein reines Betriebskonzept der Übertragungsnetzbetreiber und dient ausschließlich der Sicherstellung der Systemsicherheit im Falle drohender Engpässe im Netz. Obwohl das Netz bisher engpassfrei geplant wird, kann es aufgrund von unvorhergesehenen Extremsituationen zu Engpasssituationen im Netz kommen, die durch den Einsatz des Redispatch vermieden werden können. Der Redispatch kommt auch dann zum Einsatz, wenn die Umsetzung der Netzplanung in der Praxis nicht mit der Veränderung der Versorgungsaufgabe schritthalten kann. In diesem Kontext wird unter der Versorgungsaufgabe die Verbindung von Erzeugung und Verbrauch verstanden. Diese Unterschiede in der Umsetzungsgeschwindigkeit treten aktuell durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark auf. Die Veränderung der Erzeugungsstruktur erfolgt deutlich schneller als die daraus resultierende erforderliche Netzanpassung, was mit

ein Grund für den steigenden Umfang von Redispatch Maßnahmen in den letzten Jahren ist¹⁶.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht, wie auch unter den Aspekten der Netzsicherheit ist Redispatch nur eine temporäre Alternative, um einen begrenzten Zeitraum bis zur Realisierung des Netzausbaus zu überbrücken. Im Zuge der Bewertung notwendiger Netzausbaumaßnahmen existieren Überlegungen, den Einsatz des Redispatch bereits bei der Planung des Netzes dem Netzausbau als alternative Handlungsoption gegenüberzustellen. Damit würden in der Netzplanung für eine Versorgungsaufgabe bewusst Netzengpässe akzeptiert, wenn der Einsatz des Redispatch wirtschaftlich günstiger ist als der Netzausbau. Aus Sicht des Gutachters ist diese Vorgehensweise durchaus kritisch zu prüfen, da

- in der Logik des NEP nur ein einzelnes Jahr geprüft wird, hingegen Netzausbaumaßnahmen über einen Zeitraum von mindestens 40 Jahren wirksam sind. Eine belastbare Aussage würde somit erfordern, die Netzausbaumaßnahme über 40 Jahre mit dem Redispatchbedarf über denselben Zeitraum zu vergleichen. Dies ist mit der gegenwärtigen Definition der Prüfung des NEP nicht vereinbar.
- die Planung auf Basis von Modellen erfolgt, die die Realität immer vereinfacht abbilden und damit nicht alle Engpasssituationen erfassen.
- der Einsatz des Redispatch als Freiheitsgrad im Betrieb für die Beherrschung unvorhergesehener Ereignisse beim gleichzeitigen Einsatz in der Planung evtl. eingeschränkt wird (Was passiert wenn in einer Situation mit geplantem Redispatch ein unvorhergesehener/ungeplanter Engpass im Betrieb hinzukommt?).
- das Redispatch insbesondere in der aktuellen Transformationsphase der Energieversorgung als eine Art betrieblicher Puffer für die Versorgungssicherheit dient und evtl. zukünftig noch stärker benötigt wird.

Grundsätzlich führt der Einsatz des Redispatch in der Planung zu einer stärkeren Ausnutzung der bestehenden Netzkapazitäten und damit zu einer Reduzierung der Reserve im Netz. Dies ist nicht prinzipiell abzulehnen, da im Kern die gleichen Ziele wie bei der Spitzenkappung verfolgt werden, gleichwohl sind die Betrachtung der Auswirkungen einer solchen Vorgehensweise und die Definition einer in Deutschland angestrebten Versorgungssicherheit erforderlich. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens und wird daher nicht weiter vertieft. Vielmehr wird im Folgenden als Prämisse von einem sinnvollen Einsatz des Redispatch in der Planung ausgegangen und die Methodik zur Bewertung des Redispatch gegenüber dem Netzausbau diskutiert sowie anhand exemplarischer Untersuchungen unterlegt.

3.5.1 Methodendiskussion

Da die Analyse der Frage nachgeht, ob der Einsatz des Redispatch Netzausbau vermeiden kann, muss der Umfang des Redispatch derart ermittelt werden, dass eine sonst erforderli-

¹⁶ Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG, Juli 2014, Seite 5

che Netzausbaumaßnahme bzw. ein Maßnahmenbündel vermieden werden kann. Die Quantifizierung der notwendigen Energiemenge und die Ermittlung der damit verbundenen Kosten, die dem Netzausbau gegenüberzustellen sind, hängt dabei von unterschiedlichen Faktoren ab. Die wesentlichen Einflussfaktoren werden im Folgenden beschrieben.

3.5.1.1 Zeithorizont

Der Umfang des Redispatch ist über die Jahre nicht konstant. Mit der Veränderung der Versorgungsaufgabe, bspw. durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien oder die Stilllegung bzw. den Neubau konv. Kraftwerke, ändert sich auch der notwendige Redispatch zur Beibehaltung eines zulässigen Netzbetriebszustandes. Da die Lebensdauer eines Netzbetriebsmittels mehrere Jahrzehnte beträgt, ist ein entsprechend langer Zeitraum beim Vergleich zwischen Redispatch und Netzausbaumaßnahme zu betrachten. Der Netzausbaubedarf basiert im NEP 2024 jedoch nur auf dem Zielszenarios des Jahres 2024. Ein auf Basis dieser Marktsimulation ermittelter Redispatch für die Vermeidung einer Netzausbaumaßnahme stellt nur eine Einzeljahrbetrachtung dar, die keine Aussage über den Verlauf des Redispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum zulässt.

3.5.1.2 Netzzustand/Netzausbaugrad

Ebenfalls relevant für den Umfang des Redispatch ist der Netz(ausbau)zustand. In einem stark engpassbehafteten Netz (bspw. Startnetz oder BBPIG-Netz) vermeidet eine zusätzliche Maßnahme wesentlich mehr Redispatch als bei der Herausnahme derselben einzelnen Maßnahme aus dem engpassfreien Zielnetz an Redispatchbedarf entsteht. Diese Problematik des abnehmenden Grenznutzens jeder zusätzlichen Maßnahme erfordert die Definition eines Ausgangszustands, anhand dessen die Wirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen ermittelt wird. Anders formuliert ist es für den gegenüber einer Netzmaßnahme erforderlichen bzw. eingesparten Redispatch höchst relevant, in welcher Reihenfolge die Maßnahmen umgesetzt werden sollen. Die unterschiedlichen Ausgangspunkte des Netzzustandes führen zusätzlich zu Herausforderungen bei der Modellierung des Marktgeschehens und damit der Quantifizierung und Monetarisierung der Energiemengen (siehe nächster Einflussfaktor).

3.5.1.3 Methodenansatz

Ansatz „Reduzierung des vollständigen Netzes (Zielnetz -x)“:

Das grundsätzliche Vorgehen bei der Bestimmung des Redispatchbedarfs hängt vom Ausgangszustand des Netzes in Relation zum betrachteten Szenario ab. Bei der Herausnahme einer Maßnahme im engpassfreien Netz und der Beseitigung des resultierenden Engpasses durch Redispatch tritt ein konkreter Engpass auf, für den in den meisten Fällen geeignete Erzeugungskapazität im engpassbehafteten Bereich zur Verfügung stehen. Entscheidender ist jedoch, dass grundsätzlich ein Netz betrachtet wird, welches das betrachtete Szenario und damit die zukünftige Versorgungsaufgabe bedienen kann. Der Kraftwerkseinsatz beruht im Ausgangszustand somit auf einem freien Marktgeschehen und wird erst durch die Herausnahme der Netzmaßnahme und den dadurch ausgelösten Redispatch „gestört“. Mit diesem Ansatz wird der mindestens durch die Netzmaßnahme vermiedene Redispatch ermittelt (letzte Maßnahme vor dem engpassfreien Netz), die für das Szenario und die festgelegten Randbedingungen relativ belastbar monetarisiert werden kann.

Ansatz „Ausbau des engpassbehafteten Netzes (Engpass +x)“:

Wird für ein zukünftiges Versorgungsszenario mit stark veränderter Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik das heutige Netz betrachtet, treten ggf. viele Engpässe auf, die ein umfangreiches Redispatch bereits für den Ausgangszustand erfordern. Hierbei kann auch der Fall eintreten, dass Engpässe durch Redispatch aufgrund fehlender geeigneter Erzeugungskapazitäten nicht vollständig aufgelöst werden können und damit kein zulässiger Netzzustand erreicht wird. Im stark engpassbehafteten Netz ist das Netz nach der Hinzunahme einer Maßnahme weiterhin nicht engpassfrei. Es ist also wieder Redispatch zur Erreichung eines zulässigen Netzzustandes durchzuführen. Das Delta aus beiden Redispatchmaßnahmen zur Erreichung eines zulässigen Netzzustandes kann anschließend der betrachteten Netzmaßnahme gegenübergestellt werden. Die Aussagekraft dieses Ansatzes ist jedoch kritisch zu hinterfragen, da von einem real nicht zu erwartenden Ausgangszustand – dem Marktgeschehen der Zukunft mit dem Netz von heute – ausgegangen wird. Neben den grundsätzlichen Unsicherheiten der Quantifizierung durch den methodischen Ansatz wird es tendenziell eher zu einer Überschätzung des Redispatch und damit auch der Kosten kommen.

Aus beiden Sichtweisen ergibt sich in Kombination mit dem betrachteten Zeithorizont die Notwendigkeit eines größeren Betrachtungszeitraums anstatt eines einzelnen Jahres. Ausgehend vom heutigen Zustand des Energieversorgungssystems müsste die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in kleineren zeitlichen Schritten und somit der Zeitpunkt für beginnende Engpässe im Netz aus heutiger Sicht sowie der damit beginnende Redispatchbedarf und dessen Anstieg über die Zeit durch die weitere Veränderung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur ohne Netzausbau abgebildet werden. Übersteigen die Redispatchkosten die Netzausbaukosten, ist ein Ausbau durchzuführen bzw. eines der möglichen Kriterien für den Netzausbau erfüllt. Hieraus ergäbe sich auch eine Vergleichbarkeit für die Umsetzung vieler einzelner Netzausbaumaßnahmen (beim Überschreiten einer Wirtschaftlichkeitsschwelle) gegenüber der vorausschauenden (großräumigen) Netzplanung. Da ein solches Vorgehen sehr aufwändig ist und an anderer Stelle große Herausforderungen für die Modellierung mit sich bringt, können Maßnahmenbündel zur Vermeidung oder Reduzierung des Redispatch zu unterschiedlichen Zeitpunkten betrachtet werden, wie auch vom grundsätzlichen Ansatz her schon in der Voruntersuchung zum Redispatch durch die ÜNB beim NEP 2024 geschehen.

3.5.1.4 Modellansatz

In der derzeitigen Praxis sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, im Falle eines drohenden Engpass im Übertragungsnetz, in den durch das Marktergebnis determinierten Einsatz der Erzeugungsanlagen und Speicher einzugreifen. Das Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen berücksichtigt vereinfacht dargestellt die folgenden Schritte:

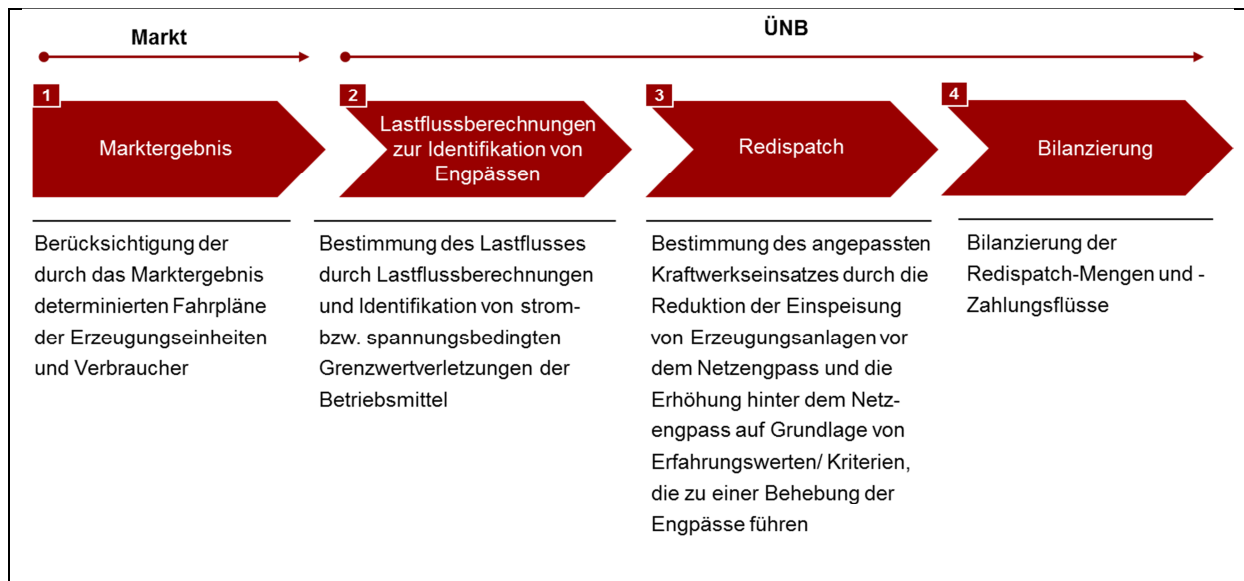


Abbildung 15: Gesamtüberlastungsindex des BBP-Netzes über ein Jahr für unterschiedliche Marktsimulationen

Im Rahmen der Modellierung des Redispatches und der modellgestützten Quantifizierung der Redispatch-Mengen und –Kosten ergeben sich in Orientierung an das Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen verschiedene Herausforderungen:

Kriterien für die modellgestützte Durchführung eines Redispatch

Die Kriterien auf deren Grundlage der Einsatz der Erzeugungsanlagen durch die ÜNB zur Behebung der Netzengpässe angepasst werden soll, sind in den Beschlüssen der Bundesnetzagentur BK6-11-098 Abschnitt 3.4 in groben Zügen erläutert. Die derzeitigen Kriterien beziehen sich dabei punktuell auf die Behebung individueller Netzengpässe und vernachlässigen die Interdependenz zur Belastung weiterer Betriebsmittel, in Folge der Anpassungen des Einsatzes der Erzeugungsanlagen. In Bezug auf den Status Quo erscheint dieses Vorgehen sachgerecht. Mit Blick auf eine im Rahmen der Untersuchung zu betrachtenden Situation mit zunehmenden strukturellen Engpässen im Übertragungsnetz erscheint dieses Vorgehen zu kurz gegriffen. Grundsätzlich bietet sich als Ausweg im Einklang mit den Beschlüssen in BK6-11-098 im Rahmen der Modellierung die Durchführung eines „kostenoptimalen Redispatch“ an.

Simultane Modellierung von Markt und Netz

Die Modellierung des „kostenoptimalen Redispatch“ erfordert prinzipiell die simultane Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung des nichtlinearen Lastflusses, so dass Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsmittel vermieden werden. Die Modellierung der Interdependenzen des durch den Marktmechanismus getriebenen Einsatzes der Erzeugungsanlagen und des durch physikalische Gesetzmäßigkeiten determinierten Lastflusses sowie der daraus resultierenden Verluste, führt zu einem mathematisch komplexen Problem, dessen geschlossene numerische Lösung derzeit nicht möglich ist.

Einen Ausweg aus diesem Dilemma bietet lediglich die Reduktion der Komplexität durch verschiedene Vereinfachungen hinsichtlich der Modellierung des Kraftwerkseinsatzes, der Abbildung der Netztopologie bzw. der Berechnung des Lastflusses. Mögliche vereinfachte Modellansätze kennzeichnen sich z. B. einerseits durch die Modellierung des Redispatch auf Grundlage einer sukzessiven Modellierung von erst Markt- und dann Netz usw., andererseits durch die simultane Modellierung des Redispatch unter Berücksichtigung eines stark vereinfachten Lastflusses (PTDF- oder DC-Ansatz) sowie einer vereinfachten Netztopologie (Knotenreduktion) oder aber eine Kombination der beiden Ansätze. Für die beschriebenen Ansätze sind verschiedene Beispiele in der Literatur zu finden^{17 18 19 20 21 22}.

Die benannten Modellansätze zur Abbildung des Redispatches unterscheiden hinsichtlich ihres Fokus im Rahmen der Modellierung. Ein Teil der in der Literatur dargestellten Modellansätze stellt die Modellierung des Marktgeschehens in den Vordergrund und bildet den Lastfluss linearisiert und für eine vereinfachte Netztopologie ab. Vorteil dieser Modellansätze ist eine höhere Performanz zu Lasten der Genauigkeit hinsichtlich des Lastflusses^{18 19 20}.

Weitere Ansätze räumen der Komplexität des Lastflusses eine größere Rolle ein. Dadurch wird eine iterative Bestimmung von Lastfluss und Kraftwerkseinsatz notwendig. Vorteil dieser Modellansätze ist, dass die physikalischen Eigenschaften des Lastflusses vollumfänglich abgebildet werden. Der iterative Prozess sorgt jedoch für einen hohen Aufwand im Rahmen der Berechnung^{21 22}.

Die Vereinfachungen im Rahmen der Modellierung des Redispatch und Verzahnung von Marktmodellen einerseits und Lastflussmodellen andererseits führt zu Unschärfen im Ergebnis. Der kostenoptimale Redispatch kann in der Folge aus Modellierungssicht lediglich angenähert werden. Abweichende Modellierungsansätze führen auch unter sonst identischen Annahmen in der Folge zu abweichenden Ergebnissen, so dass die Bestimmung der Kosten

¹⁷ Burstedde, B. (2013): Essays on the Economics of Congestion Management —Theory and Model-based Analysis for Central Western Europe, Dissertation, Köln

¹⁸ Kunz, F.; Zerrahn, A. (2013): The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany. DIW Berlin Discussion Paper No. 1298, Berlin

¹⁹ Bertsch, J., Hagspiel, S., Just, L. (2014): Congestion management in power systems - Long-term modeling framework and large-scale application, Working Paper, Köln

²⁰ Bucksteeg, M., Trepper, K., Weber, C. (2015): An integrated approach to model redispatch and to assess potential benefits from market splitting in Germany, Working Paper, Essen

²¹ Linnemann, C., Echternacht, D. Breuer, C.,(2011): Modeling Optimal Redispatch for the European Transmission Grid, in Proceedings of IEEE Powertech 2011, Trondheim

²² Raths, S. (2014): Kappung von Erzeugungsspitzen bei der Netzausbauplanung, Modellierung und Anwendung im Transportnetz, Wissenschaftsdialog, Bonn

des Redispatch neben den Unsicherheiten der Eingangsparameter immer mit Ungenauigkeiten unterschiedlicher Größenordnung aufgrund der Modellierung behaftet ist.

Modellartefakte

Die im Rahmen der Modellierung getroffenen Vereinfachungen bringen Effekte mit sich, die systematisch zu einer Unterschätzung bzw. Überschätzung der Redispatch-Kosten führen können. Beispiele sind die vollständige Information der Marktteilnehmer, die Vernachlässigungen von Marktunvollkommenheiten, die perfekte Koordination der Übertragungsnetzbetreiber etc.

Energiemarkt- und Netzausbauszenarien

Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes und auch des Lastflusses stützt sich auf Annahmen in Bezug auf die Struktur des zukünftigen Kraftwerksbestands, technische Eigenschaften der individuellen Erzeugungsanlagen, Kostenstrukturen der Erzeugungsanlagen, Regionalisierung des zukünftigen EE-Anlagenbestands, Regionalisierung der Nachfrage, Entwicklung der Brennstoffpreise, zukünftige Netztopologie, etc. Im Rahmen der Modellierung getroffene Annahmen in Bezug auf die zuvor genannten Punkte sind abhängig vom betrachteten Szenario. Die Unsicherheit in jedem der einzelnen Eingangsparameter spiegelt sich in der Folge auch in einer Abschätzung des Redispatch wider.

Fazit

Aus Sicht der Gutachter besteht grundsätzlich weiterer Forschungsbedarf sowie der Bedarf einer transparenten Diskussion in Bezug auf die Vor- und Nachteile sowie die Sensitivität des Ergebnisses gegenüber verschiedenen Modellansätzen, dem methodischen Ansatz und weiteren beschriebenen Einflussfaktoren im Rahmen der Abschätzung des Redispatch. Als flankierendes Kriterium erscheint eine Bewertung von Netzausbaumaßnahmen durch die Abschätzung der Redispatch-Mengen eine denkbare Option.

Im Rahmen des NEP 2024 sind durch die ÜNB, unterstützt durch einen externen Dienstleister, Redispatch-Mengen ausgewiesen worden, die durch den Ausbau einzelner Maßnahmen/ Maßnahmen-Cluster im Rahmen von Szenario B vermieden werden können. Auf Grundlage der uns vorliegenden Informationen über die Methodik im Rahmen des NEP ist eine abschließende Bewertung des Ansatzes durch den Gutachter nicht möglich.

Die Integration des Redispatch in die Netzausbauplanung führt im derzeit dynamischen Prozess der Systemtransformation hin zu einem Anteil der Erneuerbaren Energien von 80 % am Stromverbrauch lediglich zu einem relativen Zeitgewinn bezüglich des erforderlichen Netzausbaus. Eine Untersuchung des Redispatch-Einsparpotentials sollte daher insbesondere auf den Zeitpunkt des Zielnetzes fokussieren. Redispatch übernimmt darüber hinaus die Funktion einer betrieblichen Reserve, deren Integration in die Netzausbauplanung auch grundsätzlich zu hinterfragen ist. Aus Sicht der Gutachter stellt die Integration des Redispatch in der Netzausbauplanung aus diesen Gründen wie auch aufgrund der Unschärfe in Modellansätzen, der Unsicherheit in den Eingangsdaten, der bestehenden Freiheitsgrade hinsichtlich des methodischen Ansatzes (Zielnetz $-x$, Engpass $+x$) und der Wahl eines an-

gemessenen Bewertungszeitraumes aus wissenschaftlicher Perspektive im Status Quo ein wenig praktikables Bewertungskriterium dar.

3.5.2 Exemplarische Untersuchungen

Neben den methodischen Überlegungen wurden durch BET auch exemplarische Untersuchungen zur Bestimmung des Redispatches auf Basis des BBPIG-Netzes durchgeführt, auch um weitere Erkenntnisse für die methodische Vorgehensweise zu gewinnen. Daher stehen die absoluten Werte nicht im Fokus der exemplarischen Untersuchungen, auch aufgrund der Ausführungen zu den Modellansätzen aus Unterabschnitt 3.5.1 und dem im Vergleich hier gewählten vereinfachten methodischen Vorgehen. Im Fokus der exemplarischen Untersuchungen stehen einzelne HGÜ-Leitungen.

3.5.2.1 Vorgehensweise

Die exemplarischen Berechnungen basieren auf dem Methodenansatz „Engpass+“, bei dem das BBPIG-Netz in Kombination mit der Marktsimulation „SensiO“ den Ausgangszustand der Untersuchung darstellt. Wie bereits in Unterabschnitt 3.5.1 erläutert, wäre zunächst für das Netz im Ausgangszustand ein Redispatch zur Herstellung eines zulässigen Netzzustandes durchzuführen. Anschließend würden die Hinzu- oder Herausnahme einer Netzmaßnahme und ein erneuter Redispatch folgen. Die grundsätzliche Methodik ist in Abbildung 16 dargestellt. Netzausbausituation 1 wäre hierbei das BBPIG-Netz, Netzausbausituation 2 das gleiche Netz mit Hinzu- oder Herausnahme einer Maßnahme. Die Marktsimulation wird zunächst für ein engpassfreies Netz durchgeführt und es resultiert ein kostenoptimaler Dispatch der Kraftwerke (Iteration 0). Anschließend würde bei einer methodisch sauberen Vorgehensweise der Dispatch für beide Netzszenarien iterativ oder integriert angepasst, so dass die Engpässe im Netz kontinuierlich reduziert werden bis ein zulässiger Netzzustand ohne Engpässe erreicht wird (Iteration n_1 bzw. n_2). Der Vergleich dieser angepassten Kraftwerkseinsatzpläne ergäbe dann die Redispatch-Mengen und -Kosten, die durch die veränderte Netzausbausituation eingespart wird oder zusätzlich erforderlich ist.

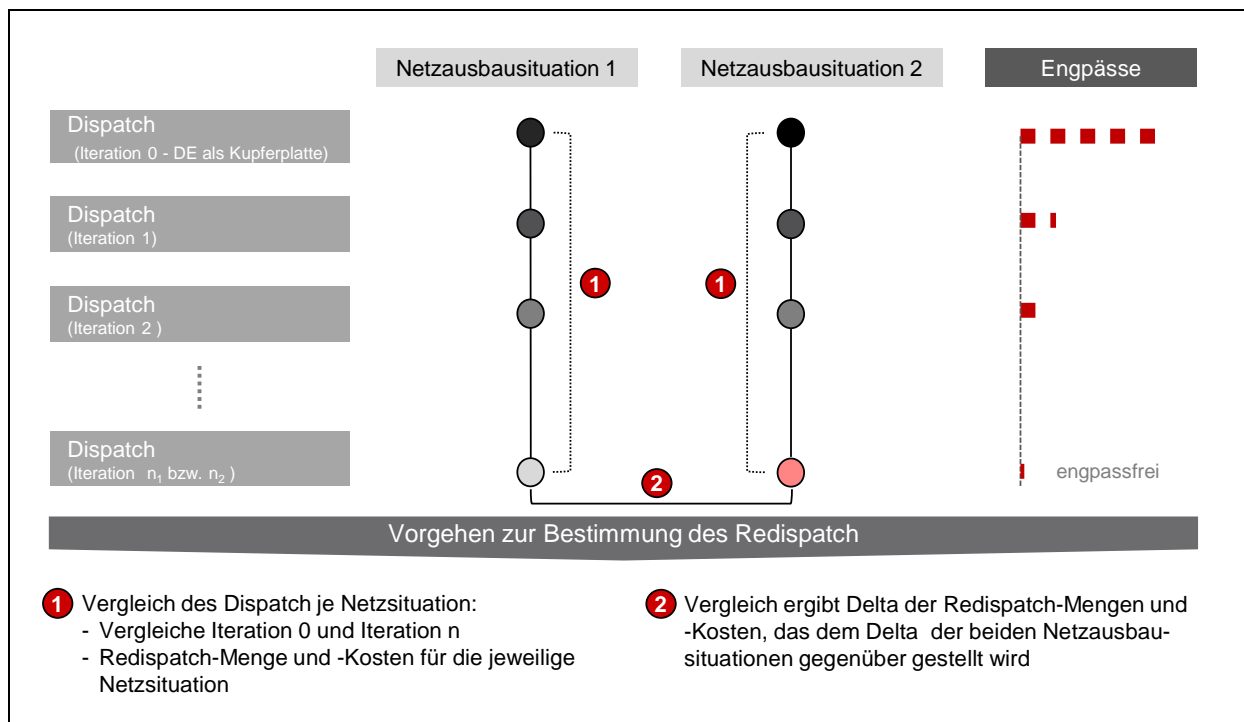


Abbildung 16: Schema des vollständigen Vorgehens zur Ermittlung des Redispatch gegenüber einer Netzausbaumaßnahme beim Methodenansatz „Engpass+“

Für die exemplarischen Untersuchungen wurde das Vorgehen vereinfacht. Ein Vergleich entsprechend Punkt 2 in Abbildung 16 erfolgt bereits, wenn das gleiche Engpassniveau, ermittelt auf Basis des Überlastungsindex, erreicht wird. Der Redispatch muss daher nur im Netz mit einem höheren Engpassniveau erfolgen. Bei Hinzunahme einer Maßnahme erfolgt der Redispatch folglich im Ausgangsnetz und bei der Herausnahme einer Maßnahme im angepassten Netz. Damit kann der Rechenbedarf auf eine Netzsituation begrenzt und die Anzahl der Iterationen reduziert werden.

Die 5 zentralen Schritte der angewandten Methodik sind in Abbildung 17 schematisch dargestellt:

1. Ermittlung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz (Iteration 0) im BET-NodeMod (MarktSim) unter der Annahme eines engpassfreien Netzes.
2. Durchführung der Lastflusssimulationen für zwei Netzausbausituationen (Betrachtung einer Maßnahme oder eines Maßnahmenbündels) in Integral. Ausweisung der Überlastungen in beiden Netzausbausituationen.
3. Für die in Abbildung 11 dargestellten Regionen werden die Regionsbilanzen als Randintegral der Leistungsübertragung über alle Kuppelleitungen gebildet. Mit den Informationen zur möglichen Überlastung der Kuppelleitungen erfolgt eine Anpassung dieser Bilanz für jede Stunde. Das Delta dieser Bilanzreihen dient als Eingangsgröße für die Anpassung des Kraftwerkseinsatzes in jeder Region.

4. Das BET-RegioMod²³ optimiert nun den Kraftwerkseinsatz innerhalb jeder Region. Eingangsdaten sind hierbei die ursprünglichen Fahrpläne der Kraftwerke aus Schritt 1 und die Anpassungen aufgrund der Überlastungen der Kuppelleitungen aus Schritt 3. Zunächst werden wieder die Regionsalden aus Erzeugung und Verbrauch gebildet. Hieraus ergibt sich die Randbedingung der Art der Region als Quelle oder Senke. Die Anpassungen aus Schritt 3 dürfen analog zum Vorgehen bei der Spitzenkappung nicht zu einem Vorzeichenwechsel führen. Darüber hinaus werden die Anpassungen aus Schritt 3 durch die verfügbare Einspeiseleistung der Kraftwerke, etc. begrenzt. Anschließend erfolgt eine Rückkopplung in das Lastflussberechnungstool Integral, anhand derer sowohl die grundsätzliche Wirksamkeit des Redispatch plausibilisiert wird, als auch iterativ die Nebenbedingung eines gleichen Überlastungszustandes beider Netzausbausituationen eingestellt wird.
5. Der resultierende Kraftwerkseinsatz für beide Netzausbausituationen wird verglichen. Aus dem Delta der stündlichen Erzeugungsmengen ergibt sich eine Abschätzung der Redispatch-Energie, die durch die Hinzu- oder Entnahme einer Maßnahme entfällt oder erforderlich ist. Durch den Vergleich der Gesamtkosten der resultierenden Kraftwerkseinsätze ergibt sich zusätzlich die Abschätzung zu den Kosten des Redispatch.

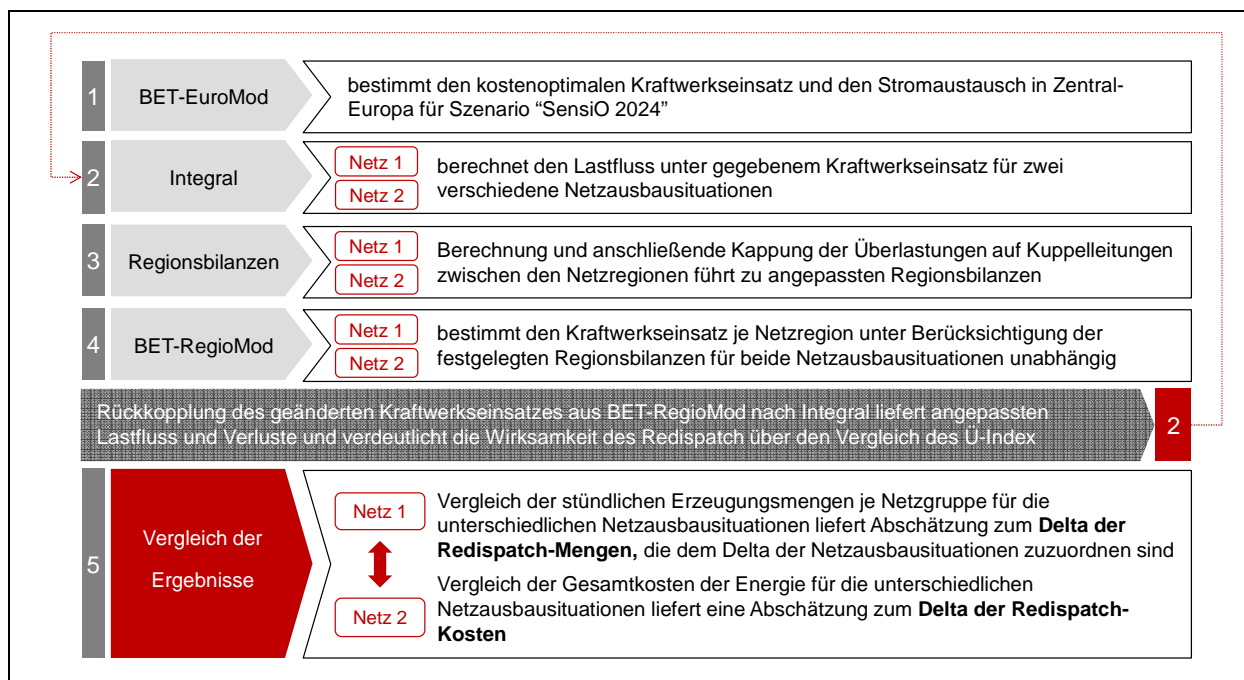


Abbildung 17: Methodisches Vorgehen für die exemplarischen Untersuchungen zum Redispatch

Die dargestellte Vorgehensweise beinhaltet durch die ausschließliche Betrachtung der Kuppelleitungen zwischen den Regionen – und damit der Vernachlässigung sämtlicher Überlas-

²³ BET RegioMod ist eine Variante der MarktSim, in der Deutschland nicht komplett als engpassfrei, sondern als Gebiet aus engpassfreien Teilregionen (hier die Netzregionen) abgebildet wird. So lassen sich aus der MarktSim heraus erste Aussagen über den weiträumigen Transportbedarf ableiten.

tungen bzw. Auswirkungen innerhalb der Regionen – eine zusätzliche Vereinfachung. Diese Vereinfachung und die damit verbundene Ungenauigkeit wurden bewusst vor dem Hintergrund der Fokussierung auf die HGÜ-Maßnahmen in Kauf genommen, da bei der Betrachtung der HGÜs der weiträumige Transportbedarf relevant ist. Dieser wird durch die Regionsbetrachtung vereinfacht abgedeckt.

3.5.2.2 Exemplarische Ergebnisse

Als exemplarisches Ergebnis wird der Redispatchbedarf ausgehend vom Startnetz inklusive der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBPIG-Netz) bei Herausnahme der Maßnahme C05 betrachtet. Abbildung 18 zeigt den Überlastungsindex für die Regionen in Deutschland in den beiden Netzausbausituationen und die Wirksamkeit des Redispatch.

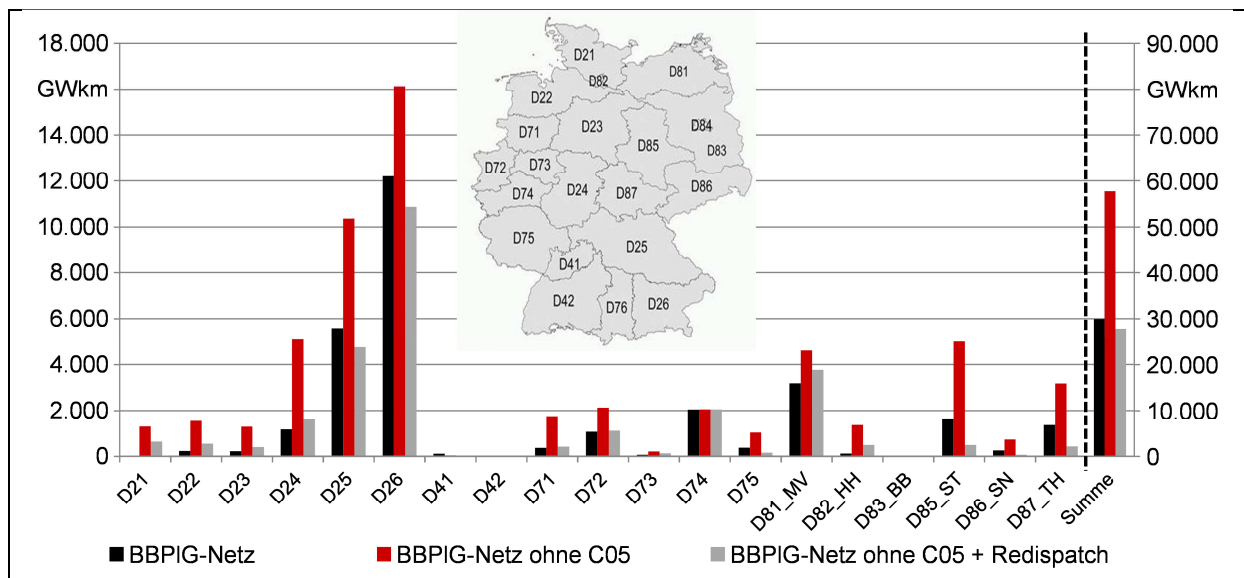


Abbildung 18: Exemplarische Ermittlung des Redispatchbedarfs bei Herausnahme von Maßnahme C05 aus dem Bundesbedarfsplannetz

Im Ausgangszustand (schwarze Balken) existieren Überlastungen insbesondere auf einer Nordost-Süd-Achse von D81 nach D26 sowie im kleineren Maße von D22 bis D75. Nach der Herausnahme der HGÜ-Maßnahme C05 steigt die Überlastung insbesondere auf der Nordost-Süd-Achse deutlich an (rote Balken). In Summe über alle Regionen ergibt sich nahezu eine Verdoppelung des Überlastungsindex. Durch den Redispatch wird die Überlastung wieder deutlich reduziert (graue Balken). Im Rahmen der gegebenen Ungenauigkeiten ergibt sich nach dem Redispatch insgesamt ein annähernd gleiches Überlastungsniveau.

Erwartungsgemäß wird die Erzeugung im Süden überwiegend erhöht und im Norden überwiegend abgesenkt. Es wird jedoch auch deutlich, dass nicht in allen Regionen in unmittelbarer Nähe zur Maßnahme und damit erwartetem Redispatch-Bedarf entsprechende Regelungspotentiale zur Verfügung stehen. Der Abgleich der Marktsimulationen ergibt in Summe eine Redispatch-Menge von rd. 2,6 TWh. Hierbei werden auch Veränderungen und damit Mehr- oder Mindermengen bei den Netzverlusten berücksichtigt. Der Abgleich der Gesamtkosten beider Marktsimulationen führt zu Redispatch-Kosten von rd. 81 Mio. € pro Jahr.

Dieser Wert gilt allerdings nur für das betrachtete Jahr 2024. Die Hochrechnung auf die Lebensdauer einer HGÜ-Leitung und ein darauf basierender Kostenvergleich sind aufgrund der weiteren Veränderungen in der Erzeugungsstruktur über die Lebensdauer der HGÜ unzulässig. Daher wird an dieser Stelle auch von einem solchen Vergleich abgesehen, da ein statischer Vergleich zu einer verzerrten Aussage führt. Es wird nochmals deutlich, dass die Betrachtung eines einzelnen Jahres zur Bewertung von Maßnahmen – insbesondere vor dem Hintergrund eines sich weiter verändernden Energieversorgungssystems – die Anwendung von Bewertungskriterien erschwert, welche auf langfristiges und vorausschauendes Handeln bei der Netzentwicklung abzielen.

3.6 Robustes Netz / „no regret“ – Diskussion

Ziel der Bemühungen des NEP ist, im gesetzlich vorgegebenen Rahmen ein robustes Netz zu erhalten, das zugleich nicht überdimensioniert ist. Robust soll es sein, um die sichere Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten, überdimensioniert darf es nicht sein, da das Gebot der Sparsamkeit bzw. Kostengünstigkeit gewahrt bleiben sowie die Belastung der Bevölkerung minimiert werden soll.

Einem Teil des Netzausbaus wird dabei besonderes Augenmerk geschenkt, da es in jedem untersuchten Szenario notwendig ist: Diese Maßnahmen werden als „no regret“-Maßnahmen bezeichnet, sie bilden die Schnittmenge der Netzausbaumaßnahmen der einzelnen Szenarien. Allerdings bilden die „no regret“-Maßnahmen alleine kein ausreichend dimensioniertes Netz entsprechend der langfristigen Planungskriterien, denn in jedem Szenario sind auch noch weitere Maßnahmen notwendig. Auch wenn diese Maßnahmen also gelegentlich als „robustes Netz“ bezeichnet werden, da sie robust gegenüber Szenarioänderungen notwendig sind, stellen sie alleine eben kein ausreichend dimensioniertes Netz dar. Im Folgenden werden wir daher unsere Betrachtung nicht auf diese Schnittmenge lenken, sondern auf die Ableitung eines anderen Robustheitsbegriffes.

Losgelöst von operativen Zwängen soll im Folgenden zunächst der Fragen nachgegangen werden, mit welcher Methode ein robustes Netz zu ermitteln wär. Im zweiten Schritt wird dann die Anwendbarkeit auf die heutige Situation überprüft.

3.6.1 Ein robustes Netz für alle Szenarien

Anknüpfend an die Idee der Szenariobildung gilt folgende Feststellung: Szenario-Bildung bedeutet im vorliegenden Anwendungsfall, sich zu fragen, für welchen Teil der Unsicherheiten der Zukunft das Netz ausgelegt sein soll. Das Netz sollte also so ausgebaut werden, dass es nicht nur einem Szenario genügt, sondern allen als möglich und wahrscheinlich identifizierten Szenarien.

Die Sorge oder Kritik, das hierbei resultierende Netz sei systematisch überdimensioniert, ist unbegründet. Es stimmt zwar, dass für jeden einzelnen eintretenden Lastfall das Netz möglicherweise überdimensioniert ist, doch muss außerdem berücksichtigt werden, dass im Vorhinein eben unbekannt ist, welcher der Netznutzungsfälle eintreten wird.

Das Netz ist also nicht überdimensioniert, sondern berücksichtigt das Maß an Unsicherheit, das ihm durch die Szenariobildung zugeordnet wurde. Ein solches Netz kann aus methodischer Sicht als ein *robustes Netz* bezeichnet werden. Es ist robust gegenüber dem ihm zugeordneten Maß an Unsicherheit.

3.6.2 Beurteilung der Wichtigkeit und Dringlichkeit

Eine Netzausbauplanung für ein Betrachtungsjahr, das 10 beziehungsweise 20 Jahre in der Zukunft liegt, ergibt vor dem Hintergrund eines Systemumbaus natürlich eine Vielzahl von notwendigen Maßnahmen. Nicht alle diese Maßnahmen müssen umgehend begonnen werden: Das Zielnetz 2034 benötigen wir im Jahre 2015 noch nicht. Auch werden wir das heute ermittelte Netz des Jahres 2034 mit großer Wahrscheinlichkeit dann nicht benötigen, denn im Zeitverlauf bis 2034 werden sich neue Erkenntnisse und Randbedingungen ergeben, die eine geänderte weitere Planung nach sich ziehen werden. Es gilt also aus den identifizierten Maßnahmen auszuwählen und die richtigen so bald wie möglich umzusetzen.

Welche Maßnahmen diese *richtigen* sind, ist aus methodischer Sicht aber keine Frage der Wichtigkeit für das System, sondern hat auch eine zeitliche Komponente: Zur Diskussion steht hier ein Netz, das aus einzelnen Betriebsmitteln besteht. Jedes dieser Betriebsmittel muss notwendig sein, andernfalls wäre es zu Unrecht Teil der effizienten Ausbauplanung. Eine zeitlich geringe Auslastung zum Beispiel kann mit einer besonderen Bedeutung in anderen Stunden einhergehen. Die Arbeitshypothese lautet daher: Jedes Betriebsmittel und jede Ausbaumaßnahme, die als notwendig erachtet wurde, ist gleichermaßen wichtig, da sie Bestandteil des Gesamtsystems ist.

Als Alternative wird die Priorisierung nach Dringlichkeit vorgeschlagen. Die folgende Abbildung 19 zeigt den Ansatz, den BET als methodisch konsequente Weiterentwicklung vorschlägt:

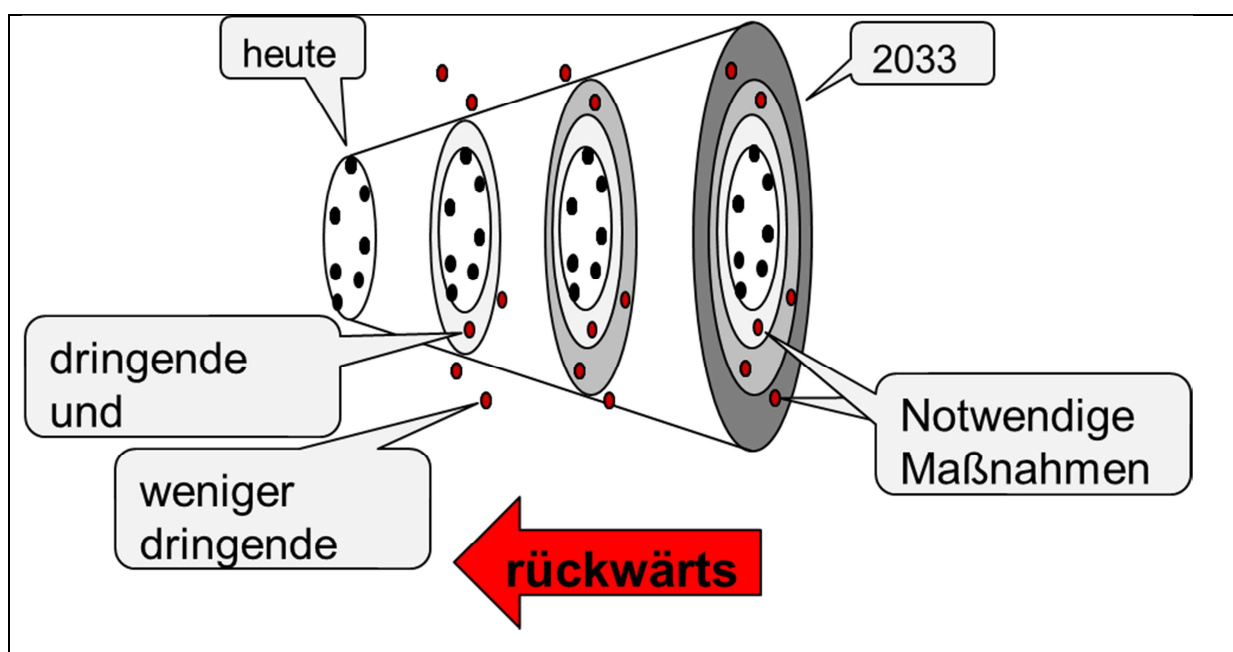


Abbildung 19: Prinzip der Analyse nach Dringlichkeit

Der dargestellte Kegelstumpf symbolisiert wieder die Unsicherheit der Zukunft. Für ein relativ fernes Stützjahr, hier 2033, werden notwendige Netzausbaumaßnahmen identifiziert, hier als rote Punkte dargestellt. Von diesem Ausgangspunkt schreitet man auf dem Zeitstrahl rückwärts, hier um 5 Jahre nach 2028. Zur Erfüllung der Transportaufgabe in 2028 werden nicht alle der in 2033 notwendigen Maßnahmen benötigt. Einige können entfallen. Im nächsten Schritt (2023) entfallen wiederum einzelne Maßnahmen. Dieses Procedere wurde im vorliegenden Projekt bis zum Stützjahr 2018 durchgeführt und ähnelt der Vorgehensweise einer stochastischen Optimierung in größeren Zeitschritten.

Ergebnis ist eine Differenzierung der einzelnen Maßnahmen nach Dringlichkeit. Es ist angeraten, diejenigen Maßnahmen, die schon in der nächstliegenden, betrachteten Zeitscheibe notwendig sind, umgehend zu beginnen. Sie bilden die dringendste (nicht wichtigste) Teilmenge des robusten Zielnetzes 2033. Die Methode unterstützt also nicht nur den langfristigen Blick in die wahrscheinliche Zukunft, sondern auch die richtige Erstentscheidung durch eine fundierte Auswahl aus den aus heutiger Sicht notwendigen Maßnahmen. Diese dringendsten Maßnahmen könnten dann Eingang in einen Bundesbedarfsplan finden.

Auch in diesem Ansatz ist ein rollierendes Verfahren anzuwenden, denn die einmal angenommenen Rahmenbedingungen und Erkenntnisse ändern sich und entwickeln sich weiter. Dies stellt Abbildung 20 dar:

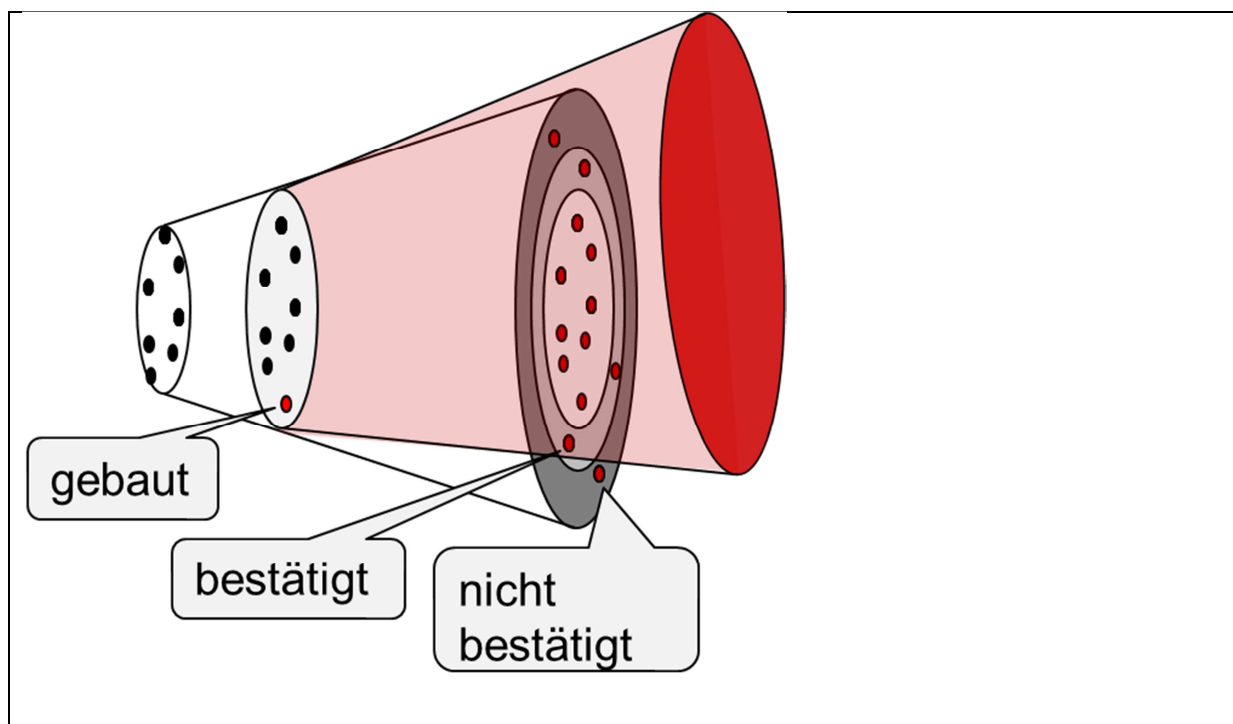


Abbildung 20: Prinzip des rollierenden Vorgehens

Führt man in einigen Jahren dasselbe Verfahren erneut durch, werden sich die Einschätzung der Zukunft und die zugehörigen Projektionen und Szenarien verschoben haben. Hierbei liegen Maßnahmen außerhalb des neuen Zukunftskegels und sind damit nach aktueller Einschätzung nicht mehr notwendig, andere hingegen werden weiterhin benötigt und damit bestätigt. Es ist wahrscheinlich, dass diese Änderungen (*Nicht-Bestätigungen*) sich eher in der

ferneren Zukunft abspielen. Nur im Einzelfall werden Maßnahmen, die am schmalen Ende des Kegels, also in naher Zukunft, als notwendig angesehen wurden, ihren Status ändern, da der Kegel eher seine Basis (also die Einschätzung der fernerer Zukunft) bewegen wird als seine Spitze. Diese Einzelfälle sind der - auch kurzfristig vorhandenen – Unkenntnis der Zukunft geschuldet und insofern nicht als Fehlentscheidungen anzusehen. Sie waren notwendig und richtig, um gerade diese Unsicherheit abzufangen, das heißt um auch für zwar nicht eingetretene, aber eben doch im Rahmen der Unsicherheit mögliche Entwicklungen gewappnet gewesen zu sein.

Auch starke Bewegungen der Kegelspitze können auftreten; sie sind im Fall von Trendbrüchen gegeben. Ein Beispiel hierfür ist der Ausstieg aus der Kernenergienutzung nach dem Reaktorunglück von Fukushima. Zu den großen Risiken der langfristigen Planung zählen, wie das Beispiel verdeutlicht, besonders die politischen Risiken.

3.6.3 Umsetzungsmöglichkeiten im realen Fall

Tatsächlich ist die BNetzA in der Anwendung der Methoden nicht vollkommen frei, sondern durch gesetzliche Vorgaben auf ein definiertes Vorgehen verpflichtet. So muss die Prüfung des NEP auf Basis des vorliegenden Zahlenmaterials des genehmigten Szenariorahmens erfolgen. Dieser enthält keine Aussagen zu weiteren Stützjahren, die mithin nicht zur Ableitung eines Dringlichkeitskriteriums herangezogen werden können.

Die Robustheitsaussage, die vorstehend skizziert wurde, basiert auf Szenarien, die sich durch die Unsicherheit der Zukunft, die das Netz tragen soll, unterscheiden. Die Genese der heutigen Szenarien des Netzentwicklungsplans ist aber eine andere: Diese unterscheiden sich z.T. erheblich, was ihrer Entwicklungsgeschichte geschuldet ist (etwa Hochrechnungen und Potentialabschätzungen der Länder bezüglich des EE-Ausbaus).

Aus diesen Gründen sind die vorstehend skizzierten methodischen Ansätze kurzfristig nicht anwendbar, sie sollten aber in eine mittelfristige Weiterentwicklung, beginnend bei der Erstellung der Szenarien, Eingang finden. BET empfiehlt daher, diese Methodik im Rahmen der anstehenden Gesetzesnovellierungen zu verankern. Hier bietet sich die Gelegenheit, die angesprochenen Randbedingungen für Szenarienbildung und den Umgang mit den Szenarien neu zu definieren und so auch der Bundesnetzagentur die Möglichkeit zu geben, ihre Handlungsweise zu optimieren.

Als kurzfristige und pragmatische Lösung im Rahmen des bestehenden rechtlichen Rahmens bietet sich der bereits erläuterte Überlastungsindex an: Diese Kennzahl kann ein vergleichendes Maß dafür sein, zu welchem Ausmaß an Überlastung der Wegfall einer Maßnahme führt. Auf dieser Basis kann eine Rangfolge unter den notwendigen Maßnahmen abgeleitet werden.

4 Zusammenfassung, Ausblick

BET hat die Bundesnetzagentur als Gutachter bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2024 unterstützt. Ein wesentlicher Analyseschwerpunkt der gutachterlichen Tätigkeit war die Marktsimulation für einen angepassten Szenariorahmen. Die Anpassungen betrafen zum einen eine im Koalitionsvertrag und der Novellierung des EEG 2014 enthaltene Reduzierung der angestrebten installierten Leistung von Offshore Windenergieanlagen im Jahr 2024 und die Berücksichtigung einer Spitzenkappung von Onshore-Windenergieanlagen ab Inbetriebnahme 2015 bei der Prüfung und Bestätigung der Maßnahmen des NEP 2024. Ein weiterer Schwerpunkt war die Weiterentwicklung von Bewertungsmethoden und –kriterien.

Marktsimulation

BET verfügt mit BET-EuroMod über ein eigenes Marktmodell, mit dem die Marktsimulation durchgeführt wurde. Dabei wurden zunächst eine Berechnung mit den Vorgaben des Leitszenarios B2024 aus dem Szenariorahmen und ein Vergleich mit den ÜNB Ergebnissen durchgeführt, bevor die Reduzierung der installierten Offshore-Leistung und die Spitzenkappung in der Marktsimulation „SensiO“ erfolgten. Es kann festgehalten werden, dass

- die Ergebnisse für das Leitszenario sehr ähnlich bezüglich der resultierenden Mengen und Grenzflüsse sind und damit gleichermaßen sachgerecht und angemessen erscheinen,
- sich Unterschiede im Detail primär aus Unsicherheiten bezüglich der Annahmen im Ausland, technischen Detaildaten der Kraftwerksblöcke, Annahmen zur Revisionsplanung sowie geringfügigen Modellierungsunterschieden erklären und
- beim BET Ansatz tendenziell eine etwas höhere Flexibilität bei der Einsatzplanung der Kraftwerke zur Verfügung steht, wodurch das Eintreten oder Ausbleiben von Grenzwertverletzungen im Netz als robust eingeschätzt werden kann.

Als relevant stellen sich aus gutachtlicher Sicht insbesondere die Annahmen zu den europäischen Nachbarmärkten dar. Hier empfiehlt BET die Herstellung von mehr Transparenz bezüglich der von den ÜNB getätigten Annahmen.

Eine veränderte Marktsimulation führt zu einer veränderten Netzbelastung. Um die Veränderungen beschreiben und quantifizieren zu können, wurde durch den Gutachter der „Überlastungsindex“ als Kenngröße der Überlastung des Netzes entwickelt. Anhand des Überlastungsindex lässt sich die Netzüberlastung in einer einzelnen komprimierten Kenngröße für einen beliebigen Betrachtungszeitraum – von einer einzelnen Stunde bis hin zum gesamten Planungsjahr – beschreiben. Damit können nicht nur die Auswirkung unterschiedlicher Marktsimulationen verglichen werden, sondern auch die Wirkung unterschiedlicher Netzausbaumaßnahmen im Netz. Der Überlastungsindex eignet sich folglich als ergänzendes Kriterium für die Wirksamkeit einer Maßnahme, da vom Überlastungsindex nicht direkt auf den Ausbaubedarf des Netzes geschlossen werden kann.

Durch die Reduzierung der installierten Leistung Offshore und die Maßnahme der Spitzenkappung in der Marktsimulation SensiO wird die Netzbelastung nennenswert reduziert. Die Prüfung, ob sich aus den Anpassungen der Marktsimulation Auswirkungen auf die beantrag-

ten Maßnahmen der ÜNB ergeben, erfolgt durch die BNetzA und ist dem Bestätigungsdokument zum NEP 2024 zu entnehmen.

Unter Hinzunahme der Kosten ist mit dem Überlastungsindex auch eine Kosten-Nutzen Bewertung einer Maßnahme möglich und bei einem Vergleich unterschiedlicher Maßnahmen die Ermittlung einer Rangfolge bzw. in Kombination mit anderen Entscheidungsfaktoren eine quantitativen Entscheidungsgrundlage. Aus gutachterlicher Sicht wird daher die Hinzunahme des Überlastungsindex in den Bestätigungsprozess als ergänzendes Element zu den bereits bestehenden Kriterien empfohlen.

Die Spitzenkappung erfolgt netzdienlich und wurde im Gutachten daher außerhalb der Marktsimulation auf Basis von Netzberechnungen umgesetzt. Wie bei der Spitzenkappung selbst, bei der die Einspeisespitzen der EE-Anlagen abgeregelt werden, verfolgt der methodische Ansatz zur Auswahl der geeigneten Stunden für eine Spitzenkappung ein vergleichbares Vorgehen. Mit Hilfe des Überlastungsindex werden die Stunden mit der höchsten Netzbelastung identifiziert, in denen dann eine Spitzenkappung durchgeführt wird. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Reduzierung der Netzbelastung durch die Spitzenkappung und damit eine im Prozess des Netzentwicklungsplans nicht zu vernachlässigende Wirksamkeit. Auch wenn aufgrund der im Jahr 2024 noch nicht abgeschlossenen Transformation der Erzeugungsstruktur eine Spitzenkappung zunächst „nur“ zu einem Zeitgewinn und einer damit verbundenen Reduzierung der Unsicherheiten beim folgenden konventionellen Netzausbau führen, ist aus gutachterlicher Sicht die Berücksichtigung der Spitzenkappung grundsätzlich geboten und daher zukünftig in die Netzentwicklungsplanung einzubeziehen, auch um Erfahrungen zu sammeln und die Entwicklung weiter voran zu treiben. Der langfristige Nutzen einer Spitzenkappung stellt sich erst am Ende der Transformationsphase ein. Ergänzend besteht Forschungsbedarf dahingehend, ob durch die Weiterentwicklung kostengünstiger Speicheroptionen am Ende der Transformationsphase eine Spitzenkappung auch vermieden und die abgeregelt Stromerzeugung ökonomisch sinnvoll genutzt werden kann.

Redispatch

Im Netzentwicklungsplan 2023 führten die ÜNB erste Analysen zum Redispatch als zusätzlichem Kriterium zur Begründung der Vorteilhaftigkeit des Netzausbaus durch. Dabei wurde zunächst nur die Energie des ohne Maßnahmencluster erforderlichen Redispatch ermittelt. Das vorliegende Gutachten legt mit Blick auf die Weiterentwicklung den Schwerpunkt auf methodische Fragestellungen, die mit Blick auf die Funktion und Bestimmung des Redispatch grundsätzlicher Art sind aber auch die Herausforderungen im Kontext des aktuellen Prozesses zur Ermittlung des NEP adressieren.

Als flankierendes Kriterium erscheint eine Bewertung von Netzausbaumaßnahmen durch die Abschätzung der Redispatch-Mengen grundsätzlich eine denkbare Option. Aus Sicht der Gutachter besteht grundsätzlich weiterer Forschungsbedarf sowie der Bedarf einer transparenten Diskussion in Bezug auf die Vor- und Nachteile sowie die Sensitivität des Ergebnisses gegenüber verschiedenen Modellansätzen, dem methodischen Ansatz und weiteren beschriebenen Einflussfaktoren im Rahmen der Abschätzung des Redispatch. Insbesondere die aus dem Prozess des NEP resultierende Betrachtung eines einzelnen Jahres kollidiert mit dem über die Lebensdauer einer Netzausbaumaßnahme zu betrachtenden Redispatch

und einer sich in diesem Zeitraum dynamisch verändernden Erzeugungsstruktur. Die Integration des Redispatch in die Netzausbauplanung führt im derzeit dynamischen Prozess der Systemtransformation hin zu einem Anteil der Erneuerbaren Energien von 80 % am Stromverbrauch lediglich zu einem relativen Zeitgewinn bezüglich des erforderlichen Netzausbaus. Eine Untersuchung des Redispatch-Einsparpotentials sollte daher insbesondere auf den Zeitpunkt des Zielnetzes fokussieren.

Redispatch übernimmt darüber hinaus die Funktion einer betrieblichen Reserve, deren Bedeutung bei sich weiter verzögertem Netzausbau steigt und deren Integration in die Netzausbauplanung auch grundsätzlich zu hinterfragen ist. Aus Sicht der Gutachter stellt die Integration des Redispatch in der Netzausbauplanung aus diesen Gründen wie auch aufgrund der Unschärfe in Modellansätzen, der Unsicherheit in den Eingangsdaten, der bestehenden Freiheitsgrade hinsichtlich des methodischen Ansatzes (Zielnetz $-x$, Engpass $+x$) und der Wahl eines angemessenen Bewertungszeitraumes aus wissenschaftlicher Perspektive im Status Quo ein wenig praktikables Bewertungskriterium dar.

Zusammenfassend gilt, dass die Frage, ob Redispatch als Planungselement berücksichtigt werden sollte, eine Grundsatzfrage der Planungskriterien darstellt. Eine systematische Einbeziehung von Redispatch in die langfristige Netzplanung, die per se mit Unsicherheiten behaftet ist, ist aus gutachterlicher Sicht nicht empfehlenswert. Sollte sie dennoch mit ja beantwortet werden, müssen methodisch und modelltechnisch noch Verfeinerungen vorgenommen werden, inwieweit Systemreserven bereits in der Netzplanung „verbraucht“ werden, damit das angemessene Maß des möglicherweise geringeren Netzausbaus aufgrund von Redispatch belastbar ermittelt werden kann.

5 Anhang

5.1 BET-EUROMOD – MODELLBESCHREIBUNG

Die detaillierte Kenntnis des aktuellen Marktumfeldes und die Analyse möglicher zukünftiger wirtschaftlicher, politischer, regulatorischer und technischer Rahmenbedingungen sind als Grundlage für die strategische Positionierung von Energieversorgungsunternehmen, für die Unterstützung von Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen in konventionelle oder regenerative Erzeugungsanlagen, für die Bewertung von ordnungspolitischen Instrumenten (Kapazitätsmechanismen, Klimaschutzinstrumente) oder aber bei der Bewertung des notwendigen Netzausbaubedarfs von essentieller Bedeutung.

BET-EuroMod bietet die Möglichkeit, die mittel- und langfristigen Auswirkungen von wirtschaftlichen, politischen, regulatorischen und technischen Entwicklungen auf den europäischen Strommarkt zu quantifizieren. Durch die Reduktion der Komplexität des europäischen Strommarktes ermöglicht BET-EuroMod die Identifikation der wesentlichen Treiber und Wirkzusammenhänge. Damit liefert das Marktmodell die Grundlage für fundierte quantitative Marktanalysen, Prognosen der langfristigen Preisentwicklung, Bewertung von Investitionsentscheidungen sowie Analysen der Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungen ordnungspolitischer Instrumente und des Marktdesigns.

Durch systematische Entwicklung von konsistenten Marktszenarien mit unterschiedlichen Prämissen-Sets lassen sich mittel- und langfristige Chancen und Risiken identifizieren. Dies ermöglicht Rückschlüsse z. B. auf die zukünftige Wettbewerbssituation und damit die Entwicklung und Bewertung robuster Unternehmensstrategien auf dem Erzeugungs- und Beschaffungsmarkt, wie auch eine Analyse der Robustheit ordnungspolitischer Instrumente oder der Untersuchung der Erforderlichkeit des Netzausbaus.

BET ist seit 25 Jahren in der Energiewirtschaft zu Hause und verfügt über eine langjährige Erfahrung und ein umfangreiches Know-how in der modellgestützten Analyse des europäischen Strommarktes.

Zentrale Eckdaten des Marktmodells

BET-EuroMod ist ein von der BET entwickeltes fundamentales Marktmodell zur Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa. BET-EuroMod bildet die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems (konventionelle Erzeugungsanlagen, Erneuerbare Energien, Speicher, Netzinfrastruktur,...) im Detail ab und modelliert auf dieser Basis die Marktmechanismen im liberalisierten europäischen Binnenmarkt für Strom. BET-EuroMod ist ein mehrstufiges Modell, das zunächst den Kraftwerkspark kostenoptimal ausbaut (Investitionen / Desinvestitionen), dann den optimalen Kraftwerkseinsatz (Dispatch) bestimmt.

BET-EuroMod modelliert den Strommarkt in Zentraleuropa. Die wesentlichen im Modell abgebildeten Regionen sind Deutschland, Schweden, Norwegen, Dänemark, Niederlande, Großbritannien, Belgien, Frankreich, Schweiz, Italien, Österreich, Tschechien und Polen. Darüber hinaus ist optional die Berücksichtigung weiterer Modellregionen möglich. Angrenzende Regionen finden als Satellitenregionen im Modell Berücksichtigung.

Der zeitliche Horizont der Modellrechnungen ist in Abhängigkeit vom betrachteten Energiemarktszenario variierbar. Im BET Szenario wird standardmäßig der Zeitraum von 2015-2050 für ausgewählte Stützjahre in stundenscharfer Auflösung modelliert.

Die Modellierung der verschiedenen Modellregionen erfolgt simultan, so dass sowohl Kraftwerksinvestitions- wie auch der Kraftwerkseinsatzentscheidungen unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie der Zusammensetzung und Kostenstruktur des europäischen Kraftwerksparks getroffen werden. Die Optimierung der grenzüberschreitenden Stromflüsse erfolgt somit unter Berücksichtigung der Marktkopplung im europäischen Strombinnenmarkt. Der Stromaustausch stellt somit das Handelsergebnis dar, das vom physikalischen Stromaustausch abweichen kann.

Kraftwerke in Deutschland können blockscharf abgebildet werden. Die Modellierung der Kraftwerksblöcke in benachbarten Marktgebieten erfolgt hingegen auf Basis von Kraftwerksklassen, die in Abhängigkeit von der Altersstruktur, Blockgröße und Technologie individuelle Kraftwerksblöcke zu sogenannten „Vintageklassen“ zusammenfassen. Kraftwerksblöcke in Deutschland wie auch Kraftwerksklassen in benachbarten Marktgebieten sind nach Brennstoffkosten, ggf. auch nach Transportkosten, und Wirkungsgrad sowie weiteren Eigenschaften variierbar. Darüber hinaus können ggf. diverse Restriktionen einzelner Kraftwerksblöcke wie z. B. jährliche Revisionsplanung, stündlicher Wärmebedarf / Prozessdampfpanforderungen für KWK-Kraftwerke berücksichtigt werden.

Die Modellierung der Einspeisung Erneuerbarer erfolgt auf Grundlage von konsistenten technologiespezifischen Einspeiseganglinien, die in Abhängigkeit vom Ausbau der Erneuerbaren Energien, deren räumlicher Allokation (Regionalisierung) sowie der technologischen Weiterentwicklung von Erzeugungsanlagen für verschiedene Wetterjahre (1990-2014) differenziert werden können. Die Nachfrageseite und deren typische jahreszeitliche, wöchentliche und tägliche Zyklen wird auf Basis von historischen Nachfrageprofilen determiniert. Eine Flexibilisierung der Nachfrage über Demand-Side-Management (Lastverschiebung bzw. Lastverzicht) kann ggf. in das Modell berücksichtigt werden. Der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist durch natürliche Zuflüsse, maximal und minimal zulässige Speicherstände sowie ggf. Speichernutzungsgrade bestimmt.

BET-EuroMod ermöglicht die Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen und somit die Analyse verschiedener ordnungspolitischer Instrumente wie Kapazitätsmechanismen (umfassend, selektiv,...) oder Klimaschutzinstrumente („Klimaabgabe“).

Grundlage von BET-EuroMod sind umfangreiche – über Jahre gepflegte und weiterentwickelte – Datenbanken zur bestehenden und geplanten Erzeugungs- und Netzinfrastruktur sowie zum Energieverbrauch in Europa. BET verfügt unter anderem über folgende Datenbanken:

- Kraftwerksdatenbank mit blockscharfen Daten zum europäischen Kraftwerkspark,
- EE-Datenbank zu bestehenden Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und deren zukünftigen Ausbau,
- Datenbank mit Wetterdaten in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung über einen Zeitraum von 25 Jahren für die Berechnung von Einspeiseprofilen
- Netzdatenbank der europäischen Übertragungsnetze,

- Last-Datenbank zu Laststrukturen und Energieverbräuchen in Europa
- MESAP-Datenbank mit aktuellen Marktdaten und Prognosen zur Entwicklung der Primärenergieträgerpreise.

Die Datenbanken werden laufend an aktuelle Marktentwicklungen angepasst sowie mit gegenwärtigen europäischen bzw. nationalen politischen und regulatorischen Zielen in Einklang gebracht (Abbildung 21).

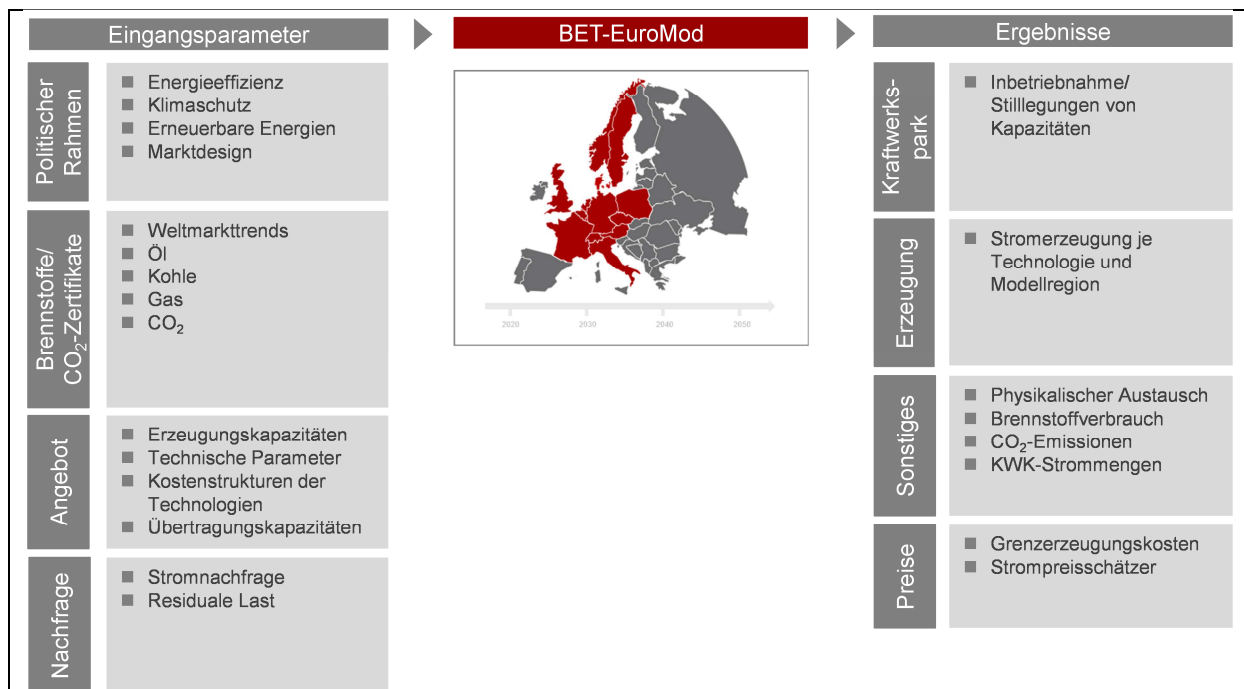


Abbildung 21: Zentrale Eingangsgrößen und Ergebnisse von BET-EuroMod

Integraler Bestandteil von BET-EuroMod sind verschiedenste Marktkenngrößen der jeweiligen Modellregionen in stündlicher Auflösung. Als zentrale Ergebnisse liefert BET-EuroMod folgende Kenngrößen in stündlicher Auflösung (Abbildung 22):

- Entwicklung der installierten Leistung in Europa sowie die damit verbundenen Kraftwerksinvestitions- und Desinvestitionsentscheidungen
- Kraftwerkseinsatz im europäischen Stromsystem sowie die Einspeisung regenerativer Energien, Speicher und Pumpspeicher
- Grenzüberschreitende Stromflüsse zwischen den Modellregionen
- Erlöse einzelner Erzeugungsanlagen
- Zukünftige Großhandelspreise für jedes Marktgebiet

Darüber hinaus lassen sich weitere Ergebnisse wie z. B. Treibhausgasemissionen, Primärenergieverbrauch, Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und Erzeugungsüberschüsse Erneuerbarer Energien, KWK-Stromerzeugung und Zielerreichung aus den Resultaten berechnen.

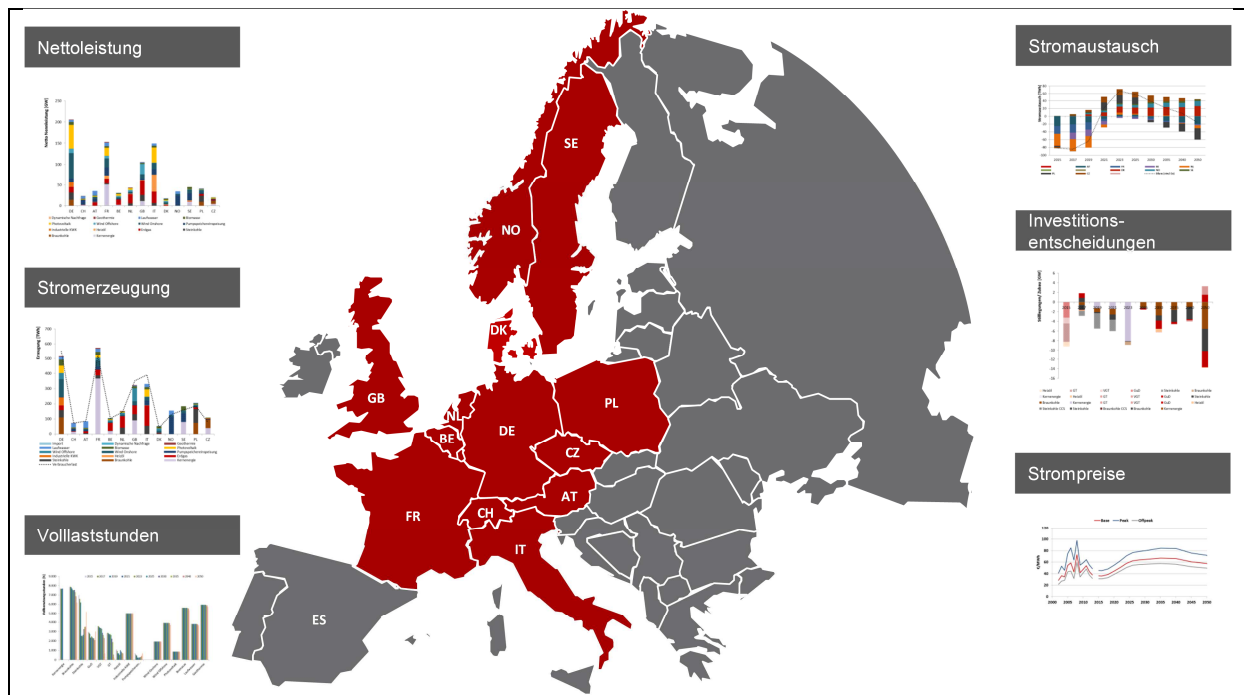


Abbildung 22: Zentrale Ergebnisse von BET-EuroMod

Funktionsweise des Marktmodells

In wettbewerblich organisierten Strommärkten erfolgen kurzfristige Einsatz-, wie auch langfristige Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen dezentral, getrieben durch die individuelle Gewinnmaximierungsabsicht der Marktteilnehmer. Neben den Preissignalen auf den gekoppelten europäischen Märkten wirken sich weitere, nationale Mechanismen (Förderregime für EE, Kapazitätsmechanismen) wie auch Märkte für Systemdienstleistungen auf den kurzfristigen Einsatz, Investitionen sowie Stilllegungen von Erzeugungsanlagen aus. Unter der Prämisse der eines wettbewerbsintensiven „vollkommener Marktes“ ohne jegliche Möglichkeit eines strategischen Verhaltens der einzelnen Marktteilnehmer stimmt das Marktergebnis (Preis, Kraftwerkseinsatz) einer volkswirtschaftlich kostenminimalen Deckung des Strombedarfes mit dem Marktergebnis eines dezentral durch die individuelle Gewinnmaximierungsabsicht der Marktteilnehmer getriebenen Angebots- und Nachfrageverhalten überein.

Zentrale Prämisse im Rahmen der Modellierung des europäischen Strommarktes ist, dass alle Kraftwerke kostenorientiert anbieten und entsprechend ihrer Position in der Merit Order eingesetzt werden: Die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke. Das günstigste, verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung). Bei vollkommenem Wettbewerb erzeugen die Kraftwerksbetreiber auf dem "day ahead"-Markt, also genau dann, wenn die variablen Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

In vereinfachter Form wird dieses durch das sogenannte 'Merit Order'-Modell abgebildet:

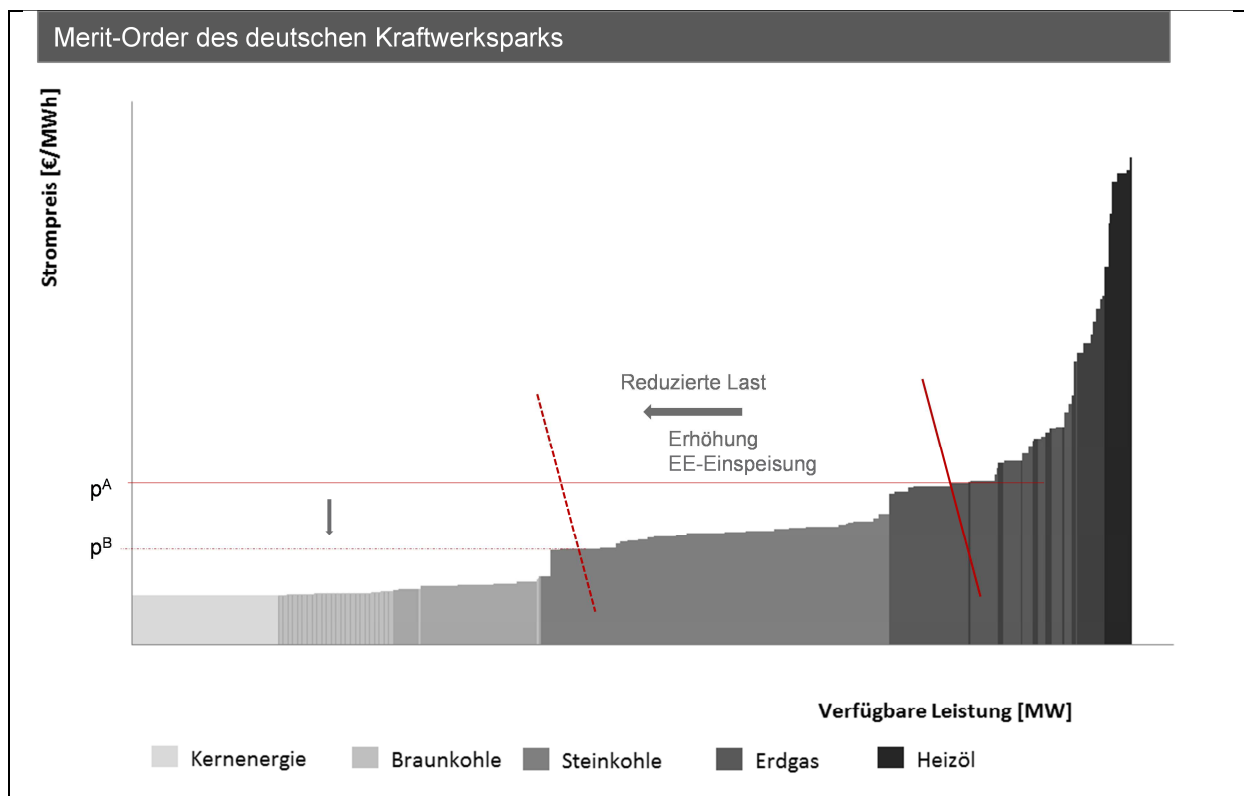


Abbildung 23: Einfaches "Merit Order"-Modell

Das von BET eingesetzte Modell BET-EuroMod ist ein mehrstufiges Modell, das grundsätzlich über einen langen Zeitraum hinweg zunächst den Kraftwerkspark kostenoptimal ausbaut, dann den optimalen Kraftwerkseinsatz (Dispatch) bestimmt. BET-EuroMod basiert also auf zwei aufeinander aufbauenden Modellierungsstufen. Die erste Modellierungsstufe bestimmt die langfristige Entwicklung des Erzeugungssystems (Investitionen und Desinvestitionen) durch eine simultane kostenminimale Bestimmung von Investitions-, Desinvestitions- und Einsatzentscheidungen unter Berücksichtigung der wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Restriktionen über einen langen Optimierungszeitraum. Die zweite Modellierungsstufe bildet auf dieser Basis – also der getroffenen Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen – den Kraftwerks-, Speicher-, Pumpspeichereinsatz sowie die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen für jedes der modellierten Jahre in stündlicher Auflösung unter detaillierter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Restriktionen ab. Das Modell kann wahlweise als Gemischt-Ganzzahliges (MIP) oder aber lineares Optimierungsproblem (LP) formuliert werden. Zentrales Ergebnis sind die stundenscharfe Stromerzeugung, Strompreise, Austausch zwischen den Modellregionen, Brennstoff und CO₂-Verbräuche und Kosten.

Simultanes Invest- und Dispatchmodell (Stufe 1)

BET-EuroMod ist ein Kraftwerksinvestitionsmodell, das in vorgegebenen Grenzen die Modellierung von Investitions- oder Desinvestitionsentscheidungen im europäischen Strommarkt zur Deckung eines erforderlichen Investitionsbedarfes ermöglicht. Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen werden in BET-EuroMod auf Grundlage der Bestandsstruktur des

europäischen Kraftwerksparks, der Kostenstruktur der individuellen Kraftwerke, technischer Restriktionen sowie der Entwicklung der Stromnachfrage modelliert. Kraftwerkszubau- und Stilllegungsentscheidungen basieren auf der perfekten Voraussicht eines idealtypischen Investors, der über vollständige Informationen über Kosten und technische Restriktionen über den gesamten Planungshorizont verfügt. Um die Investitionstätigkeit und damit die Entwicklung des Kraftwerksparks adäquat modellieren zu können ist es notwendig, einen langen Betrachtungszeitraum (> 30 Jahre) simultan zu betrachten. Die Modellierung der Kraftwerksinvestitionen erfolgt kostengetrieben durch eine gesamtwirtschaftlich kostenminimale Deckung der Stromnachfrage. Dabei werden neben fixen Investitions- und Betriebskosten des Kraftwerks zusätzlich variable Kosten und Erlöse betrachtet, die sich aus den Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Brennstoffpreise und –Zertifikatspreise sowie technologischer Entwicklungen ergeben.

Kraftwerksinvestitionsentscheidungen in den jeweiligen Modellregionen können sowohl getrieben durch die Minimierung der Systemgesamtkosten, wie auch auf der Grundlage verschiedener Anreizmechanismen in Form von Kapazitätsmechanismen (umfassend, ...) erfolgen. Anreize zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Anforderungen nach gesicherter Leistung können sowohl europäisch koordiniert als auch national implementiert werden.

Die Optimierung erfolgt linear auf Basis einer zweistündlichen Übersetzung, die dem Modell für den gesamten Optimierungszeitraum (z. B. 30 Jahre) simultan als Eingangsdatum dient. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der "residualen Last" adäquat abgebildet werden.

Jährliches / unterjähriges Dispatchmodell (Stufe 2)

Das jährliche Dispatchmodell bestimmt den blockscharfen Kraftwerkseinsatz der konventionellen Erzeugungsanlagen und Speicher im stündlichen Zeitraster unter detaillierter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Parametern und Restriktionen. Der Einsatz der konventionellen, regenerativen Erzeugungsanlagen und Speicher- bzw., Pumpspeicher sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch wird für 8.760 Stunden simultan auf Europäischer Ebene unter Berücksichtigung der Kosten der Stromerzeugung, technischen und betriebswirtschaftlichen Restriktionen wie auch weiterer Parameter bestimmt. Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Transportkapazitäten begrenzt.

Die Modellierung von KWK-Anlagen erfolgt in Abhängigkeit vom jeweiligen Prozesstyp (GT, Gegendruck-, Entnahme-Kondensationsturbine) wärme- bzw. stromgeführt. Die Anforderungen an KWK-Anlagen werden im Rahmen der Modellierung durch Berücksichtigung von stündlichen Wärmelastprofilen integriert, die durch die individuellen KWK-Anlagen zu decken sind. Die Berücksichtigung von Ersatzkesseln oder Wärmespeichern ermöglicht ggfs. die Wärmelast zu decken, ohne die jeweilige KWK-Anlage zu betreiben.

Die Optimierung des resultierenden Optimierungsproblems erfolgt auf Grundlage einer wahlweise gemischt-ganzzahlig oder linear im Rahmen einer Unterteilung des Gesamtjahres in prinzipiell frei wählbare Zeitscheiben.

BET-Energiemarktszenarien

Die Betrachtung mehrerer Szenarien hilft bei der Eingrenzung der Chancen und Risiken, die sich im Rahmen der langfristigen Analyse des Strommarktes ergeben. BET erstellt vor diesem Hintergrund einen quartalsweise aktualisierten Market Report mit dem Ziel auf Basis öffentlicher Informationen und eigener Expertise eine für konsistent und wahrscheinlich gehaltene Entwicklung des Strommarktes in einem BET-Szenario abzubilden. Flankierend werden zwei weitere in sich abgestimmte konsistente Szenarien definiert, um Chancen und Risiken, die sich im Rahmen der langfristigen Analyse des Strommarktes ergeben, einzugrenzen. Die drei Szenarien ermöglichen die Abschätzung einer realistischen Bandbreite von möglichen Entwicklungen im Strommarkt und die Analyse der Auswirkungen auf die Marktteilnehmer.

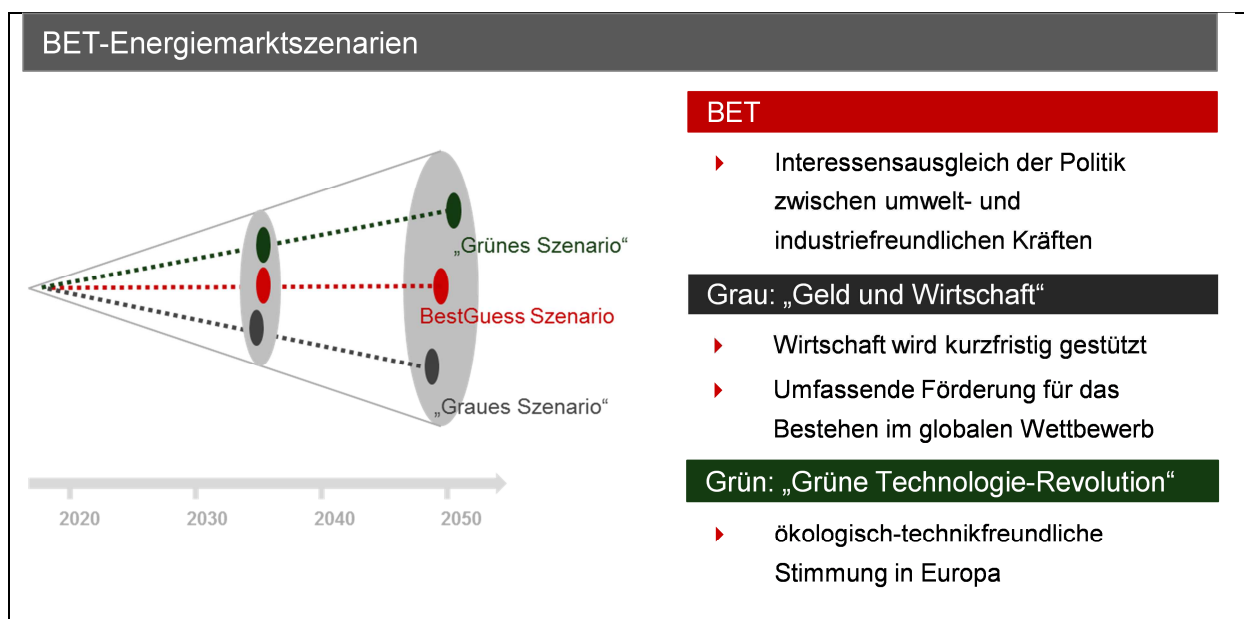


Abbildung 24: Anwendungsbeispiel: BET-Energiemarktszenarien

Verzahnung mit weiteren Modellen der BET

Die Ergebnisse von BET-EuroMod finden Eingang in zahlreiche andere von der BET entwickelte Modelle. Die mit BET-EuroMod bestimmten langfristigen Strompreisprognosen können als Input für BET-SysMod genutzt werden und bilden damit die Grundlage für **Asset-Bewertungen und Investitionsentscheidungen**. Die Ergebnisse, die von BET-EuroMod prognostizierte Entwicklung des Kraftwerkparks und der Kraftwerkseinsatz, bilden die Basis für die Integration in die **Netzberechnungen** auf Basis des von der BET verwendeten Lastflussmodells Integral. Die große Menge anfallender Input- und Outputdaten kann mit dem **BET-GIS-System** anschaulich aufbereitet und präsentiert werden. Die Analyse verschiedener Szenarien zur **Regionalisierung der Erneuerbaren Energien** und der daraus resultierenden Einspeiseganglinien aus EE-Mod, ermöglichen im Zusammenspiel mit BET-EuroMod die detaillierte Analyse des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf Markt und Netz.

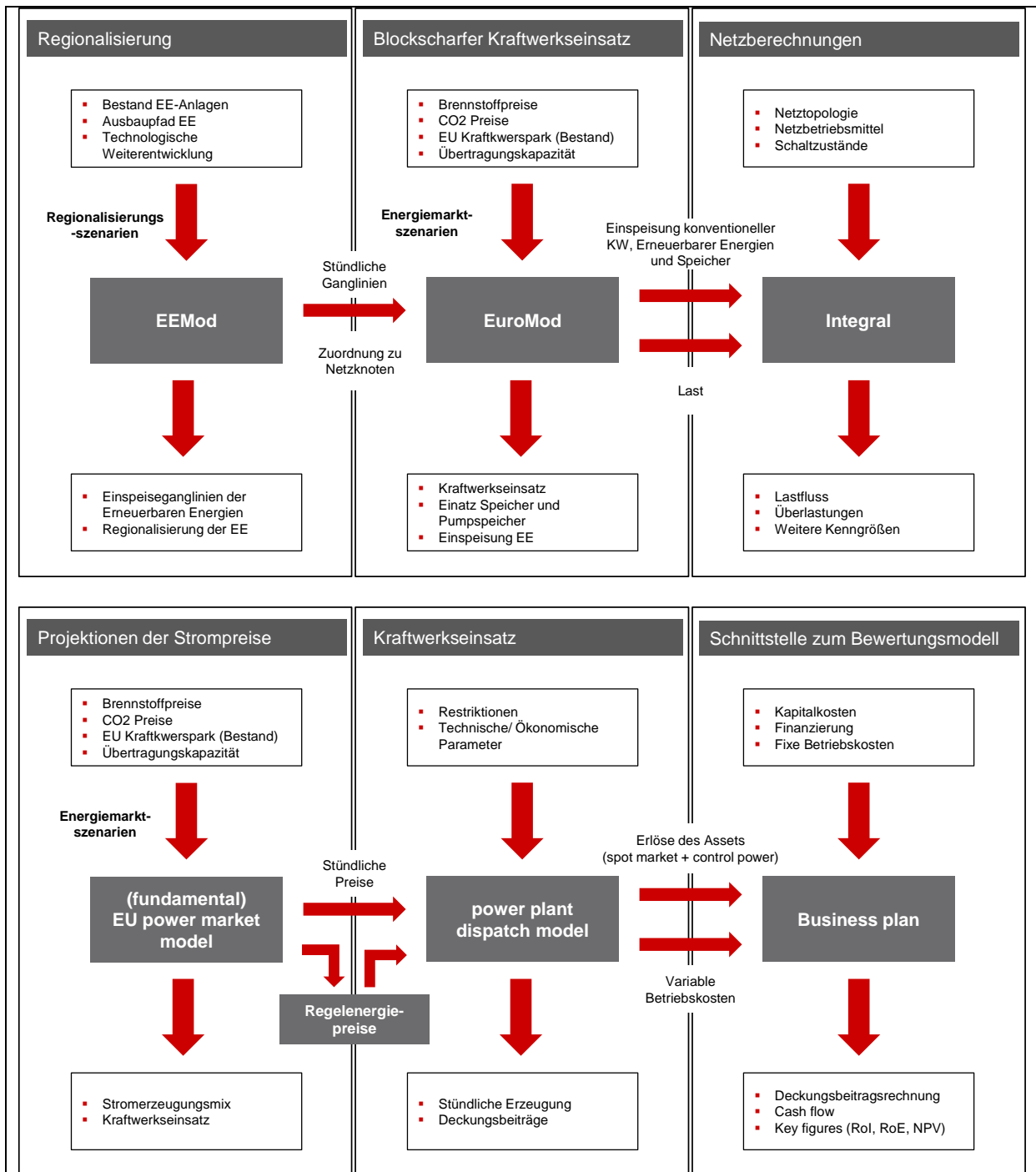


Abbildung 25: Anwendungsbeispiele: (1) Bewertung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und den daraus resultierenden Netzausbaubedarf, (2) Bestimmung des Marktwertes von Assets und die Erstellung eines Businessplans zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen

5.2 BET-RegioMod - Modellbeschreibung

Infolge des dynamischen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sieht sich das Übertragungsnetz bereits heute mit wachsenden Anforderungen in Bezug auf die zu erbringende Transportaufgabe konfrontiert. Die ambitionierten Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Ausstieg aus der Atomkraft verstärken diesen Trend und lassen mittel- und auch

langfristig unter dem derzeitigen Marktmechanismus die Entstehung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz erwarten.

Der Einsatz von Netzengpassmanagement-Maßnahmen wie Redispatch oder aber die Einführung von Preiszonen durch ein „Market Splitting“ können zur effizienten Bewirtschaftung der Netzengpässe eingesetzt werden. Mit dem Ausbau der Übertragungsnetze steht eine weitere, langfristige Option zur umfassenden und dauerhaften Beseitigung von Netzengpässen zur Verfügung. Eine gesamtwirtschaftlich kosteneffiziente Kombination von Netzengpassmanagement- und Netzausbaumaßnahmen zur Bewirtschaftung bzw. Beseitigung von Netzengpässen ist im Zusammenhang mit der Dynamik der Energiewende eine besondere Herausforderung. BET-RegioMod ermöglicht eine modellgestützte Abschätzung des zukünftigen Transportbedarfes wie auch eine Bewertung der daraus im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen zu erwartenden Kosten.

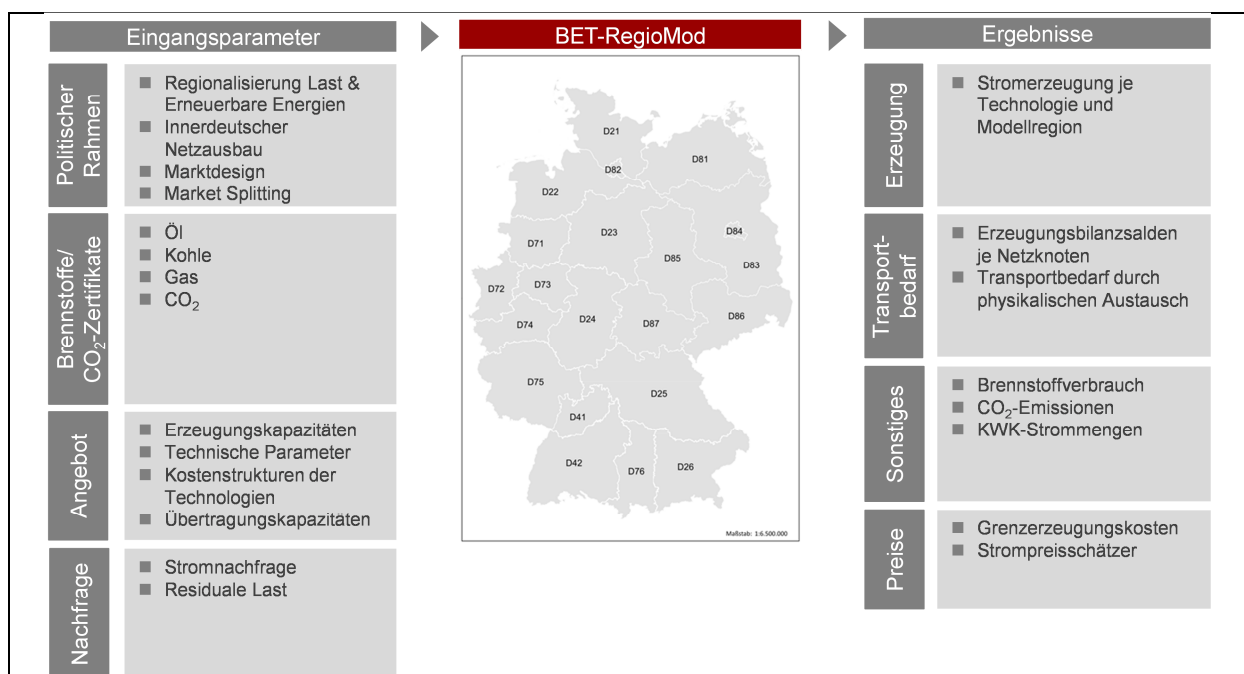


Abbildung 26: Regionen des BET-Regionalmodells

BET-RegioMod ist ein von der BET entwickeltes fundamentales Marktmodell zur Analyse des deutschen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Transportbedarfes im Übertragungsnetz. BET-RegioMod bildet die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems in Deutschland (konventionelle Erzeugungsanlagen, Erneuerbare Energien, Speicher, Netztopologie,...) im Detail ab.

Aufbauend auf den Ergebnissen des europäischen Strommarktmodells BET-EuroMod und des Lastflussprogramms INTEGRAL ermöglicht BET-RegioMod eine detaillierte Modellierung des Einsatzes der Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung einer vereinfachten Abbildung der Netztopologie sowie der langfristigen Entwicklung des Netzausbaus und damit eine Abschätzung der zukünftig zu erwartenden Redispatch-Kosten.

BET-EuroMod modelliert Deutschland – wie alle Modellregionen – als eine ‚Kupferplatte‘, also per Definition als engpassfrei. Diese Annahme ist für die Untersuchung innerdeutscher

Transportnotwendigkeit ungeeignet. BET-RegioMod berücksichtigt die Netztopologie des Übertragungsnetzes vereinfacht. Regionen, die ein eher eng vermaschtes Netz aufweisen, werden zusammengefasst und intern wiederum als engpassfrei angenommen. Insgesamt wird das Übertragungsnetz in Deutschland auf 23 Netzknoten reduziert. Der Ansatz zur Reduktion des Übertragungsnetzes auf Netzknoten orientiert sich an den Netzregion der Übertragungsnetzbetreiber. Dazu wird der Kraftwerkspark, Stromverbrauch und die EE-Erzeugung den jeweiligen Regionen zugeordnet. BET-RegioMod bestimmt den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz der Erzeugungsanlagen und Speicher. Dabei können Ergebnisse aus dem Europäischen Strommarktmodell, wie z. B. der Austausch mit den europäischen Nachbarn, oder des Lastflussprogramms Integral, wie der innerdeutsche Lastfluss zwischen den Netzregionen, in BET-RegioMod berücksichtigt werden. Im Zusammenspiel der beschriebenen Modellansätze ist auf diese Weise eine Bewertung der Redispatch-Mengen und –Kosten für unterschiedliche Netztopologien und Netzausbauzustände möglich.

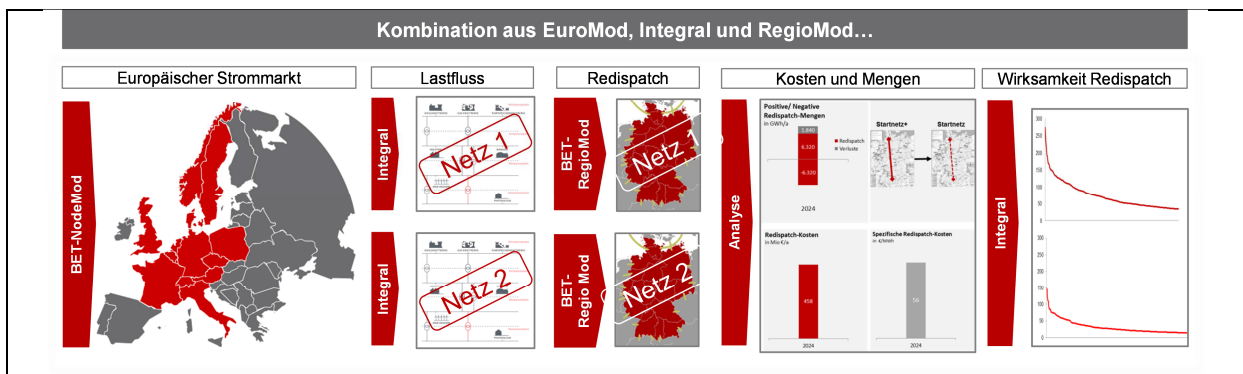


Abbildung 27: Einsatz der BET Modelle zur Abschätzung der Redispatch-Mengen und -Kosten

5.3 Integral - Modellbeschreibung

Integral ist ein Lastflussprogramm, das die Stromflüsse und Spannungen an Knoten in Übertragungs- und Verteilnetzen kalkuliert. Für die Modellierung und Berechnung wird die Software Integral 7 genutzt, die bei der Planung des deutschen Übertragungsnetzes sowie bei ca. 50 % aller 110kV Netze eingesetzt wird.

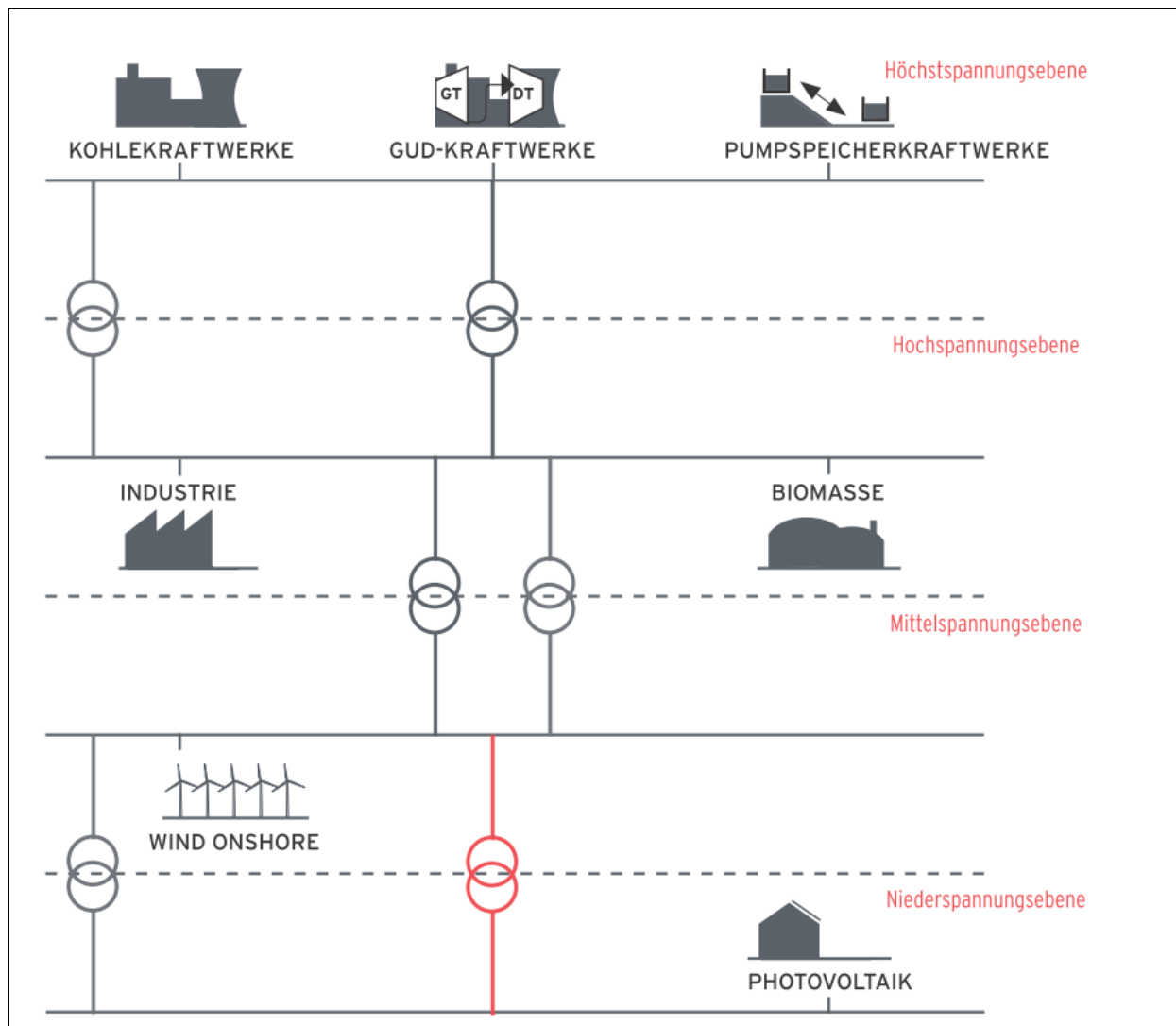


Abbildung 28: Anwendungsbeispiel: Bestimmung des Marktwertes von Assets und die Erstellung eines Businessplans zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen

Mithilfe von Integral lassen sich beliebige elektrische Netze jeglicher Spannungsebene mit ihren unterschiedlichen Charakteristika modellieren, mit Leistungswerten versehen sowie die sich einstellenden Lastflüsse berechnen. Das Ziel der Lastflussberechnung ist es, die Stromflüsse und Spannungen an Knoten zu kalkulieren, die sich bei vorgegebener Leistungseinspeisung und Leistungsentnahme ergeben. Dabei wird auf das Standardverfahren zur numerischen Lösung nichtlinearer Gleichungen und Gleichungssysteme zurückgegriffen („Newton-Raphson-Verfahren“). Die BET hat dafür ein standardisiertes Parallelisierungsverfahren entwickelt, das die Inputdaten einliest, auf den BET-eigenen Hochleistungsservern berechnet und in einem gängigen Ausgabeformat bereitstellt. Durch den Einsatz einer MS-

SQL-Datenbank werden die berechneten Lastflüsse hinsichtlich kritischer Überlastungen der Netzbetriebsmittel ausgewertet und analysiert. Die Inputdaten können dabei eine beliebige zeitliche Granularität aufweisen, die durch das jeweilige Profil der Einspeiser und Lasten vorgegeben wird.

Integral ermöglicht es, die komplexen Wirkungszusammenhänge in Stromnetzen nachzuvollziehen und abzubilden. Dies eröffnet eine Vielzahl von Anwendungsbereichen:

- Szenariobasierte Netzausbauplanung für das deutsche Übertragungsnetz
- Untersuchungen zu den Auswirkungen der Integration von Erneuerbaren Energien und E-Mobility auf der Verteilnetzebene, insbesondere im Hinblick auf die Einhaltung des Spannungsbandes, die Leitungsauslastungen und die zu ergreifenden Gegenmaßnahmen
- Es ist möglich, stationäre Stabilitätsuntersuchungen bei Ausfällen von Netzbetriebsmitteln und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit durchzuführen
- In der Politikberatung liegt ein Schwerpunkt auf der Analyse von zukünftigen Entwicklungspfaden (demographischer Wandel, dezentrale Speicher, konventionelle Energieerzeugung, Ausbau Erneuerbarer Energien etc.), in der Energieversorgung liegt der Schwerpunkt auf den Auswirkungen auf das Netz und den daraus folgenden bzw. zu ergreifenden Maßnahmen
- Analyse der Einbindung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen (HGÜ) in das bestehende Energiesystem für weiträumige Transportaufgaben

Zentrale Ergebnisse und Auswertungen sind insbesondere die Leistungsflüsse in den Leitungen und den Transformatoren und die Spannungsbänder der Netzknoten. Weitere wichtige Modellergebnisse sind Erzeugungs- und Transportbilanzen, Informationen über Leitungsverluste sowie die Blindleistungsbereitstellung in den untersuchten Netzbereichen. Die Ergebnisse können in beliebiger zeitlicher Granularität aufbereitet werden. Diese können für einzelne Zeitpunkte anschaulich in Form von Karten und Netzschemagrafiken visualisiert oder als Analysebogen einer Datenbankauswertung ausgegeben werden. So können wir Ihnen z. B. Spannungsbandverletzungen mithilfe von Wärmekarten veranschaulichen.