



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

# ***Methoden der Netzentwicklung***

Methodischer und quantitativer Vorgehens-  
vorschlag zur Weiterentwicklung der Planung  
des Übertragungsnetz-Ausbaus

Im Auftrag der Agora Energiewende

Endfassung voraussichtlich ab Juni 2014 verfügbar

**Aachen, 23. April 2014**

## **Autoren:**

Dominic Nailis  
unter Mitarbeit von: Dr. Michael Ritzau, Dr. Horst Wolter,  
Bastiaan Milatz, Lukas Schuffelen, Lia Naranjo, Fiona Lecour,  
Dr. Nina Heitmann, Martin Bartelt, Micha Bittner, Dr. Jessica Beck

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Kurzfassung / Abstract.....</b>	<b>4</b>
1.1 Kurzfassung .....	4
1.2 Abstract .....	11
<b>2 Einleitung und Aufgabenstellung .....</b>	<b>17</b>
2.1 Hintergrund .....	17
2.2 Übersicht Projektablauf.....	18
2.3 Ziel und Zweck des Projektes.....	19
<b>3 Arbeitsbereich A: Szenarientwicklung.....</b>	<b>20</b>
3.1 Methode der Szenarientwicklung.....	20
3.1.1 Einführung in die Szenariotechnik.....	20
3.1.2 Bedeutung für die Netzausbauplanung.....	25
3.2 Anwendung der Szenarientwicklung.....	25
3.2.1 Themeneingrenzung .....	26
3.2.2 Bestimmung der Prämissen und Deskriptoren .....	26
3.2.2.1 Prämissen .....	26
3.2.2.2 Deskriptoren.....	28
3.2.3 Direkte Deskriptoren und deren Projektionen .....	29
3.2.4 Konsistenzmatrix.....	33
3.2.5 Zusammenfassende Beschreibung der Szenarien.....	35
<b>4 Arbeitsbereich B: Marktmodellierung .....</b>	<b>37</b>
4.1 Skizze der Marktmodellierung .....	37
4.2 Aufbereitung der Daten .....	41
4.2.1 Profile der Erneuerbaren Energien .....	41
4.2.2 Einspeisemanagement und Profilmodifikation.....	42
4.2.3 Lastprofile und Modifikation von Lastprofilen.....	44
4.2.4 Regionalisierung der Last .....	46
4.2.5 Nationale Lastdeckung .....	47
4.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung .....	48

4.3	Ergebnisse der Rechenläufe.....	50
4.3.1	Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien .....	50
4.3.2	Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks .....	53
4.3.3	Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung.....	55
4.3.4	Fazit zur Marktmodellierung .....	56
5	<b>Arbeitsbereich C: Netzausbauplanung .....</b>	<b>57</b>
5.1	Grenzen der Betrachtung.....	57
5.2	Skizze der Vorgehensweise .....	57
5.2.1	Technische Vorgehensweise .....	57
5.2.2	Methodische Vorgehensweise .....	60
5.2.2.1	Ein robustes Netz für alle Szenarien.....	60
5.2.2.2	Beurteilung der Wichtigkeit und Dringlichkeit.....	61
5.2.2.3	Zusammenfassung zur Methode der Netzplanung .....	64
5.3	<b>Ergebnisse der Netzausbauplanung.....</b>	<b>64</b>
5.3.1	Startnetz.....	65
5.3.2	Trassenbündelung .....	66
5.3.3	Ergebnisse der Netzplanung für 2033 .....	69
5.3.4	Ergebnisse der Netzplanung 2023 .....	71
5.3.5	Parallelen und Unterschiede zum NEP 2012.....	72
5.3.6	Dringlichkeit.....	74
5.4	Fazit zur Netzausbauplanung .....	75
6	<b>Ausblick.....</b>	<b>76</b>
7	<b>Anhang .....</b>	<b>78</b>
7.1	Prämissen.....	79
7.2	Direkte Deskriptoren.....	80

# 1 Kurzfassung / Abstract

## 1.1 Kurzfassung

### Die Ergebnisse auf einen Blick:

- Wenn wir ein Netz für die Zukunft planen, die wir nicht genau kennen, sollte dieses Netz für verschiedene wahrscheinliche Entwicklungen ausgelegt sein. Die Beschränkung auf ein einziges Leitszenario greift zu kurz.
- In mehreren Schritten wurden zunächst hinreichend verschiedene, in sich konsistente Szenarien erarbeitet, verdichtet und mithilfe mathematischer Konsistenzberechnungen ausgewählt.
- Der Planungsprozess sollte von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten für einen effizienten Netzausbau einbeziehen. Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, netzdienliche Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel können den Netzausbaubedarf reduzieren.
- Um die Durchführbarkeit des hier entwickelten methodischen Ansatzes zu testen, wurde eine exemplarische Netzplanung durchgeführt. Der Nachweis wurde erbracht. Dieses Netz stellt ein Testergebnis für die Planungsmethode dar. Es hat keine Legitimation als Alternative zum Netzentwicklungsplan (NEP).

### Ausgangspunkt und Vorgehen

Der Netzausbau ist eine unabdingbare Voraussetzung für die Umsetzung der Energiewende. Er ist jedoch gleichzeitig auch der umstrittenste Teil – nirgendwo schlagen die Emotionen so hoch wie bei der Frage, ob und wenn ja, wo neue Stromtrassen gebaut werden sollen. Für die Schaffung gesellschaftlicher Akzeptanz ist ein kluger und transparenter Netzplanungsprozess notwendig.

Seit 2011 sieht das Energiewirtschaftsgesetz einen öffentlichen Prozess der Netzentwicklungsplanung vor – ein großer Fortschritt gegenüber dem vorherigen Verfahren, in dem die Netzbetreiber selbst alleine den Ausbaubedarf definiert haben. Dieser neue Prozess wurde im Lauf der letzten zwei Jahre das erste Mal durchlaufen und mündete im Bundesbedarfsplangesetz, das im Juli 2013 in Kraft getreten ist.

Agora Energiewende hat gemeinsam mit BET Aachen (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) in dem vorliegenden Gutachten eine Evaluierung des neuen Planungsverfahrens vorgenommen und einen Methodenvorschlag erarbeitet, wie die Netzplanung weiter verbessert werden kann – mit dem Ziel, so bald wie möglich ein Stromnetz für die Energiewende zu erarbeiten, das einerseits robust ist mit Blick auf mögliche künftige Entwicklungen, andererseits aber auch alle wirtschaftlich vernünftigen Elemente eines effizienten Netzausbaus konsequent ausschöpft. Der Methodenvorschlag wurde durch eine exemplarische Netzberechnung getestet, um seine Anwendbarkeit zu illustrieren.

### Das 2011 eingeführte stufenweise Verfahren der Netzentwicklungsplanung

Das neu in Kraft getretene Verfahren umfasst im Kern folgende Elemente:

- Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen den Entwurf eines Szenariorahmens über die wahrscheinliche Entwicklung von Stromerzeugung, -nachfrage und -austausch mit dem Ausland in den kommenden 10 beziehungsweise 20 Jahren. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien). Die Bundesnetzagentur veröffentlicht und konsultiert den vorgelegten Entwurf. Sie genehmigt ihn dann unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.
- Auf dieser Basis erstellen die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf eines Netzentwicklungsplans, der alle zusätzlichen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen beschreiben soll, die notwendig sind, um die sich aus dem Leitszenario ergebenden Stromtransportanforderungen zu bewältigen. Die Öffentlichkeit erhält Gelegenheit, sich zu dem Entwurf des Netzentwicklungsplans zu äußern. Anschließend wird der – gegebenenfalls überarbeitete – Plan der Bundesnetzagentur vorgelegt.
- Die Bundesnetzagentur prüft die Übereinstimmung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans mit den gesetzlichen Vorgaben, verlangt gegebenenfalls Änderungen, erstellt eine strategische Umweltprüfung zum Plan, beteiligt die Öffentlichkeit und bestätigt abschließend den Netzentwicklungsplan.
- Der bestätigte Netzentwicklungsplan wird der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor.
- Mit dem Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Das *Ob* dieser Leitungen ist damit entschieden.
- Anschließend beginnen die Netzbetreiber mit der konkreten Planung und Realisierung der im Bundesbedarfsplan festgelegten Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere wird nun die konkrete Streckenführung der im Bedarfsplan festgelegten Neubautrasse geplant, also die Festlegung des *Wie* und *Wo* der genannten Trassen.

Dieses Verfahren ist vollumfänglich bis zum Bundesbedarfsplangesetz mindestens alle drei Jahre durchzuführen. Eine Fortschreibung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans hat jährlich zu erfolgen – mit entsprechender Konsultation der Öffentlichkeit.

### **Schwachstellen des derzeitigen Verfahrens**

Der konsultierte und von der Bundesnetzagentur festgestellte Szenariorahmen enthält entsprechend den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) drei Szenarien für die wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 10 und eines für die der nächsten 20 Jahre. Das Szenario B für 2022 wurde zum Leitszenario erklärt. Der genehmigte Netzentwicklungsplan deckt ausschließlich das Leitszenario ab. Über die Eignung des Netzentwicklungsplans für alle anderen Szenarien (wahrscheinliche Entwicklungen) gibt es keine Aussagen. Der Netzentwicklungsplan ist nicht robust, weil er nur für eine einzige wahrscheinliche Zukunft ausgelegt ist.

Hinzu kommt, dass bislang nur etwa zwei Drittel der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz gefunden haben. Das eröffnet allerdings die große Chance, die vorgeschlagenen methodischen Erweiterungen in die nächste Bundesbedarfsplanung einfließen zu lassen.

Eine weitere Schwachstelle beim derzeitigen Verfahren besteht darin, dass nicht von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzzubaus einbezogen wurden, wie Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel.

### **Die Alternative: Ein Methodenvorschlag**

Agora Energiewende hat in Zusammenarbeit mit BET Aachen den ersten Durchgang des neuen Planungsverfahrens für die Übertragungsnetze ausgewertet und einen Vorschlag für eine Weiterentwicklung erarbeitet. Ziel des Vorschlags ist es, die vorangehend angesprochenen Schwächen des bestehenden Netzplanungsprozesses zu beseitigen.

Da wir die Zukunft, für die wir planen, nicht genau kennen, sollte das Übertragungsnetz für verschiedene wahrscheinliche Entwicklungen ausgelegt sein. *Wahrscheinliche Entwicklung* meint nicht *Extremszenarien*.

**Szenarien:** In mehreren Schritten wurden zunächst hinreichend verschiedene, in sich konsistente Szenarien erarbeitet. Es wurden die wichtigen Einflussfaktoren identifiziert und strukturiert. In einem weiteren Schritt wurden die Einflussfaktoren bezüglich ihres Istzustandes und möglicher Entwicklungspfade ausgearbeitet. Es folgte eine genaue Analyse der Wirkbeziehungen zwischen den Einflussfaktoren und deren Konsistenz. Schließlich wurden die Szenarien verdichtet und mithilfe mathematischer Konsistenzberechnungen ausgewählt.

Diese Szenarien bilden nun einen Möglichkeitsraum von potenziellen zukünftigen Entwicklungen ab, der die ihm zugeordnete Unsicherheit der Zukunft repräsentiert – nicht mehr und nicht weniger.

Im Ergebnis des beschriebenen Prozesses wurden vier Szenarien ausgewählt, die konsistent, unterschiedlich und intuitiv verständlich waren. Diese werden wie folgt charakterisiert:

#### **Szenario A**

(verbrauchsnahe, dezentrale Speicher, flacheres Lastprofil, günstige Konventionelle)

Eher dezentrale Erzeugungsstruktur, Erneuerbare und neue konventionelle Erzeugung werden verbrauchsnahe gebaut. Die Lastkurve vermeidet extreme Lastspitzen durch intelligente Lastverschiebung und dezentrale Speichereffekte. Effizienzziele (Rückgang der Nachfrage) der Bundesregierung werden nicht erreicht. Eher niedrigere Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung.

#### **Szenario B**

(beste Standorte, Großspeicher, steileres Lastprofil, teure Konventionelle)

Eher an besten Standorten orientiert, Windkraftanlagen an der Küste und Solaranlagen vornehmlich im Süden. Ausbau von Großspeichern, steigender Brennstoff- und stärker steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Die Effizienzziele der Bundesregierung werden erreicht, wenig Lastmanagement.

### **Szenario C**

(beste Standorte, wenig Speicher, steileres Lastprofil, sehr günstige Konventionelle)

Eher an besten Standorten orientiert, aber keine Flankierung durch Speicher. Das Lastprofil ist nicht zeitlich optimiert und die Effizienzziele werden nicht erreicht. Sinkende Brennstoffpreise und nur moderat ansteigende CO<sub>2</sub>-Preise sorgen für niedrige Erzeugungskosten für Strom.

### **Szenario D**

(verbrauchsnahe, dezentrale Speicher, flachere Lastkurve, sehr teure Konventionelle)

Eher verbrauchsnahe und dezentrale Erzeugung und Speicher. Abgeflachte Lastkurve, intelligente Maßnahmen verlagern die Spitzen zeitlich und entlasten die Transportnetze. Hohe Brennstoffpreise und ein stark ansteigender CO<sub>2</sub>-Preis. Effizienzziele werden erreicht.

**Marktsimulation:** Im Unterschied zum Netzentwicklungsplan, bei dem für jedes der definierten drei Szenarien eine eigene Netzausbauplanung durchgeführt wurde und somit drei Netze resultierten (von denen anschließend zwei verworfen wurden), werden im vorgeschlagenen Verfahren alle ausgewählten Szenarien im Rahmen der Marktsimulation berücksichtigt. Die Netzausbauplanung soll nun so erfolgen, dass das resultierende Netz den Lastfällen aller Szenarien zugleich genügt. Es entsteht also nur ein einziges Netz, das für unterschiedliche zukünftige Entwicklungen robust ist.

Diese oben genannten vier Szenarien wurden im Rahmen einer Marktmodellierung für die Jahre 2018, 2023, 2028 und 2033 konkretisiert mit Blick auf den jeweils sich ergebenden Einsatz der konventionellen und Erneuerbare-Energien-Kraftwerke sowie auf das Verhalten der Stromnachfrage.

**Netzberechnung:** BET Aachen hat daraufhin (als Test für die Tauglichkeit der neuen Planungsmethode) eine Netzausbauplanung durchgeführt. Es wurde nachgewiesen, dass für die nach obiger Methodik erstellten Lastfälle ein Netz geplant werden kann, das allen Transportfällen genügt; damit ist erwiesen, dass die Methodik durchführbar ist. Dieses Netz hat jedoch keine Legitimation als Alternative zum Netzentwicklungsplan, da es ohne Mitwirkung der Netzbetreiber, ohne öffentliche Konsultation und ohne Prüfung durch die Bundesnetzagentur entstanden ist. Auch machte der fehlende Zugriff auf die Detailkenntnis der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in manchen (Modell-)Aspekten Vereinfachungen notwendig.

Auf einige Aspekte der Netzberechnung sei gesondert hingewiesen. Bei der Ausbauplanung wurde darauf geachtet, dass der Gleichstrom von Offshore-Windparks an der Küste teilweise nicht erst in Wechselstrom konvertiert wird, bevor er erneut konvertiert werden muss, um in die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) eingespeist zu werden. Damit konnten einige Konverterstationen eingespart werden. Das Augenmerk bei der Planung lag

im Ausbau in bereits bestehenden Trassen und in der Umbeseilung auf vorhandenen Masten. Damit konnten die Neubau-Trassenlängen nicht unerheblich reduziert werden.

Durch die Methode der Rückwärtsplanung vom Zieljahr 2033 in einzelnen Schritten von jeweils fünf Jahren konnte nicht nur für die nähere und fernere Zukunft der Ausbaubedarf genau ermittelt werden. Diese Planungsmethode ermöglichte es außerdem, einzelne Leitungsprojekte zeitlich zu priorisieren und so ihre Dringlichkeit festzustellen.

Grundsätzlich gilt, eine starke Bündelung von Trassen birgt in der Planung auch Gefahren für die Versorgungssicherheit, die sorgfältig abgewogen werden müssen. Dies gilt auch für die DC-Trassen im Netzentwicklungsplan. BET hat daher neben einer starken Bündelung zusätzlich einen alternativen Bündelungsvorschlag gebildet, der mit vier deutlich schwächer gebündelten Transportkanälen arbeitet.

### Methodische Hauptunterschiede zum NEP-Vorgehen:

Die Unterschiede zum Vorgehen, das bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes gewählt wurde, werden im Gutachten ausführlich erläutert. Aus methodischer Sicht ergeben sich die wesentlichen Differenzen zum einen in der Bildung der Szenarien, zum anderen in deren Verwendung. Die folgende Auflistung zeigt die Kernunterschiede der Methoden:

#### Szenarienbildung

Agora / BET	NEP
Szenarien werden methodisch gebildet.	Szenarien entstehen im Diskurs.
Konsistenz wird geprüft und optimiert.	Konsistenz wird implizit angestrebt.
Unterschiedlichkeit dient der Abdeckung des Möglichkeitsraumes.	Unterschiedlichkeit entsteht ggf. aus dem Diskurs.
Nachvollziehbarkeit der Bildung ist jederzeit gegeben.	Szenarienbildung ist eine <i>Blackbox</i> .

## Szenarienverwendung

Alle ausgewählten Szenarien werden weiter verwendet.	Das Basisszenario wird Grundlage der weiteren Planung.
Es wird ein Netz für <u>alle</u> Szenarien geplant.	Je Szenario wird ein Netz geplant, davon hat aber nur das Basisszenario-Netz nachhaltige Bedeutung.
„Ansatz der Rückwärtsplanung“ ermöglicht differenzierte Betrachtung auf dem Zeitstrahl.	Betrachtung eines Stützjahres ermöglicht keine zeitliche Differenzierung.
Auswahl nach Dringlichkeit möglich	Dringlichkeit unbekannt
Alle Maßnahmen sind „wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich“.	Auswahl der Maßnahmen nach „Wirksamkeit, Bedarfsgerechtigkeit, Erforderlichkeit“
Das Maß der Robustheit des angestrebten Netzes wird explizit gemacht („Was soll das Netz alles aushalten?“).	Netz ist für genau eine Zukunft ausgelegt.

Darüber hinaus wurden gegenüber dem NEP abweichende Prämissen gesetzt, die zwei wesentlichen lauten:

- „Erzeugungsmanagement“: kein Ausbau des Netzes für die letzte kWh
- „Allokation konventioneller Erzeugung“: Neue Kraftwerke werden an netztechnisch vorteilhaften Standorten errichtet.

Weitere Abweichungen treten in der Datenaufbereitung im Zuge der Marktmodellierung zu-tage (siehe „Merkliste“).

Diese und weitere Unterschiede zum bisherigen Vorgehen lassen die im Folgenden detailliert dargestellte Methode vorteilhaft und als eine wesentliche Weiterentwicklung erscheinen.

## Begleitkreis

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Input. Die Verantwortung für die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und BET Aachen.

Im Begleitkreis waren unter anderem vertreten:

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)
- 50Hertz Transmission GmbH
- World Wide Fund For Nature (WWF Deutschland)
- Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)
- Technische Universität Graz

Vorläufige Fassung

## 1.2 Abstract

### The results at a glance:

- If we are planning a network for an uncertain future, this network should be designed for various probable developments. The restriction to a single „reference scenario” falls short.
- Initially scenarios which were sufficiently different and consistent were developed, condensed and selected with the help of mathematical consistency calculations in several steps.
- The planning process should include all economically reasonable options for an efficient network expansion from the beginning. Down regulation of feed-in peaks, load management, network relevant choice of new power plants and innovative equipment can reduce network expansion needs.
- To test the feasibility of the methodological approach developed here, an example network planning was performed and found adequate. This network provides a test result for the planning method. It has no legitimacy as an alternative to the network development plan.

### Starting point and approach

The network expansion is a prerequisite for the implementation of the energy transition. However, it is also the most controversial part - emotions run nowhere as high as with the question whether, and if so, where new power lines are to be built. For the creation of social acceptance a clever and transparent network planning process is necessary.

Since 2011, the Energy Act (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) provides for a public process of network development planning - a great improvement over the previous method, in which the network operators themselves defined the necessary expansion. This new process was performed for the first time over the last two years and culminated in the federal requirements plan law (Bundesbedarfsplangesetz), which came into force in July 2013.

Agora Energiewende together with BET Aachen has undertaken an evaluation of the new planning process in the present report and proposed a method as to how network planning can be improved further. The goal is to develop a grid for the energy transition as soon as possible, which is robust with a view to possible future developments and thoroughly exploits all commercially reasonable elements of an efficient network expansion. The proposed method was tested by an example network calculation to illustrate its applicability.

### The gradual process of network development planning introduced in 2011

The method which newly entered into force comprises the following core elements:

- Transmission system operators create a draft scenario framework of the likely development of power generation, demand and exchange with other countries in the coming 10 to 20 years. The scenario framework includes at least three development paths (scenarios). The Federal Network Agency publishes and consults on the draft submitted. The draft is then approved by the Agency under consideration of the results of the public participation.
- On this basis, the transport system operators (TSOs) create a draft network development plan which will describe any additional network expansion and enhancement measures that are necessary to cope with the changes resulting from the reference scenario transport requirements of electricity. The public will have an opportunity to comment on the draft network development plan. The possibly revised plan of the Federal Network Agency is then presented.
- The Agency verifies the conformity of the draft network development plan with the statutory requirements. It shall then - if necessary - demand changes, create a strategic environmental assessment of the plan and consult the public. Subsequently it will confirm the network development plan.
- The approved network development plan is then submitted to the Federal Government as a draft for the federal requirement plan. The Federal Government shall submit the draft federal requirement plan at least every three years to the federal legislature.
- With the confirmation of the federal requirement plan by the legislature the energy industrial need and the urgency of the contained projects is determined. The „if“ of these lines is thereby decided.
- Consequently the grid operators begin the planning and implementation of the required grid expansion measures set out in the federal requirement plan. In particular, the specific routes of the required grid expansion measures set out in the federal requirement plan, in other words the „how and where“ of the projects, is planned.

This entire process up to the federal requirements plan law is to be carried out at least every three years. A continuation of the scenario framework and network development plan must be done annually - with the necessary public consultation.

### **Weaknesses of the current process**

The scenario framework consulted and determined by the Federal Network Agency as required by the EnWG contains three scenarios for the likely development of the next 10 and one for the next 20 years. Scenario B for 2022 was declared the reference scenario. The approved network development plan exclusively covers the reference scenario. There are no statements about the suitability of the network development plan for all other scenarios (probable developments). The network development plan is not robust because it is designed for only one probable future.

On top of that so far only about two-thirds of the measures of the network development plan have been included in the federal requirement plan. However, this opens up a great opportunity to include the methodological enhancements in the next federal requirement plan.

Another weakness in the current method is that not all economically reasonable ways to limit grid development were included from the beginning, such as down regulation of feed-in peaks, load management, targeted siting of new power plants and innovative equipment.

### **The alternative: A proposed method**

Agora Energiewende in collaboration with BET Aachen evaluated the first round of the new planning procedure for transmission networks and developed a proposal for a further development. The aim of the proposal is to eliminate the above mentioned weaknesses of the existing network planning process.

Since the exact future for which we plan is uncertain, the transmission system should be designed for various probable developments. „Probable development” does not mean „extreme scenarios”.

**Scenarios:** Initially scenarios which are sufficiently different and consistent were developed in several steps. The key influencing factors were identified and structured. In a consequent step, the key influencing factors were developed further with respect to their current condition and possible development paths. This was followed by a detailed analysis of the relationships between the influencing factors and their consistency. Finally, the scenarios were selected and condensed using mathematical consistency calculations.

These scenarios now depict a possibility range of potential future developments, representing the uncertainty of the future – no more, no less.

As a result of the process described four scenarios were selected that were consistent, different and intuitive. These are characterized as follows:

#### **Scenario A**

(Close to consumer, distributed storage, flatter load profile, favorable conventional generation)

Rather decentralized generation structure, renewable and new conventional generation will be built close to the consumer. The load curve avoids extreme peaks of by intelligent load shifting and decentralized storage effects. The efficiency goals (decrease in demand) of the federal government are not met. Rather low marginal costs of conventional electricity generation.

#### **Scenario B**

(Best locations, large storage, steeper load profile, expensive conventional generation)

Choice of location aimed at finding the best possible location, wind on the coast, solar systems mainly in the south. Expansion of large storage, rising fuel and more steeply rising CO<sub>2</sub> price. The efficiency goals of the federal government are achieved, minor degree load management.

### Scenario C

(Best locations, little storage, steeper load profile, very convenient Conventional)

Choice of location aimed at the best possible location, but no support through storage. The load profile is not optimized over time and the efficiency goals are not achieved. Falling fuel prices and only moderately higher CO<sub>2</sub> prices ensure low production costs for electricity.

### Scenario D

(Close to consumer, distributed storage, flatter load curve, very expensive conventional generation)

Distributed generation and storage rather close to consumption. Flat load curve, intelligent load management shift the peaks over time and thus relieve the transmission networks. High fuel prices and a strong increase in CO<sub>2</sub> price. Efficiency targets are met.

**Market simulation:** Under the proposed method all the selected scenarios are taken into account in the market simulation. This is in contrast to the network development plan in which network expansion planning has been carried out for each of the defined three scenarios, and thus resulted in three networks (of which two were later discarded). The network expansion planning should be such that the resulting network is now adequate for the load situations in all scenarios. The result is thus a single network that is robust for different future developments. The four described scenarios were further differentiated for the market model focusing on the years 2018, 2023, 2028 and 2033.

**Network calculation:** BET Aachen has subsequently performed (as a test of the suitability of the new planning method) a network expansion planning. It has been demonstrated that for the load cases created by the above methodology, a network can be planned which is adequate for all transport cases. Thereby it is shown that the method is feasible. However, this network has no legitimacy as an alternative to network development plan since it was created without the cooperation of network operators, without public consultation and without consideration by the Federal Network Agency. Also, simplification in some (model) aspects was necessary due to lack of access to the detailed knowledge of the TSOs.

Some aspects of the network calculation should be noted. During the expansion planning DC power from offshore wind farms was partly not converted to AC at the coast before it needs to be converted again before its feed in into the high voltage DC transmission lines (HVDC). Thus, the building of some converter stations could be avoided. The focus of the planning was on the expansion of existing lines and in the power line upgrade on existing poles. Thus, the new line lengths could be reduced significantly.

The need for expansion could be determined accurately for the near and distant future through the method of reverse design of the 2033 target in five year stages. This planning method also allowed prioritization of particular projects over time and consequently the determination of a project's urgency.

A strong bundling of lines also contains risks to security of supply which must be carefully considered. This also applies to the DC lines in the network development plan. In addition to

strong bundling BET has therefore developed an alternative bundling proposal which uses four significantly less bundled transport channels.

### Methodical differences between the BET/Agora and the NEP approach:

The differences between the two approaches will be described in this paper in detail. The main differences concern, firstly the creation of the scenarios, secondly their usage. These main differences are listed up in the following table:

#### Creation of scenarios

Agora / BET	NEP
Scenarios are created methodically	Scenarios are the result of a discussion
Consistency is checked	Consistency is aspired to
Scenarios are different to represent a range of possible developments	Differences may result from the discussion
Creation is a transparent process	Creation is a „black box“

#### Usage of scenarios

All scenarios will be used in the following steps	The base case scenario will be most important to the following steps
One grid for all scenarios will result	One grid for each scenario will result, but only the one belonging to the base case scenario is important to the following steps
Planning backwards enables to show which lines are most urgent	Looking at individual years does not allow any conclusion concerning urgency
Selection on the basis of urgency is possible	Urgency is unknown
All lines are effective, are meeting the demands and are necessary	Lines are selected if they seem to be effective, meeting the demands and are necessary
The planner chooses the level of robustness for the grid	The grid is designed for exactly one future.

Furthermore there are two important assumptions which are different to the NEP approach:

- The grid does not have to be designed to absorb all the feed in of renewable energies
- New power plants will be located at sites useful for the grid

For that and other reasons the BET/Agora approach seems to be advantageous.

### **Advisory Committee**

We thank the members of the monitoring group for their input. Responsibility for the results of the present investigation lies exclusively with BET Aachen and Agora Energiewende.

The Advisory Committee representatives included, amongst others:

- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)
- Bundesnetzagentur (BNetzA, Federal Network Agency)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW, Federal Association of Energy and Water Industries)
- Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V. (BEE, Renewable Energy Federation)
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU, Association of Local Utilities)
- 50Hertz Transmission GmbH
- World Wide Fund For Nature (WWF Deutschland)
- Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH, German Environmental Aid)
- Technical University Graz

## 2 Einleitung und Aufgabenstellung

### 2.1 Hintergrund

Die Energiewende bedeutet eine fundamentale Umstellung unserer Energieversorgung von bisher konventionellen Energieträgern hin zu Erneuerbaren Energien – insbesondere Windkraft und Photovoltaik werden die tragenden Säulen der deutschen Stromversorgung sein. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung beträgt heute rund 23 Prozent, er soll bis zum Jahr 2030 auf mindestens 50 Prozent und bis 2050 mindestens 80 Prozent betragen. In den vergangenen Jahrzehnten stand der Netzausbau nicht im Fokus der Netzbetreiber, mit der Folge zurückhaltender Investitionstätigkeiten. Mit der zunehmenden Herausforderung an die Netze ist dieses Thema auch stärker in die Öffentlichkeit gerückt. Der Netzausbau ist für das Gelingen der Energiewende von zentraler Bedeutung. Dabei sind allerdings verschiedene grundlegende Fragestellungen zu beantworten:

Zuvorderst stellt sich die Frage nach der richtigen Dimension, die für das Netz der Zukunft erforderlich ist. Ein übertriebener Netzausbau belastet beispielsweise Anwohner und Landschaftsbild unnötig und führt zu höheren Netzkosten, welche die Netznutzer letztlich zahlen müssen. Ein zu gering dimensionierter Netzausbau birgt hingegen das Risiko, ineffiziente Bewirtschaftungsmaßnahmen (zum Beispiel häufiges *Redispatch*, Abregelung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien et cetera) hinnehmen zu müssen oder sogar die Versorgungssicherheit zu senken. Beide Fälle sind nach Möglichkeit zu vermeiden.

Welche Dimensionierung ausreichend ist, wird vorrangig von der Annahme möglicher Alternativen zum Netzausbau bestimmt. Hierunter fällt zum Beispiel die Frage, ob die Abregelung der Erneuerbaren Energien (EE) in gewissem Maße zugelassen werden soll oder nicht. Auch die Frage nach der Ansiedlung von Erzeugungsanlagen (konventionelle wie EE) fällt hierunter. Zudem bilden die Zukunftsszenarien, die als wahrscheinlich angesehen werden, die Grundlage jeder Quantifizierung und müssen daher mit besonderer Sorgfalt erstellt und verwendet werden.

In den Arbeiten zum Netzentwicklungsplan 2012 und damit letztendlich zum Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) wurde unter hohem Zeitdruck und zum Teil auf unzureichender Datenbasis durch ÜNB und BNetzA versucht, diese Aufgaben zu lösen. Der Zeitdruck war und ist hierbei letztlich der Befürchtung geschuldet, dass ein verzögertes Inkrafttreten des BBPIG zu einer weiteren Verzögerung im Netzausbau und damit zu einer Gefährdung der Energiewende führen könnte. Der bestehende Prozess wird jährlich rollierend durchgeführt, beginnend von der Vorlage und Konsultation der Szenarien und deren Genehmigung durch die BNetzA, über eine Marktmodellierung bis hin zur Netzausbauplanung. Die Netzausbauplanung findet alle drei Jahre (oder bei gravierenden Neuentwicklungen) Niederschlag im BBPIG. Da der skizzierte Prozess mehr als ein Jahr dauert, überlappen sich mehrere Durchgänge zeitlich.

Zeitdruck und die hohe Komplexität waren aber auch Treiber dafür, dass das Vorgehen der Beteiligten in manchen Punkten nicht optimal und die Teilschritte nicht perfekt aufeinander abgestimmt waren. Auch diverse Konsultationsbeiträge drängten auf die Untersuchung alternativer Ansätze und Methoden. Eine kontinuierliche Verbesserung des – ohnehin periodischen – Prozesses der Erstellung des NEP ist daher anzustreben.

Das vorliegende Gutachten soll dazu einen Beitrag leisten, indem es – losgelöst vom Tagesgeschäft der Konsultationen, Entwürfe und Festlegungen – eine umfassende und konsistente Methodik erarbeitet, wie der gesamte Prozess der Weiterentwicklung des Stromtransportnetzes durchgeführt werden kann. In Teilaspekten ist dieser Prozess identisch mit dem heute etablierten; in anderen Bereichen ergeben sich größere und kleinere, zum Teil aber wesentliche Abweichungen.

Um nicht im theoretischen Raum zu verharren und zugleich die Praxistauglichkeit der Methode unter Beweis zu stellen, wurde die vorgestellte Methode parallel auch durchgeführt, das heißt, der Netzausbau wurde auch konkret geplant.

## 2.2 Übersicht Projektablauf

Die Gesamtbearbeitung gliedert sich in drei inhaltliche Bereiche und in einen beschreibenden Arbeitsbereich (AB 1 bis AB 4):

- AB 1: Aufstellung konsistenter Szenarien und ihrer Verwendung
- AB 2: Verwendung von Marktmodellen zur Ableitung einer Stromtransportaufgabe aus den Szenarien
- AB 3: Netzausbauplanung

Diese Blöcke sind allerdings nicht unabhängig voneinander, Interaktionen und Iterationen treten auf.

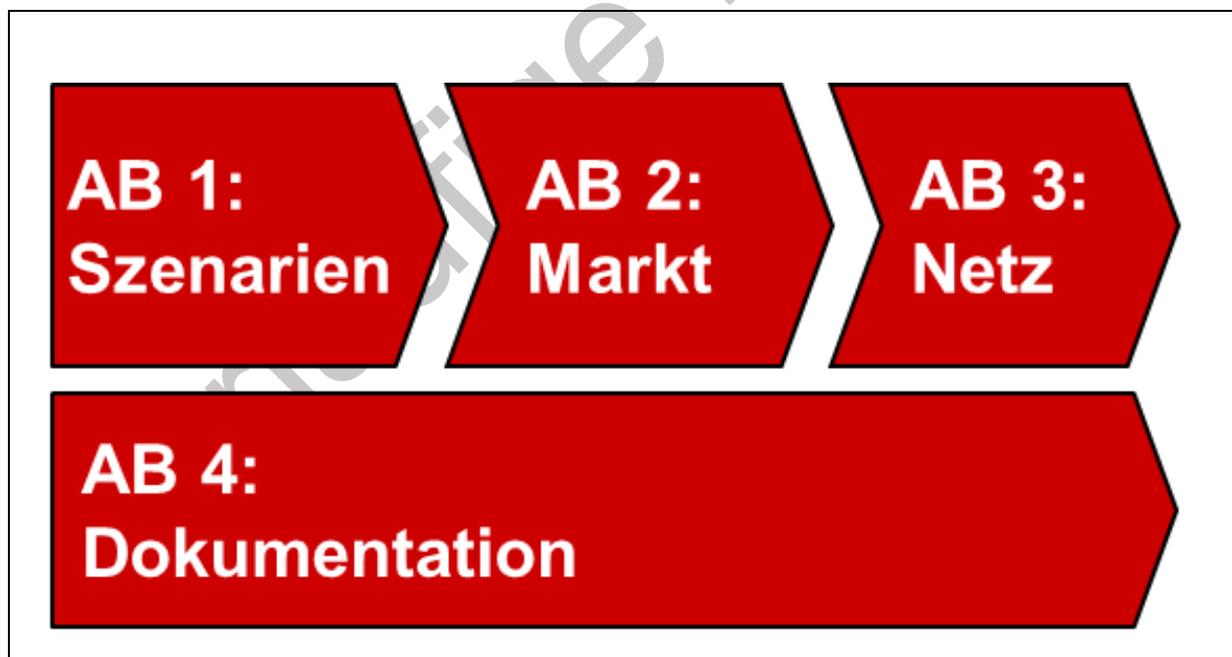


Abbildung 1: Projektphasen

Die **Szenarien** bilden dabei Einschätzungen der Zukunft ab. Konkret müssen sie die Datengrundlage für die folgenden Projektschritte (vor allem die Marktmodellierung und Regionalisierung) hinreichend genau bilden. In der **Marktmodellierung** wird dann ein Computermodell des Systems, vor allem der konventionellen Erzeuger, mit diesen Inputdaten beaufschlagt. Es resultiert die zeitlich und räumlich fein aufgelöste Verhaltensweise dieser Markt-

teilnehmer. Dies wiederum bildet den Eingangsdatensatz für die eigentliche **Netzausbau-planung**. Zu allen Teilschritten folgen im weiteren Verlauf des Gutachtens detaillierte Erläuterungen.

Um die vorliegende Studie bereits während ihrer Erstellung sowohl inhaltlich als auch methodisch zu begleiten, hat Agora Energiewende eine Expertenrunde eingerichtet. Fachleute aus den mit der Netzplanung befassten Ministerien und Behörden bildeten gemeinsam mit Wissenschaftlern, Verbänden, Umweltschützern und Netzbetreibern einen Begleitkreis, der sich im Laufe der Studiienerstellung sechs Mal getroffen hat. Die Aufgabe des Begleitkreises war es, in jeder einzelnen Phase des Projektes Input und Feedback zu den Ansätzen, Methoden, Daten und Ergebnissen der Untersuchungen zu geben. Auf diese Weise wurde das Projekt einerseits durch eine große Meinungs- und Erfahrungsvielfalt bereichert. Andererseits konnte durch die fachkundige und kritische Diskussion eine hohe Qualität der Ergebnisse erreicht werden.

### 2.3 Ziel und Zweck des Projektes

Ziel dieses Projektes ist es, einen Beitrag zur breiten Akzeptanz des für die Energiewende notwendigen Netzausbaus zu leisten. Um dieses Ziel zu erreichen, ist die wissenschaftlich fundierte Definition eines notwendigen Netzausbaus ein wesentliches Element. Dazu soll in nachvollziehbarer Weise das beschriebene, angemessene Maß an Netzausbau sachgerecht bestimmt werden. Der vorliegende Ansatz ist geeignet, durch Transparenz und offene Kommunikation für eine höhere Akzeptanz dieser als notwendig erkannten Maßnahmen zu werben.

Im Mittelpunkt steht dabei die Methode: Der im Projekt ermittelte Netzausbau ist nicht als Gegenentwurf zum NEP zu verstehen, sondern vielmehr als Nachweis dafür, dass die gezeigte Methode trägt und zu sinnvollen und belastbaren Ergebnissen führen kann. Der vorliegende Methodenansatz ist geeignet, die Beteiligung der Öffentlichkeit im Zuge von Konsultationen schon in die Bildung der Szenarien zu integrieren, und muss in der Konsequenz unter Berücksichtigung dynamischer Effekte der Stromnetze von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und von der Bundesnetzagentur geprüft werden. Grundsätzlich führen veränderte Annahmen immer zu abweichenden Ergebnissen. Doch für diese gegebenenfalls abweichenden Ergebnisse würde aufgrund der besser nachvollziehbaren Methode größere Transparenz und damit möglicherweise größere Akzeptanz herrschen.

Letztlich möchte dieses Projekt einen methodischen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

## 3 Arbeitsbereich A: Szenarientwicklung

### 3.1 Methode der Szenarientwicklung

Die Zukunft ist ungewiss. Diese trivial anmutende Aussage ist ausschlaggebend dafür, dass jeder, der für die Zukunft plant, damit rechnen muss, dass diese sich anders entwickelt als erwartet. Ganz allgemein gilt es daher, mehrere mögliche Entwicklungen zu antizipieren und sich zu fragen, auf welche dieser denkbaren Entwicklungen man sich einstellen, wofür man sich wappnen möchte oder muss.

Was für den allgemeinen Fall gilt, stimmt auch im Speziellen: Auch bezüglich eines ausgesuchten Themas, einer bestimmten Fragestellung, kann systematisch analysiert werden, welche relevanten zukünftigen Entwicklungen beachtet werden müssen. Die hier vorliegende Fragestellung lautet: **Für welche Transportaufgabe müssen wir das Übertragungsnetz der Zukunft ausbauen?**

#### 3.1.1 Einführung in die Szenariotechnik

Ein erprobter methodischer Ansatz, sich diesem Thema zu nähern, besteht in der Szenariotechnik. In diesem Projektteil wurden BET und Agora unterstützt durch die **Geschka & Partner Unternehmensberatung, Darmstadt**, kurz GUP.

Szenarien der Zukunft bestehen aus einer Vielzahl von Einzelbestandteilen. Szenarien des Energiesektors zum Beispiel enthalten Aussagen über Brennstoffpreise und Entwicklungen des Stromverbrauchs sowie über eine Vielzahl weiterer Aspekte. Für jeden dieser Bestandteile existieren Einschätzungen, wie diese sich in der Zukunft entwickeln könnten. Zu manchen Teilaspekten bestehen unterschiedliche, manchmal sogar gegenläufige Einschätzungen der zukünftigen Entwicklung, andere gelten als relativ gut vorhersehbar. Die Szenariotechnik stellt eine Methode dar, mit der aus der Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen sinnvolle, konsistente und ausreichend verschiedene Bündel, also Kombinationen beziehungsweise Szenarien, zusammengestellt, ausgewählt und überprüft werden können. Hierzu folgen in den nachfolgenden Abschnitten weitere Details. Um dieses Ziel zu erreichen, sind – angelehnt an die Methodik der GUP<sup>1</sup> – die folgenden Schritte zur Szenarientwicklung durchgeführt worden.

#### **Schritt 1: Strukturieren und Definieren des Themas**

---

<sup>1</sup> Der methodische Ansatz von GUP wurde vorliegend nicht vollständig angewandt, da die Szenariotechnik einen Teil im Gesamtprojekt bildet. Hier werden die tatsächlich ausgeführten Tätigkeiten beschrieben. Die in der Ursprungsmethodik vorhandene Analyse der Szenarien auf das Thema wird in diesem Projekt durch die Marktsimulation und Netzausbauplanung ersetzt.

Einleitend wurde das Thema, mit dem sich die zu bildenden Szenarien befassen, bereits benannt: Die zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes. Diese explizite Benennung dient dem Zweck, das Thema klar zu identifizieren und von anderen, verwandten Sachgebieten abzugrenzen. Um dies sachgerecht zu bewerkstelligen, muss das Ziel der zu findenden Szenarien im Auge behalten werden. Im Gesamtprojekt dienen die Szenarien dazu, das Marktmodell mit Inputdaten zu beaufschlagen. Dieses wiederum determiniert die räumliche Verteilung von Einspeisungen, die gemeinsam mit der Ansiedlung von Lasten den Transportbedarf bestimmen. Der Kontext, in dem die zu entwickelnden Szenarien verwendet werden sollen, ist also zum Beispiel nicht: *Was bringt die Energiewende?* oder *Was sind zukünftige Aufgaben des ÜNB?*, sondern ist ausschließlich die Frage nach der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes.

### **Schritt 2: Identifizieren und Strukturieren der wichtigen Einflussfaktoren**

Im zweiten Schritt wird untersucht, welche Faktoren das Thema beeinflussen. Die beeinflussenden Faktoren werden als Deskriptoren bezeichnet und im folgenden Kapitel diskutiert. Eine Beeinflussung kann direkt oder indirekt erfolgen. So ist zum Beispiel eine Veränderung des Verbrauchs (zum Beispiel Wegfall von Verbrauch an einem Umspannwerk) direkt relevant für die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes und damit ein sogenannter direkter Deskriptor. Der demografische Wandel ist ein indirekter Deskriptor, da er den Verbrauch und damit auch die Transportaufgabe beeinflusst.

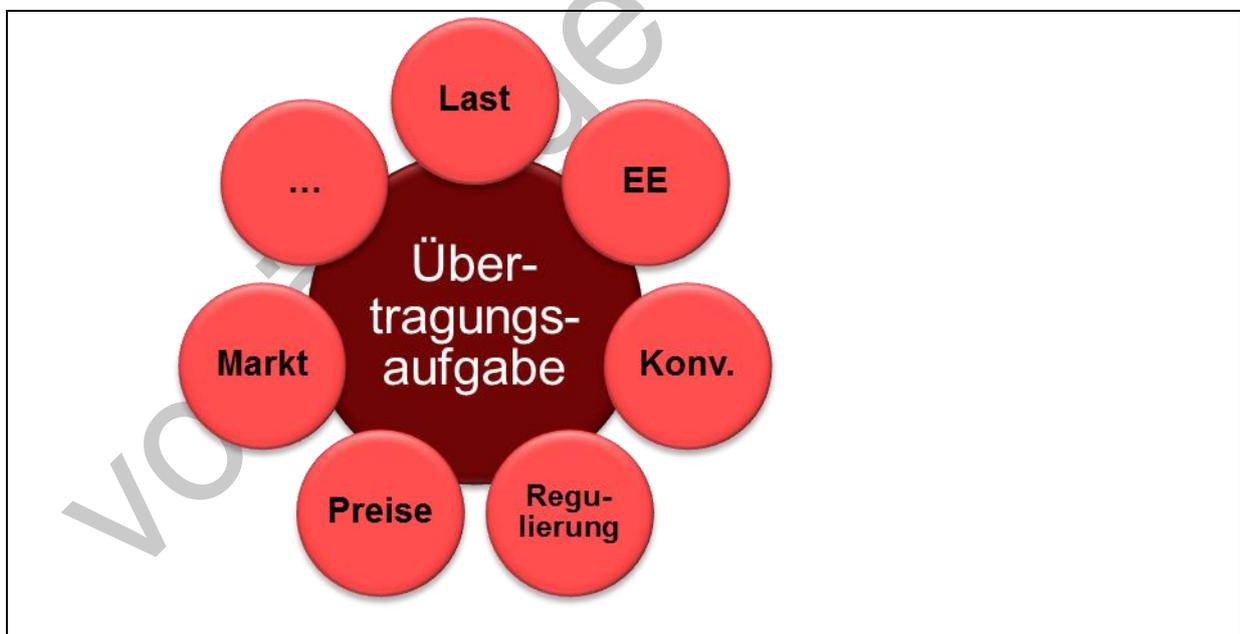


Abbildung 2: Thema und Einflussgrößen (Deskriptoren)

Ziel des Arbeitsschrittes ist es also, die relevanten Einflussgrößen zu identifizieren und in direkte und indirekte Deskriptoren zu gliedern.

### **Schritt 3: Ausarbeiten der Einflussfaktoren: Istzustand und Projektionen**

Im nächsten Schritt gilt es, die Deskriptoren zu quantifizieren.<sup>2</sup> Hierbei wird zunächst ein Status quo beschrieben. Dieser Aspekt ist wichtig, damit ein einheitlicher Ausgangspunkt für die Diskussion um mögliche zukünftige Entwicklungen festliegt.

Eine Quantifizierung ist besonders bezüglich der direkten Deskriptoren unabdingbare Voraussetzung für die weiteren Projektschritte, da diese die Inputgrößen der späteren Marktmodellierung darstellen. Die indirekten Deskriptoren beeinflussen, wie stark sich direkte Deskriptoren ändern. In der Marktmodellierung werden somit die Veränderungen der indirekten Deskriptoren durch die Veränderungen der direkten repräsentiert.

Auch die Bildung der Zukunftsentwicklung (Prognosen, hier Projektionen genannt) muss quantitativ erfolgen. Es ist dabei möglich, auch unterschiedliche Projektionen eines Deskriptors anzunehmen, zum Beispiel gibt es Argumente für einen steigenden, ebenso aber für einen fallenden Gaspreis. Allerdings sollte die Anzahl der unterschiedlichen Projektionen pro Deskriptor drei nicht übersteigen, da diese sonst untereinander höchstwahrscheinlich zu ähnlich werden würden.

Die Auswahl der Projektionen bestimmt den Charakter der späteren Szenarien. Im vorliegenden Fall war es explizites Ziel, keine Extremszenarien zu bilden, wie diese vielleicht für Stresstests und ähnliche Anwendungen erforderlich wären. Vielmehr sollte eine realistische Bandbreite der möglichen und wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklungen dargestellt werden. Hieraus folgt, dass auch in den einzelnen Projektionen keine Extrema dargestellt werden sollen, sondern die Bandbreite des realistisch Erwartbaren.

### **Schritt 4: Analyse von Wirkbeziehungen und Konsistenz**

Die einzelnen Projektionen der Deskriptoren stehen zunächst unverbunden nebeneinander. Tatsächlich lassen sich aber mit energiewirtschaftlichem Sachverstand einerseits Beziehungen zwischen den Deskriptoren und andererseits sinnvolle beziehungsweise widersprüchliche Kombinationen von Projektionen erkennen. Hierzu im Einzelnen:

Die **Beziehungen** der Deskriptoren lassen sich daraufhin untersuchen, ob ein Deskriptor einen anderen beeinflusst, und wenn ja, ob er ihn verstärkt oder abschwächt. Eine Zunahme der Bevölkerung würde zum Beispiel den Stromverbrauch beeinflussen, nämlich tendenziell erhöhen. Eine Zunahme der installierten Windenergieanlagen hätte keinen Einfluss auf die Verbrauchshöhe.

---

<sup>2</sup> Die Quantifizierung der Deskriptoren war eine besondere Anforderung in diesem Projekt. Mit der Szenariotechnik an sich können sowohl quantifizierbare als auch qualitativ beschriebene Faktoren verarbeitet werden.

Die Untersuchung der Wirkzusammenhänge zwischen den Deskriptoren lässt eine Unterteilung in Treiber (also solche, die stark auf viele andere wirken) und Getriebene (also diejenigen, auf die viele andere einwirken) zu. Dies veranschaulicht Abbildung 3:

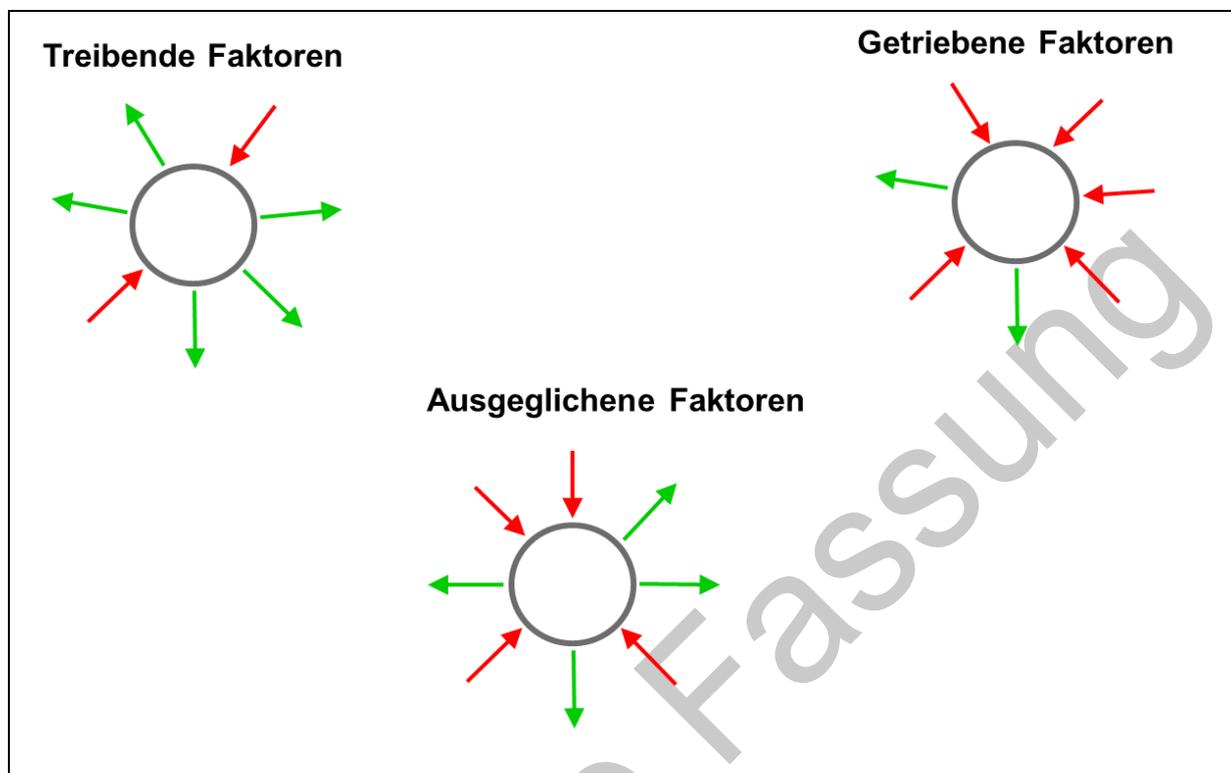


Abbildung 3: Treibende, getriebene und ausgeglichene Deskriptoren (Quelle: Geschka & Partner)

Auch ausgeglichene Wirkungsbilanzen sind möglich. Qualitativ lässt sich aus dieser Analyse ableiten, welche der Deskriptoren besonders wichtig für das Thema sind und welchen daher besondere Sorgfalt in der Beschreibung und Analyse zukommen muss.

Die zweite angesprochene Analyse befasst sich mit der Frage der **Konsistenz** verschiedener Paarungen von Projektionen. Eine stark sinkende Bevölkerungszahl ist zum Beispiel vordergründig konsistent zu einem angenommenen Verbrauchsrückgang, nicht aber mit einer signifikanten Verbrauchssteigerung. Ob diese Konsistenz tatsächlich gegeben ist, muss durch die Bearbeiter aufgrund ihrer Fachkenntnis entschieden werden. Um im obigen Beispiel zu bleiben: Auch bei rückläufiger Bevölkerungszahl kann – etwa bedingt durch Wasserstoffproduktion – eine Verbrauchszunahme plausibel sein. Diese Abwägung ist von Experten zu treffen.

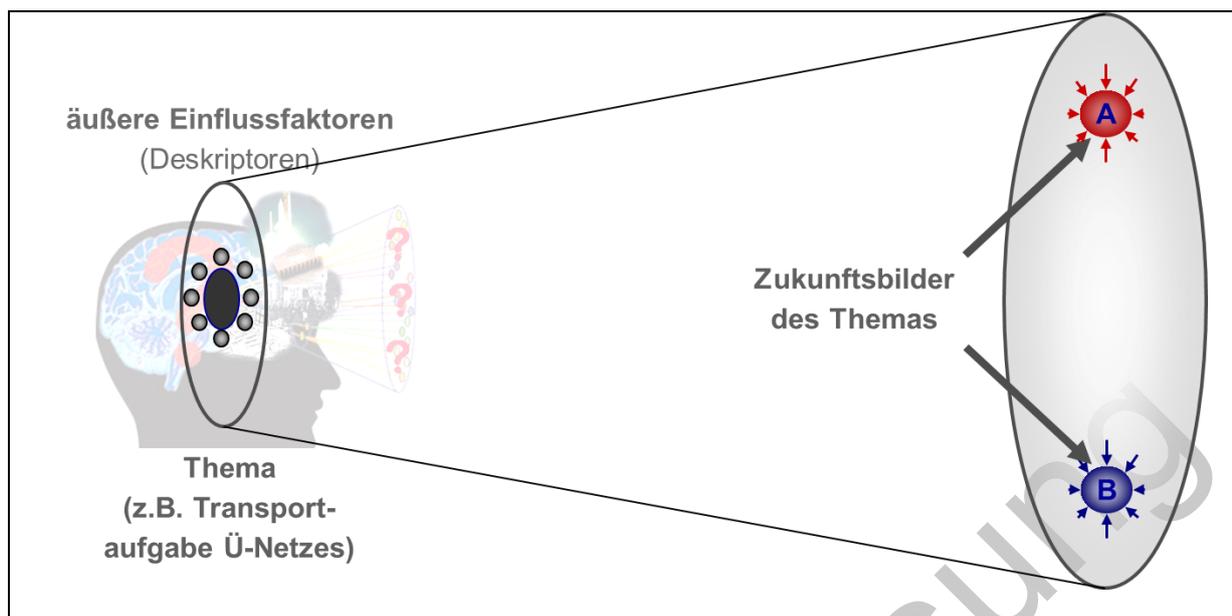


Abbildung 4: Kombinationen aus Projektionen bilden Szenarien (Quelle: in Anlehnung an Geschka & Partner)

Auch diese Analyse wird für jede mögliche Paarung der Deskriptoren und deren Ausprägungen (also Projektionen) durchgeführt. Ergebnis dieser Analyse ist eine Kennung, welche Projektionen der Deskriptoren zu welchen anderen besonders gut passen, also ein konsistentes Bild ergeben.

### **Schritt 5: Verdichtung und Auswahl von Szenarien**

Die Ungewissheit der Zukunft und jedes einzelnen ihrer Bestandteile zeigt sich zunächst in der großen Zahl der durch die Kombination der Einflussgrößen theoretisch möglichen resultierenden Szenarien. Möchte man der Bandbreite der für möglich befundenen Entwicklungen mit der Methode der Kombinatorik näher treten, resultieren zum Beispiel aus zehn beschreibenden Größen (Deskriptoren, wie zum Beispiel Verbrauch, Ausbaupfad Wind et cetera), für die es je zwei Ausprägungen geben würde,  $2^{10} = 1.024$  Kombinationen, also über tausend denkbare Gesamtbilder beziehungsweise Szenarien. Diese Anzahl ist in der Praxis nicht vernünftig handhabbar.

Die Szenariotechnik bietet hierfür eine Lösung: Es ist nicht das Ziel, alle diese theoretisch möglichen Szenarien zu betrachten. Vielmehr muss eine Auswahl Aufgabe erfüllt werden, wobei die Szenarien, die ausgewählt werden, zwei Hauptbedingungen genügen müssen:

1. Sie müssen in sich **möglichst konsistent** sein. In sich inkonsistente Szenarien, die also einzelne Projektionen beinhalten, die nicht zueinander passen, brauchen nicht betrachtet zu werden.
2. Sie müssen ausreichend **verschieden voneinander** sein. Zu ähnliche Szenarien, die sich zum Beispiel in nur einem Parameter (Deskriptor) unterscheiden, werden durch jedes der beiden angemessen repräsentiert, und es reicht aus, eines der beiden Szenarien zu betrachten.

Die Projekterfahrung der GUP zeigt, dass die vorgelagerten Analyseschritte bezüglich der Konsistenz in Verbindung mit einer Betrachtung der Unterschiedlichkeit eine computerunterstützte Auswahl an Szenarien ermöglicht, die konsistentere Ergebnisse erzielt als eine durch Experten frei gewählte Kombinationen der Projektionen. Anders ausgedrückt: Die mithilfe des Computers ausgewählten Szenarien (also Kombinationen von Entwicklungen) sind in der Regel konsistenter als frei zusammengestellte Szenarien. Dennoch können in diesem Schritt – falls es erforderlich erscheint – natürlich händisch ein oder mehrere Szenarien gebildet und hinzugefügt werden.

**Ergebnis dieser fünf Schritte** ist letztlich eine Auswahl von zum Beispiel drei oder vier Szenarien. Dieses Szenarienbündel stellt in dieser Studie den Datensatz der Eingangsparameter für die Marktmodellierungen dar.

Eine besondere Gruppe innerhalb der Deskriptoren bezeichnen wir als **Prämissen**. Eine Prämisse ist prinzipiell ein Deskriptor mit genau einer Projektion, also eine feststehende Annahme bezüglich einer zukünftigen Entwicklung. Die Annahme oder Ablehnung einer Prämisse stellt das gesamte Szenarioergebnis infrage: Wird eine Prämisse infrage gestellt, kann dies dazu führen, dass für sie zwei oder mehr Projektionen untersucht werden müssten. Dies würde im Weiteren zu anderen auszuwählenden Szenarien führen. Somit sind die Prämissen sehr sorgfältig zu wählen.

### 3.1.2 Bedeutung für die Netzausbauplanung

Eine Besonderheit (und auch ein Unterschied zum Vorgehen des NEP) besteht im Umgang mit den ausgewählten Szenarien. Während im NEP für jedes der definierten Szenarien eine Netzausbauplanung durchgeführt wurde, und somit drei Netzplanungen resultierten, wird hier ein anderer Weg eingeschlagen: Die Netzausbauplanung soll so erfolgen, dass das resultierende Netz den Einspeise- und Lastfällen sowie Transiten aller Szenarien zugleich genügt. Es resultiert ein einziges Netz.

Die Unsicherheit der Zukunft lässt sich auch durch Szenariotechnik nicht beseitigen. Es wird stets vorstellbare wenn auch unwahrscheinliche Ereignisse geben, auf die eine Vorbereitung unsinnig wäre, vergleichbar mit der Frage, wogegen es sich zu versichern lohnt. Weiterhin gibt es Möglichkeiten, mit der Unsicherheit der Zukunft umzugehen, die außerhalb der Netzausbauplanung liegen. Aber es gibt eben auch einen Teil der Ungewissheit, der durch einen angemessenen Ausbau des Übertragungsnetzes aufgefangen werden kann. Szenariobildung bedeutet im vorliegenden Anwendungsfall, sich zu fragen, für welchen Teil der Unsicherheiten der Zukunft das Netz gerüstet sein soll.

## 3.2 Anwendung der Szenarientwicklung

Die Entwicklung der Szenarien wurde im Rahmen der Gutachtenerstellung nicht nur beschrieben, sondern auch durchgeführt. Unter der methodischen Anleitung von GUP hat hier-

zu BET gemeinsam mit Agora Inhalte erarbeitet, die dem Begleitkreis vorgestellt und mit den Teilnehmern diskutiert wurden.

Im Folgenden werden die Setzungen und Festlegungen beschrieben, die im Rahmen dieses Prozesses erfolgt sind. Auch in diesem Projektschritt gilt: Die gebildeten Szenarien sollen weder bestehende noch zukünftige Szenarien des NEP ersetzen. Hierzu fehlt ihnen unter anderem die öffentliche Legitimation. Sie sind aber reale und valide Eingangsgröße für die darauf aufbauenden Prozessschritte und ermöglichen damit wiederum deren Validierung und Erprobung.

### **Merkliste**

In diversen Aspekten sind im Rahmen der Gutachtenerstellung Festlegungen getroffen oder Vereinfachungen durchgeführt worden. Dies ist – wie bei jeder anderen vergleichbar komplexen Aufgabe auch – erforderlich, um die Aufgabe lösbar zu machen; beispielsweise sind auch bei der Erarbeitung des NEP etliche Festlegungen und Vereinfachungen getroffen worden.

Da diese Festlegungen und Vereinfachungen aber möglicherweise das Ergebnis stark beeinflussen können, werden die zentralen Festlegungen in einer *Merkliste* geführt, die sich in Kapitel 6 befindet. Ziel ist, zusätzlich zur Erhöhung der Transparenz eine Liste der Punkte zu erhalten, die weitere Analyse und Vertiefung erfordern würden, sollte das hier vorgestellte Verfahren im realen Prozess des NEP angewendet werden.

Die Aspekte, die Eingang in die Merklste finden, sind im Text mit → *Merkliste (Kapitel 6)* markiert.

## **3.2.1 Themeneingrenzung**

Wie in der methodischen Einleitung bereits beschrieben ist das vorliegende Thema auf die Frage einzugrenzen: **Für welche Transportaufgabe müssen wir das Übertragungsnetz der Zukunft ausbauen?**

## **3.2.2 Bestimmung der Prämissen und Deskriptoren**

### **3.2.2.1 Prämissen**

Einige Aspekte wurden zu Beginn der Betrachtung als Randbedingung der weiteren Überlegungen festgelegt. Diese Prämissen werden hier kurz benannt und begründet:

1. Es wird **Erzeugungsmanagement** der Erneuerbaren Energien, also eine Abregelung der EE geben. Ein Ausbau des Netzes bis zur letzten Kilowattstunde wird als nicht zeitgemäß angesehen, weil der Aufwand zur Integration der EE einen abnehmenden Grenznutzen aufweist. Die Quantität der Abregelung ist zu diskutieren, ein Vorschlag wird im Folgenden noch beschrieben. Siehe auch → *Merkliste (Kapitel 6)*

2. Die **Allokation neuer Kraftwerke** erfolgt so, dass Netzausbau tendenziell vermieden wird. Grundsätzlich wird in diesem Projekt der Zubau konventioneller Kraftwerke durch das Marktmodell bestimmt. Zielfunktion des Zubaus der Kapazität ist im Modell die Minimierung der Systemgesamtkosten. Dies betrifft Typ, Quantität und Zeitpunkt des Zubaus, nicht jedoch die Ansiedlung innerhalb von Deutschland. Es ist unstrittig, dass diese Größe relevant für einen resultierenden Netzausbaubedarf ist. Es wurde als sinnvoll erachtet, dass Kraftwerke, die prinzipiell nicht an bestimmte Standortarten gebunden sind, durch einen geeigneten Mechanismus so platziert werden, dass allein daraus kein signifikanter zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

Für Braunkohlekraftwerke ist diese räumliche Flexibilität nicht gegeben, sie werden gegebenenfalls am Ort der Stilllegung von alten Braunkohlekraftwerken angesiedelt. Weitere modellendogene Zubauten, die als GuD<sup>3</sup> oder Gasturbinen ausgeführt werden, werden vorrangig an vorhandenen Stilllegungsorten von Großkraftwerken errichtet, da hier von einer guten vorhandenen elektrischen Netzinfrastruktur ausgegangen werden darf.

Bezüglich dieser Prämisse müssen drei Einschränkungen explizit benannt werden:

- i) Das angewendete Verfahren zur Allokation ist keine Optimierung, sondern ein händisches Verfahren. Die Kraftwerksstandorte wurden nach bestem Wissen so ausgewählt, dass sich die gewünschten Effekte einstellen. Hier besteht Verbesserungspotenzial. → *Merklste (Kapitel 6)*
- ii) Bei der Ansiedlung von Gaskraftwerken ist die Gasversorgungs-Netzinfrastruktur nicht untersucht worden. Im Einzelfall wäre zu prüfen, ob zum Beispiel an einem Kraftwerksstandort in Süddeutschland die Versorgung korrespondierend zur Einsatzweise des Kraftwerkes gewährleistet ist oder werden kann. → *Merklste (Kapitel 6)*
- iii) Derzeit existiert kein solches (zum Beispiel ordnungspolitisches) Verfahren zur Allokation von Kraftwerken. Denkbar ist eine Umsetzung im Rahmen bestimmter Kapazitätsmechanismen oder ein getrennter Anreiz (Bonus-Malus-System). Dies auszugestalten ist nicht Inhalt dieses Gutachtens.

3. Es ist sichergestellt, dass **ausreichend Kapazität** (installierte Leistung konventioneller Kraftwerke) angereizt wird. Deutschland wird auch in Zukunft leistungsautark sein, in Stunden von Stromknappheit also nicht auf die Lieferung aus dem Ausland angewiesen sein. Diese Prämisse ist nicht das anzustrebende Optimum, da eine gemeinsame europäische Versorgungssicherheitsgewährleistung effizienter wäre als ein nationaler Alleingang. Dennoch ist vor dem Hintergrund der europapolitischen Lage nicht davon auszugehen, dass eine deutsche Bundesregierung in mittlerer Frist diese Anforderung fallen ließe. Implizit ist diese Prämisse gleichbedeutend mit der Annahme eines Kapazitätsmechanismus gleich welcher Art oder eines ähnlich wirkenden Eingriffs.

---

<sup>3</sup> GuD: Gas-und-Dampf-Kraftwerk, kombinierter Kraftwerksprozess mit Gasturbine und Dampfkreislauf

4. Der **Ausbau der Verteilnetze** wird als gegeben angenommen. Es findet also keine Kappung der EE-Einspeisung auf unterlagerter Netzebene statt. Tatsächlich ist fraglich, ob diese These in der Realität eintreten wird, denn auch im Verteilnetz ist der Ausbau der Infrastruktur für einzelne Lastspitzen nicht das effiziente Vorgehen, doch für die hier untersuchte Fragestellung ist die Kappung der Einspeisespitzen am Umspannwerk (wie unter Prämisse 1 angesprochen) geeignet, auch reale Kappungen in unterlagerten Ebenen zu repräsentieren. Vereinfacht gesagt: Für das Übertragungsnetz ist es gleich, ob das Verteilnetz oder ein zentrales Einspeisemanagement dazu führt, dass am Umspannwerk weniger Spitzen eingespeist werden. → *Merkliste (Kapitel 6)*.

5. Der Bedarf an **rotierender Reserve** wird in Zukunft sinken. Dem Marktmodell wird daher nicht vorgegeben, an bestimmten Orten Kraftwerke zur Stützung des Netzes am Netz zu halten. In der Realität wird zum einen ein Sockel von EE-Anlagen, KWK-Anlagen und verteilten Kleinerzeugern eine netzstabilisierende Wirkung entfalten und zum anderen werden die Möglichkeiten der Leistungselektronik (in Wechselrichtern und DC-Leitungen) ebenfalls einen Teil dieser Aufgabe übernehmen. Dies wird auch bei steigender Anforderung an die Flexibilität des Systems den Gesamtbedarf an rotierender Reserve reduzieren. Der tatsächliche zukünftige Bedarf an rotierender Reserve sollte weiterhin kontinuierlich beobachtet und eingehender untersucht werden. → *Merkliste (Kapitel 6)*.

### 3.2.2.2 Deskriptoren

Deskriptoren sind Parameter, die das Thema beeinflussen. Ziel ist hierbei nicht primär die Vollständigkeit, sondern die sachgerechte Auswahl von relevanten Deskriptoren, die das Thema aber dennoch breit abdecken sollen. Abbildung 5 gibt eine zusammenfassende Darstellung:

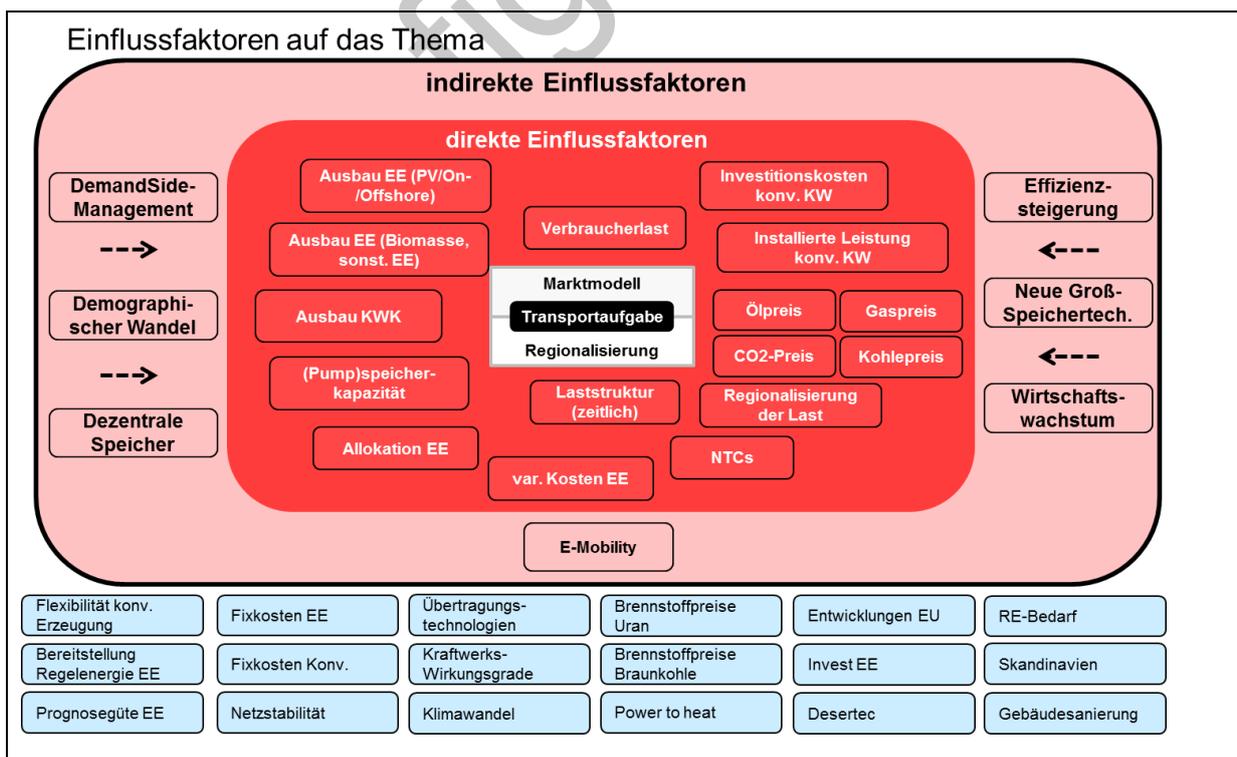


Abbildung 5: Übersicht Deskriptoren

Die Darstellung zeigt farblich die Relevanz der Deskriptoren an. Im Kern der Betrachtung steht die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes. Diese wird von Marktmodell und Regionalisierung der Eingangsdaten quantitativ beschrieben.

Auf rotem Hintergrund sind die Größen aufgelistet, die einen direkten Einfluss auf Marktmodell oder Regionalisierung und damit auf die Transportaufgaben-Quantifizierung ausüben. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

Auf rötlichem Hintergrund, in der Umgebung der direkten Deskriptoren, werden die indirekten Einflussgrößen aufgezeigt. Diese beeinflussen vermittelt eines direkten Deskriptors ebenfalls das Thema, haben aber keine direkte Auswirkung.

Weitere Aspekte, Stichworte und Themen wurden im Bearbeitungsverlauf genannt, geprüft und als nachrangig relevant eingestuft. Diese sind im unteren Bereich der Darstellung in blauen Kästen zu sehen. Es ist möglich, dass sich im Zeitverlauf diese Einschätzung wandelt und heute nachrangige Faktoren an Relevanz gewinnen.

### 3.2.3 Direkte Deskriptoren und deren Projektionen

Eine Übersicht über die Zahlenwerte der Deskriptoren befindet sich im Anhang dieser Studie.

#### **Ausbaupfad Windkraft und Photovoltaik**

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt eine der zentralen Herausforderungen für die Aufgabe des Transportnetzes dar. Daher ist die Frage nach dem Umfang des Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie – den beiden hauptsächlichen Treibern des Netzausbaus – von großer Bedeutung. Im vorliegenden Projekt wurden die Annahmen zu den installierten Leistungen von Wind- und Sonnenenergie aus einer von Agora beauftragten Studie<sup>4</sup> verwendet, die sich mit dem Vergleich unterschiedlicher Allokationsstrategien innerhalb von Deutschland beschäftigt, um eine möglichst große Vergleichbarkeit zwischen den Studien herzustellen. Der Deskriptor hat zwei Projektionen, entsprechend den Szenarien *Verbrauchsnahe Erzeugung*, das eine stärkere Betonung der Photovoltaik vorsieht, und *Optimale Standorte*, bei dem weniger Photovoltaik, dafür mehr Offshore-Windenergie zum Tragen kommt.

#### **Allokation Windkraft und Photovoltaik**

Bei der räumlichen Ansiedlung der Windkraft und Photovoltaik wurden ebenfalls die Eingangsdaten der genannten Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland* zugrunde gelegt. Der Deskriptor hat zwei Projektionen, entsprechend den Studien-Szenarien *Verbrauchsnahe Erzeugung* und *Optimale Standorte*. In dieser Studie wurde eine Verteilung der installierten Leistungen auf Bundesländerebene vorgenommen. Die räumlich feinere Aufteilung der Erzeugung auf die Ebene der Knoten (Standorte) des

---

<sup>4</sup> Consentec, Fraunhofer IWES: (2013) *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin

Höchstspannungsnetzes wurde analog der Daten des NEP 2012 durch BET vorgenommen.

### **Ausbau andere EE**

Im Vergleich zu Wind- und Sonnenenergie ist die Bedeutung anderer EE geringer. Die Annahmen wurden von BET im Rahmen einer Schätzung, basierend auf dem genehmigten Szenariorahmen des NEP 2012 sowie der Angaben der BMU Leitstudie, festgelegt. Es existiert daher nur eine Projektion.

### **Variable Kosten der EE**

Dieser Deskriptor hat Einfluss auf den Netzausbau, da er den Einsatz der Erneuerbaren bestimmt. Wären hohe variable Kosten angesetzt, etwa für laufzeitabhängige Wartungskosten, stünden die EE in Konkurrenz mit thermischen Kraftwerken. Vorliegend sind ausschließlich für Offshore-Windkraft variable Kosten angenommen, die übrigen EE speisen mit Grenzkosten null, also kostenlos ein. Die Auswirkung des Parameters ist eher als schwach einzustufen, da auch bei der Annahme von geringen (realistischen) variablen Kosten der EE deren Platz in der *Merit Order* nicht geändert würde. Es gibt nur eine Projektion.

### **Ausbau KWK**

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist ein Teilaspekt der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für den Strom- und Wärmemarkt. Vorliegend wurde angenommen, dass diese Ziele erreicht werden, mittelfristig also mindestens 25 Prozent des Nettostromverbrauchs<sup>5</sup> aus KWK gedeckt werden. Diese Strommenge kann aus drei Quellen gedeckt werden, nämlich

- i) der Biomasseverstromung,
- ii) der industriellen und Klein-KWK (wie auch Mikro-KWK) und
- iii) durch Auskopplung aus Großkraftwerken.

Der Deskriptor hat eine Projektion.

### **Zentrale Speicher / Pumpspeicherkapazitäten**

Speicher gelten als wesentlicher Faktor der Energiewende, da sie in mancher Ausprägung geeignet sind, den fluktuierenden Charakter der EE auszugleichen. Es ist zu unterscheiden zwischen einerseits dezentralen Speichern, wie Batteriespeichern an PV-Anlagen, elektrisch betriebenen Wärmespeichern (*Power to heat*) in Privathaushalten, Elektromobilität, und andererseits zentralen, größeren Speichereinheiten wie Pumpspeichern. Die erstgenannten dezentralen Kleinspeicher beeinflussen die Struktur der Last am Umspannwerk, sie werden daher als indirekter Deskriptor geführt und im Abschnitt zeitliche Struktur der Verbraucherlast berücksichtigt.

Der hier betrachtete Deskriptor beschreibt größere, zentrale Speicher wie Pumpspeicher und hat zwei Projektionen. Bei den Pumpspeichern besteht derzeit kein wirtschaftlicher Anreiz, die wirtschaftliche Lage ist schwierig, da durch den *Merit-Order*-Effekt der Erneuerbaren Energien der Strompreis sinkt und der Verfall typischer *Peak-Offpeak*-Strukturen das bishe-

---

<sup>5</sup> Die Bezugsgröße ist hier die sinkende Annahme zum Nettostromverbrauch, da auch dies der Zielerreichung entspricht.

rige Wirtschafts- und Vermarktungskonzept sprengen. Auch der Regelenenergiemarkt ist derzeit keine auskömmliche Einnahmequelle. Eine Projektion geht daher von einem nur sehr geringen Anwachsen der Pumpspeicherkapazitäten aus.

Da andererseits eine Zunahme der Volatilität und der *Spreads* (in bestimmten Marktumgebungen) ebenso vorstellbar ist wie eine gezielte Förderung der Speicher, wurde eine zweite Projektion entwickelt. Diese geht von einem stärkeren Ausbau der Speicher aus. Die Quantifizierung und Lokalisierung dieses Zubaus orientieren sich an den Projekten der Mittelgebirgs-Pumpspeicher, weil hierfür belastbare Daten vorliegen.

Ungeachtet dieser Annahme können zukünftig auch alternative Technologien wie *Power to Gas* oder andere einen Teil der Leistungsbereitstellung dieser Projektion übernehmen, wenn sich deren Reife und Wirtschaftlichkeit verbessert.

### Höhe der Verbrauchslast

Die Höhe der Verbrauchslast ist maßgeblich mitbestimmend für die Menge der zu transportierenden Energie. Als Basis der Betrachtung dienen die Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen<sup>6</sup> (AGEB), die den Nettostromverbrauch mit circa 527 Terawattstunden<sup>7</sup> beziffert. Hinzu kommt gemäß AGEB ein Aufschlag für statistisch nicht erfasste Strommengen und Netzverluste.

Der Deskriptor hat zwei Projektionen: Eine als möglich eingeschätzte Zukunftsprojektion geht von der Erreichung der Ziele der Bundesregierung, also von einem Rückgang des Energieverbrauchs aus. Treiber hierfür sind vor allem Effizienzgewinne und Stromeinsparmaßnahmen. Eine zweite Projektion bildet, begründet durch eine Kompensation der senkenden Effekte durch zum Beispiel Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen, höhere Elektrifizierung der Haushalte et cetera, ein Gleichbleiben des Verbrauchs ab.

### Regionale Verteilung des Verbrauchs

Auf Basis der NEP-Daten, die BET durch die BNetzA zur Verfügung gestellt wurden, konnte der Verbrauch regional auf die Standorte (letztlich also Umspannwerke) des Höchstspannungsnetzes aufgeteilt werden.

Dieser Verteilungsschlüssel ist die einzige Projektion des Deskriptors.

Eine abweichende Verteilung dürfte nach Einschätzung der Gutachter einen ähnlich signifikanten Einfluss auf die Netzausbauplanung haben wie die Ansiedlung der Erzeugung. Aber es ist auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten nicht möglich, einen belastbaren alternativen Verteilungsschlüssel in der erforderlichen regionalen Differenziertheit zu bilden. Deshalb wird nur eine Projektion verwendet.

Vor dem Hintergrund, dass indirekte Deskriptoren (zum Beispiel der demografische Wandel, besonders die regionale Veränderung der Bevölkerung) sicher einen Einfluss auf diesen Deskriptor haben werden, wird das Thema auf der → *Merklisse (Kapitel 6)* vermerkt.

### Zeitliche Struktur der Verbraucherlast

Für die zeitliche Struktur der Verbrauchslast, also die Verteilung auf die Stunden des Tages und des Jahres, gilt Ähnliches wie für deren regionale Verteilung (vorheriger Abschnitt). Die

---

<sup>6</sup> AGEB e.V. (2013): *Energieverbrauch in Deutschland im Jahre 2012*, Berlin

<sup>7</sup> Zu diesem Wert müssen Netzverluste addiert werden.

tatsächlichen Laststrukturen an den Umspannwerken sind öffentlich nicht bekannt. Allerdings liegen die Daten in diesem Projekt im Rahmen der von der BNetzA zur Verfügung gestellten Daten vor.

Für den Deskriptor wurden zwei Projektionen angenommen: In der ersten wurde die Laststruktur unverändert übernommen. In einer zweiten wurde die Laststruktur modifiziert: Vor dem Hintergrund eines geänderten Verbrauchsverhaltens, dezentraler Speicher, *Demand Side Management* (DSM) und der Elektromobilität kann angenommen werden, dass Lastspitzen in Zukunft abgeschnitten und die dort nicht bezogene elektrische Arbeit in lastschwächeren Zeiten bezogen werden wird. Schon heute werden bei Industriekunden Maßnahmen zur Senkung der Lastspitzen ergriffen, wenn auch vor dem Hintergrund der Netzentgelteinsparung. Die Quantifizierung dieses qualitativ relativ unstrittigen Effektes ist allerdings unsicher. Der Aspekt wird auf der → *Merklisse (Kapitel 6)* vermerkt.

### **Investitionskosten der konventionellen Kraftwerke**

Der Kraftwerkspark der Zukunft wird nicht exogen vorgegeben, sondern durch das Marktmodell (also endogen) bestimmt. Hierbei baut das Modell Erzeugungskapazitäten zu, wenn diese entweder zur Deckung der Last benötigt werden oder zur Bereitstellung der erforderlichen Leistung beitragen müssen. Als Kriterium, welche Kraftwerkstechnologie zuzubauen ist, dienen dem Modell einerseits die kurzfristigen Grenzkosten (bestimmt vor allem durch Brennstoffpreis und Wirkungsgrad), andererseits die Investitionskosten. Das Modell wählt auf dieser Basis die insgesamt kostenoptimale Lösung aus. Da im vorliegenden Projekt die Strompreise in ihrer Höhe nicht Betrachtungsgegenstand sind, spielt vor allem die Relation der Investitionskosten zueinander eine Rolle, ihre absolute Höhe nicht.

Für den Deskriptor wurde aufgrund dieser eher geringen Relevanz genau eine Projektion gewählt, die den BET Standardannahmen, nämlich einer realen Konstanz der Investitionskosten über den Betrachtungsraum, entspricht.

### **Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke**

Wie erläutert findet der langfristige Kraftwerkszubau modellendogen statt. Eine Festlegung der installierten Kraftwerksleistung ist daher nicht notwendig. Anlagen im Bau werden zu Beginn des Planungszeitraumes modellexogen entsprechend der geplanten Termine für die Aufnahme des kommerziellen Betriebes zusätzlich berücksichtigt.

### **Ölpreis**

Der Ölpreis bestimmt zusammen mit den nachfolgend beschriebenen Preisen die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerksparte. Er ist damit vorrangig Deskriptor für den Strompreis, der durch das Modell ermittelt wird. Bezüglich der Netzausbaufolge ist er aber auch, wenn auch weniger stark, wirksam, da er die Reihenfolge der Erzeugungseinheiten in der *Merit Order* determiniert. Die Annahmen zu Brennstoffpreisen folgen, um die Konsistenz zu erhöhen, im Normalfall dem Szenario *New Policies* des World Energy Outlook 2012.

Der Deskriptor hat folglich genau eine Projektion.

### **Gaspreis**

Für den Gaspreis gelten im Grunde dieselben Aussagen wie für den Ölpreis. Darüber hinaus wurde aber als eine mögliche weitere Entwicklung ein sinkender Gaspreis diskutiert. Ursache hierfür könnten neue Förderverfahren beziehungsweise Vorkommen sowie der Rückgang

der Verbrauchsmengen im Kraftwerkssektor sein. Als Repräsentant einer solchen Entwicklung wurde die Gaspreisentwicklung aus dem WEO-Szenario *450 ppm* angesetzt.

Der Deskriptor hat damit zwei Projektionen.

### **Kohlepreis**

Für den Kohlepreis gelten qualitativ dieselben Überlegungen wie für den Ölpreis. Der Deskriptor hat ebenfalls nur eine Projektion.

### **CO<sub>2</sub>-Preis**

Vergleichbar mit dem Gaspreis können auch für den CO<sub>2</sub>-Preis sehr unterschiedliche Entwicklungen begründet werden. Neben dem eher moderaten Anstieg im Basisfall (WEO *New Policies*) wurde daher ein stark ansteigender CO<sub>2</sub>-Preis als Deskriptor aufgenommen. Er entstammt wiederum dem WEO-*450-ppm*-Szenario. Für Deutschland beziehungsweise Europa lässt sich dieser steigende Preis energiewirtschaftlich durch die Notwendigkeit begründen, dass die Einsparungen, die zur Einhaltung des CO<sub>2</sub>-Cap notwendig sind, ganz überwiegend im Bereich der Energieerzeugung durch Kraftwerke erfolgen müssten. Modellrechnungen zeigen, dass eine harte Begrenzung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der europäischen Kraftwerke zu einer drastischen Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises führen würde, da die Grenzvermeidungskosten im Erzeugungssektor mittelfristig preissetzend würden. Diese modellgestützten CO<sub>2</sub>-Preisverläufe entsprechen recht gut den Annahmen des WEO-*450-ppm*-Szenario, weshalb hierauf referenziert wurde.

Der Deskriptor hat damit zwei Projektionen.

### **Ausbau der Grenzkuppelstellen (NTC<sup>8</sup>)**

Der Austausch mit dem Ausland ist eine direkte Einflussgröße auf die Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes. Da außerdem die Koppelung der Energiemärkte explizites politisches Ziel ist, ist mit einem weiteren Ausbau der Grenzkuppelstellen zu rechnen. Als Basisannahme für die Kuppelkapazitäten dient der *10 Year Network Development Plan* (10YNDP) der ENTSO-E. Einschränkend muss allerdings berücksichtigt werden, dass bedingt durch Leistungszurückhaltung aufgrund langfristig gebuchter Kapazitäten oder Netzengpässe im vor- oder nachgelagerten Netz niemals die volle thermische Kapazität der Grenzkuppelleitung auch dem Markt zur Verfügung steht. Daher wurde auf Basis der veröffentlichten NTC-Werte sowie der Annahmen des NEP 2013 eine Schätzung der Steigerung der marktlich nutzbaren Kuppelkapazitäten auf Basis des 10YNDP vorgenommen.

Der Deskriptor hat eine Projektion.

## **3.2.4 Konsistenzmatrix**

Die beschriebenen direkten Deskriptoren haben in sieben Fällen zwei Projektionen. Durch die Bildung aller möglichen Kombinationen aus den Deskriptoren würden  $2^7 = 128$  Szenarien

---

<sup>8</sup> NTC: *Net Transfer Capacities*, veröffentlicht durch ENTSO-E unter [www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/](http://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/)

entstehen. Diese Anzahl ist nicht handhabbar, daher muss eine sachgerechte Auswahl getroffen werden, die dennoch repräsentativ ist.

Als ein taugliches Kriterium hat sich die Konsistenz der Szenarien erwiesen. Um diese zu messen, wird durch einen Kreis von Experten für jeweils zwei Deskriptoren des Szenarios eingeschätzt, ob diese Kombination der Projektionen passend oder eher unpassend ist. Dies stellt Abbildung 6 an einem fiktiven Beispiel dar. (Die dargestellten Parameter kommen in diesem Projekt nicht vor!)

		5. Wirtschaftliche Leistungsfähigkeit	
		a. Neues Wachstum	b. Abstieg, Stagnation
1. Einstellung zu neuen Technologien	a. Technikfreundlich	passt ins gleiche Klima +1	passt nicht so recht -1
	b. Technikfeindlich	widersprüchlich -2	stark unterstützend +3

+3: gehört zwingend zusammen; bedingt sich gegenseitig  
+2: unterstützt sich gegenseitig  
+1: passt ins gleiche fördernde Klima  
0: kein Zusammenhang (beziehungslos)  
-1: passt schlecht zusammen  
-2: widersprüchlich  
-3: schließt sich zwingend gegenseitig aus

Abbildung 6: Prinzip der Konsistenzschatzung (nach Geschka & Partner)

Die Einschätzung einer Paarung der Projektionen zweier Deskriptoren fällt deutlich leichter als die Einschätzung der Konsistenz eines gesamten Szenarios. Diesen Umstand macht sich die Konsistenzmatrix zunutze und ermöglicht so, dass die partiellen Einschätzungen der Experten zu einer Gesamtaussage bezüglich des Szenarios verdichtet werden können.

Ein weiteres Kriterium ist die Unterschiedlichkeit der Szenarien: Es ist wenig sinnvoll, viele fast identische Szenarien zu betrachten, zugleich ist es intuitiv, dass ein Szenario A, das zu einem sehr konsistenten Szenario B fast identisch ist, ebenfalls hoch konsistent ist. Dies führt dazu, dass diese beiden Kriterien (Konsistenz und Unterschiedlichkeit) sich gut ergänzen.

Ein dritter Schritt bleibt wichtig und zentral: Die methodisch ausgewählten Szenarien müssen durch Experten beurteilt und nötigenfalls geändert werden, denn der Sachverstand kann und soll durch die Methode nicht ersetzt, sondern unterstützt werden.

Abbildung 7 zeigt die Sieblinie der Szenarienauswahl, wie sie auch in diesem Projekt durchlaufen wurde:

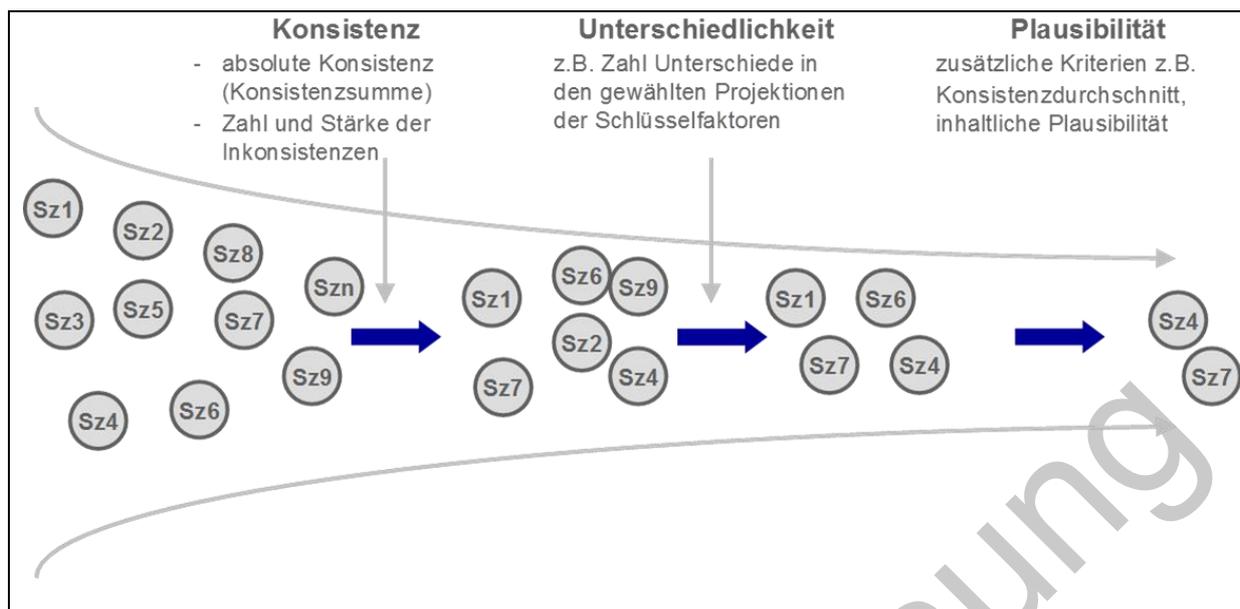


Abbildung 7: Prozess der Szenarienauswahl (nach Geschka & Partner)

### 3.2.5 Zusammenfassende Beschreibung der Szenarien

Im Ergebnis des beschriebenen Prozesses wurden vier Szenarien ausgewählt, die konsistent, unterschiedlich und intuitiv verständlich waren. Diese können wie folgt charakterisiert werden:

Das **Szenario A** beschreibt eine künftige Energieversorgung, die sich verstärkt an dezentralen Strukturen orientiert. Dies drückt sich sowohl in der Ansiedlung neuer Wind- und Solarkraftwerke als auch im Verlauf des Lastprofils aus. Die Erneuerbare-Energien-Anlagen werden nah am vorhandenen Verbrauch allokiert. Die jeweilige Lastkurve an den Umspannwerken, den Schnittstellen von Verteilnetz zu Übertragungsnetz, wird durch intelligente Lastverschiebung und dezentrale Speichereffekte in den unterlagerten Netzen (Verteilnetz) abgeflacht. Sowohl Last- als auch Erzeugungsspitzen werden beispielsweise durch die Rückspeisung aus Photovoltaikanlagen bereits lokal gemildert. Ein starker Ausbau der zentralen Großspeicher findet folgerichtig in diesem Szenario nicht statt. Allerdings werden auch die Effizienzziele der Bundesregierung nicht erreicht. Dies alles findet statt vor dem Hintergrund nur moderat steigender Brennstoff- und damit konventioneller Erzeugungskosten. Daraus folgen eher niedrigere Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung.

In **Szenario B** wird die Ansiedlung der Erneuerbaren Energien stärker von dem Gedanken geleitet, das Dargebot optimal auszunutzen, um aus den Anlagen höchste Erträge zu erwirtschaften. Folglich werden die Windkraftanlagen an den besten Standorten an der Küste von Nord- und Ostsee gebaut und Solaranlagen vornehmlich im Süden der Bundesrepublik errichtet. Dies wird flankiert von einem Ausbau der Großspeicher, das sind zunächst die Pumpwasserspeicher und später gegebenenfalls auch andere Technologien. Ein in diesem Szenario steigender Brennstoff- und stärker steigender CO<sub>2</sub>-Preis führt zu höheren Stromkosten. Dadurch werden die Effizienzziele der Bundesregierung erreicht, in der Folge sinkt

die Last insgesamt, das Lastprofil verändert sich mangels dezentraler Speicher und Lastmanagement jedoch zeitlich nicht.

Auch in **Szenario C** werden die Erneuerbare-Energien-Anlagen, wie in Szenario B, an die besten Standorte gebaut. Im Gegensatz zu Szenario B findet eine Flankierung durch Speicher jedoch im Wesentlichen nicht statt. Es werden wenig zentrale Großspeicher gebaut, dezentrale Speicher werden nicht zugebaut. Die Verbraucherlast zeigt in Summe keinen Rückgang durch Effizienzgewinne und aufgrund der fehlenden dezentralen Speicher kann das Lastprofil nicht zeitlich optimiert werden. Sinkende Gaspreise und nur moderat ansteigende CO<sub>2</sub>-Preise sorgen für recht niedrige Erzeugungskosten für Strom.

Das **Szenario D** ähnelt in seinem dezentralen, also verbrauchsnahe Aufbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Verteilung der Speicher dem Szenario A. Im Gegensatz zu Szenario A zeigt es jedoch hohe Brennstoffpreise und einen stark ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preis. Dadurch kommt es zu recht hohen Erzeugungskosten. Der Anreiz auf Effizienzgewinne führt zu insgesamt sinkender Verbraucherlast, die Effizienzziele werden erreicht. Die dezentral verfügbaren Speicher und intelligente Laststeuerung verlagern die Spitzen zeitlich und entlasten damit die Transportnetze.

Die folgenden Abbildungen geben einen schematischen Überblick über die ausgewählten Projektionen der Deskriptoren je Szenario.

Das Ergebnis des ersten Arbeitsschrittes liegt damit vor.

Vorläufige Fassung

Nr.	Deskriptor	Projektion	A	B	C	D
1	Allokation EE	a: Ansiedlung an besten Standorten		●	●	
		b: Verbrauchernahe Ansiedlung	●			●
2	Verbraucherlast	a: Konstant	●		●	
		b: Gesunken (Einsparziele Bundesregierung)		●		●
3	Laststruktur (zeitlich)	a: Keine Veränderung		●	●	
		b: Veränderung der Struktur	●			●
6	Ausbau EE (Leistung)	a: Fokus auf Wind Onshore, Anteil Wind Offshore steigt zu Lasten von PV		●	●	
		b: Fokus auf Wind Onshore, Anteil PV steigt zu Lasten von Wind Offshore	●			●
9	Zentrale Großspeicher-Kapazitäten	a: Moderat gestiegen	●		●	●
		b: Speicher-Boom		●		
12	Brennstoffpreis Gas	a: Leicht gestiegen		●		●
		b: Leicht gesunken	●		●	
14	CO <sub>2</sub> -Preis	a: Moderat gestiegen	●		●	
		b: Stark gestiegen		●		●

Abbildung 8: Übersicht Szenario A, B, C und D

## 4 Arbeitsbereich B: Marktmodellierung

Die Marktmodellierung bildet das Bindeglied zwischen den definierten Szenarien und der Netzberechnung, denn sie ermittelt, welche Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Netzknoten stattfinden, und damit, welche Energiemenge das Netz zu transportieren hat. Im Folgenden wird beschrieben, wie die Marktmodellierung aufgebaut ist, welche Datenaufbereitungen für ihre Parametrisierung notwendig sind und welche Ergebnisse resultieren.

### 4.1 Skizze der Marktmodellierung

#### Übersicht

BET verfügt über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes, das *EuroMod*, von dem unterschiedliche Abwandlungen je nach Aufgabenstellung zum Einsatz kommen. Das *EuroMod* ist zweistufig aufgebaut. Eine erste Stufe bestimmt simultan über den Betrachtungszeitraum die Entwicklung des Kraftwerksparks (Investitionen und Desinvestitionen) und ermittelt parallel vereinfacht den

*Dispatch*. Eine zweite Stufe geht auf dieser Basis – also dem berechneten Kraftwerkspark – in jährlichen Schritten vor und bestimmt den *Dispatch* dabei detaillierter.

Ergänzend pflegt BET umfangreiche Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen. Dies sind Grundvoraussetzungen, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf die Stromerzeugung adäquat quantifizieren zu können.

Das Elektrizitätsmarktmodell bildet also sowohl den Einsatz der Kraftwerke (unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Randbedingungen) als auch Investitionsentscheidungen von Unternehmen in Neu- und Ersatzanlagen ab. Es wird unterstellt, dass die Einsatz- und die Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter Kostenaspekten durch die Unternehmen getätigt werden. Mit einem volkswirtschaftlichen Ansatz verfolgt das Modell hierbei das Ziel einer in Summe kostenoptimalen Deckung des Bedarfs. Das Modell umfasst als Kernregionen Deutschland, die Niederlande, Belgien, Frankreich, die Schweiz, Österreich, Großbritannien und Italien. Die Erzeugung in diesen Regionen und der Austausch zwischen ihnen werden modellendogen abgebildet. Die an diese Regionen angrenzenden Länder werden als Satellitenregionen modelliert, das heißt, Stromimporte und -exporte aus beziehungsweise in diese Länder werden über aggregierte, zeitlich variable Angebots- und Nachfragelastgänge berücksichtigt.

Neben einer optimierenden Berechnung der Stromgrenzkosten, die im vorliegenden Anwendungsfall nachrangig sind, können mittels dieses Modells zu diversen Kernbereichen Quantifizierungen der (fundamentalen) Auswirkungen von Veränderungen der Preise, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen sowie Variationen anderer Randbedingungen erfolgen. Hier besonders von Interesse sind die Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung nach Brennstoffen/Technologien für die Modellregionen sowie die stündliche Einsatzweise der Erzeugungsoptionen (*Dispatch*).

## Simultanes Invest- und Dispatchmodell (Stufe 1)

Beim BET-Strommarktmodell wird davon ausgegangen, dass für die nähere Zukunft ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubauten und -stilllegungen exogen vorgegeben werden, das heißt außerhalb des Modells bestimmt werden (auf der Grundlage bekannter Unternehmensentscheidungen). Darüber hinaus baut das Modell für die nähere und auch die fernere Zukunft in vorgegebenen Grenzen Kraftwerke eigenständig (endogen) zu. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung des Bedarfs) determiniert.

Bei allen Entscheidungen wird der kostenminimale Kraftwerkseinsatz bestimmt. Das heißt, die Bedarfsdeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke, was implizit die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung unterstellt. Bei vollkommenem Wettbewerb wollen Kraftwerksbetreiber erzeugen, wenn die variablen Kosten (kurzfristige Grenzkosten) ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. In vereinfachter Form wird dies durch das sogenannte *Merit-Order-Modell* abgebildet.

In jedem betrachteten Zeitschritt werden die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke entsprechend der Reihenfolge ihrer variablen Kosten zur Deckung der jeweiligen Last herangezogen. 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 (zum Beispiel Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, Importe aus anderen Regionen sowie Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die sonstigen variablen Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad determiniert.

Um den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet. Ist ausreichend Transportkapazität für den Stromaustausch zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar, kommt es zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden.

Im Unterschied dazu ist ebenfalls eine Situation möglich, in der die beiden Teilmärkte aufgrund von unzureichenden Stromaustauschmöglichkeiten nicht integriert sind. Zwar kommt es dann zu einem Stromaustausch von Region zu Region. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt.

Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Übertragungskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt. Deren Höhe wurde – wie beschrieben – auf Basis des 10 Year Net Development Plan<sup>9</sup> der ENTSO-E und der veröffentlichten NTC-Werte abgeschätzt.

Dynamische Effekte, wie zum Beispiel der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, die beim einfachen *Merit-Order*-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in einem realitätsnahen Modell berücksichtigt werden. Daher werden diese modellendogen bestimmt. Das heißt, diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt.

### **Jährliches Dispatchmodell (Stufe 2)**

Für die hier vorliegende Aufgabenstellung – Planung des Netzausbaus – ist es erforderlich, den konkreten Kraftwerkseinsatz detaillierter zu modellieren, als dies im zuvor beschriebenen Invest- und Dispatchmodell möglich ist. Hierzu wird der im ersten Modellschritt ermittelte Kraftwerkspark übernommen und fixiert. Das Modell wird dadurch von der Aufgabe optimaler Zubauentscheidungen entbunden. Dies ermöglicht, die Jahre einzeln und nicht mehr simultan zu betrachten. Hierdurch frei werdende Rechenkapazitäten können genutzt werden, um Aspekte, die für den Zubau nachrangig waren, feiner zu modellieren.

Der Einsatz der Kraftwerke berücksichtigt weitere Aspekte, wie zum Beispiel Startkosten. Ein nachträglicher Eingriff in die Zusammensetzung des Kraftwerksparks findet nicht statt, da dieser nur bei simultaner Optimierung des Gesamtzeitraumes zu optimieren ist.

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 zum Beispiel 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 Zeitreihe übersetzt, die dem BET-Modell als Eingangsgröße dient. Durch diese hohe zeitliche Auflösung von 8.760 Stunden pro Jahr ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der residualen Last adäquat abgebildet werden.

---

<sup>9</sup> veröffentlicht durch ENTSO-E unter [www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/](http://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/)

## Knotenscharfes Modell *NodeMod*

Das verwendete Modell *BET NodeMod* ist eine Abwandlung dieses zweistufigen *BET Euro-Mod*. In diesem Modell sind die Kraftwerke Deutschlands (konventionell, Speicher und EE) zu Klassen aggregiert den Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet. Beaufschlagt mit den Daten aus vorhergehenden Arbeitsschritten liefert dieses Modell nun den optimierten Ausbaupfad der konventionellen Erzeugung sowie den *Dispatch*, also die Einsatzweise der Erzeugung an den einzelnen Knoten des Übertragungsnetzes. Damit ist der tatsächliche Belastungsfall für das Netz in jedem der Szenarien in einer zeitlichen Auflösung von 8.760 Stunden pro Jahr ermittelt.

Ergebnis der Modellrechnungen ist ein Datensatz, der für jedes der Szenarien die Belastung des Netzes bestimmt.

## 4.2 Aufbereitung der Daten

Wie in Kapitel 3 ausgeführt sind im Rahmen der Szenariendefinition Festlegungen zu den Einflussgrößen für die Marktmodellierung getroffen worden. Diese sind allerdings oftmals noch nicht differenziert genug, um direkt als Input für den Modelllauf verwendet werden zu können, sondern müssen noch verfeinert werden. Diese Verfeinerungs- oder Aufbereitungsschritte stellen eine Einflussgröße auf die Modellergebnisse dar, die der Öffentlichkeit oft verborgen bleibt. Im Folgenden werden die wesentlichen vorgenommenen Aufbereitungsschritte dargestellt und erläutert.

### 4.2.1 Profile der Erneuerbaren Energien

In diesem Projekt wurden als Basis die Einspeiseprofile der Erneuerbaren Energien Onshore- und Offshore-Windkraft und Photovoltaik verwendet, die auch im NEP zur Anwendung kamen. Diese sind differenziert nach den 18 Netzregionen. Das Einspeiseprofil übersetzt die installierte Leistung der Anlagen (hier wie beschrieben entnommen aus der Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*) in Arbeit und bestimmt damit sowohl die erzeugte Menge als auch ihren zeitlichen Verlauf. Kennzeichnend für den Zusammenhang zwischen installierter Leistung und erzeugter Energie ist die Vollbenutzungsstundenzahl, also die Jahresarbeit dividiert durch die installierte Leistung.

Für die Auswahl beziehungsweise Bildung von Profilen gibt es diverse relevante Einflussgrößen. Im Bereich Onshore-Windkraft etwa existiert ein Trend zu sogenannten Schwachwindanlagen. Das sind Anlagen, die bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten ihre maximale Erzeugung erreichen, allerdings dafür bei der maximalen Windgeschwindigkeit eine geringere Maximalerzeugung haben als Starkwindanlagen. Die Kennlinien solcher Anlagen weisen höhere Vollbenutzungsstunden auf als heute übliche Anlagen.

Ein anderes Beispiel für die Auswirkung der Profilauswahl ist die Ausrichtung der Photovoltaikmodule: Eine Anlage die in Ost-West-Richtung ausgerichtet ist, hat kein Einspeisemaximum zur Mittagsstunde, sondern erzeugt gleichmäßiger über den Tag verteilt Strom. Durch-

mischen sich diese Anlagen mit den herkömmlich nach Süden ausgerichteten Anlagen, verstetigt dies die Einspeiselinie der PV. Die folglich auftretende Senkung der zeitgleichen Einspeisespitze (nicht der installierten Leistung) wirkt netzentlastend.

Der Qualität und der Grundlage der Profile kommt daher große Bedeutung zu.  
→ *Merkliste (Kapitel 6)*

#### 4.2.2 Einspeisemanagement und Profilmodifikation

Im Rahmend der Prämissen wurde festgelegt, das Übertragungsnetz nicht für die letzte kWh auszubauen. Dies ist gleichbedeutend mit einer Kappung von Einspeisespitzen der EE. Es liegt damit die Aufgabe vor, diese Kappung zu bemessen.

Die Einspeiseprofile der unterschiedlichen Arten der EE weisen sehr unterschiedliche Formen auf: Bei PV sind die Spitzeneinspeisungen relativ selten, die geordnete Dauerlinie des Profils hat eine extreme Spitze. In diesem Fall kann ein relativ großer Anteil der Leistung gekappt werden, wobei nur ein relativ kleiner Anteil der Arbeit verloren geht. Im Fall von Offshore-Windkraft ist diese Situation anders, denn die geordnete Dauerlinie ist weit weniger spitz. Eine Kappung von relativ wenig Leistung wirkt sich daher sehr rasch auch bezüglich der abgeregelten Arbeit aus (Details folgen).

Aufgrund dieses Zusammenhangs wurde in diesem Projekt kein Grenzwert für die zu kappende Leistung festgelegt, vielmehr wurde eine prozentuale gleiche Arbeitseinbuße bei den EE-Arten angestrebt. Diese wurde auf ein Prozent der Erzeugung ohne Abregelung festgelegt. Die Höhe der Abregelung ist letztlich eine Festlegung, die einen Ausgleich zwischen der Betroffenheit der Einspeiser einerseits und der Einsparung an Netzausbau andererseits sucht. Eine Optimierung des Wertes hat im Rahmen des Projektes nicht stattgefunden, daher findet sich auch dieser Punkt in der Merkliste wieder. Die Vereinheitlichung der Arbeitsmenge (und nicht eines Leistungswertes) trägt der unterschiedlichen Fälligkeit der Dauerlinien Rechnung.

Die folgende Abbildung 9 zeigt exemplarisch das Einspeiseprofil der PV (dunkelrot) über den Jahresverlauf von 8.760 Stunden sowie überlagert die geordnete Dauerlinie derselben Kurve (hellrot). Außerdem ist die Kappung eingetragen, die einer Arbeitseinbuße von etwa einem Prozent entspricht (grauer Bereich beziehungsweise schwarze Spitze der geordneten Dauerlinie).

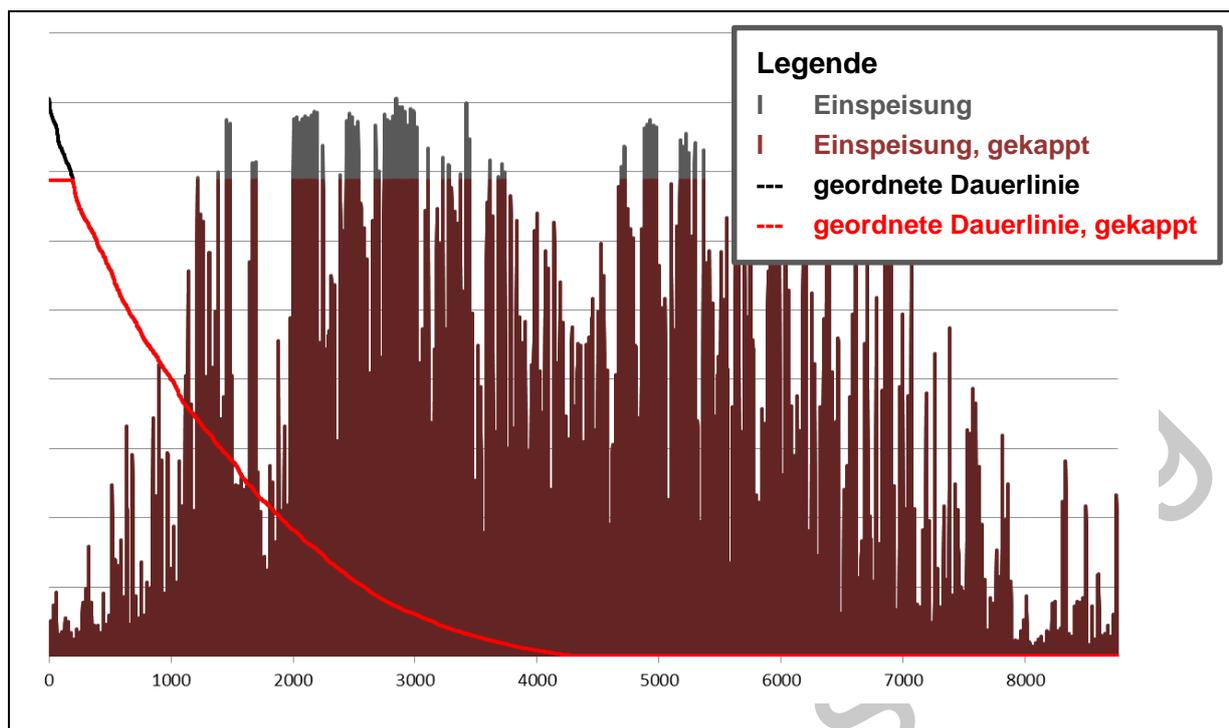


Abbildung 9: Prinzipskizze: Einspeisemanagement am Beispiel PV

Das Einspeisemanagement wird in der Modellberechnung also so umgesetzt, dass das Einspeiseprofil um die grauen Spitzenwerte abgeregelt wird. Der Arbeitseinbuße von etwa ein Prozent steht im Fall der PV eine Leistungsabregelung von etwa 15 Prozent der maximal auftretenden Leistung<sup>10</sup> gegenüber.

Qualitativ identisch, quantitativ aber doch deutlich abweichend stellt sich das Bild im Beispiel der Offshore-Windenergie dar, wie Abbildung 10 zeigt:

<sup>10</sup> Bezugswert ist hier die maximale im Profil beziehungsweise der Zeitreihe auftretende Leistung, und nicht die installierte Leistung. Die installierte Nennleistung der PV und die Summen der installierten Leistungen der Windenergie liegen systematisch höher als das Maximum der auftretenden Leistungsspitze. Gründe hierfür sind zum einen das zeitungleiche Auftreten der Leistungsspitzen an unterschiedlichen Standorten eines Gebietes, zum anderen (bei PV) die Abweichung zwischen Peakleistung unter Normbedingungen und tatsächlicher Einspeiseleistung.

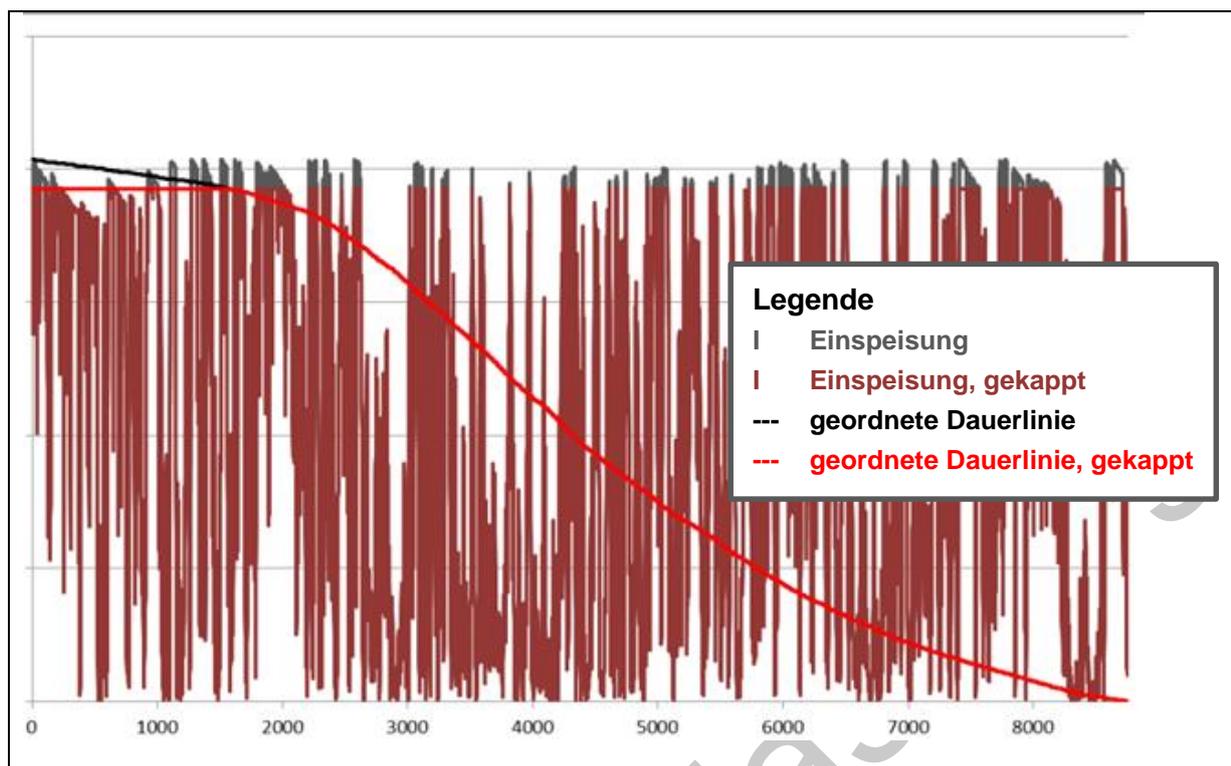


Abbildung 10: Prinzipskizze: Einspeisemanagement am Beispiel Offshore-Windenergie

Auch hier wurde eine Arbeitseinbuße von circa einem Prozent angesetzt, aufgrund der fülligeren Einspeisedauerlinie führt diese aber zu einer Leistungsabregelung von nur circa fünf Prozent der auftretenden Maximalleistung.

In der Realität sollte eine Abregelung nur erfolgen, wenn dem Netz tatsächlich andernfalls eine Überlastung droht. Diese Abregelung tritt in der hier angewendeten Modellierung in geringem Umfang zusätzlich auf, wenn es für die Stromproduktion keine zeitgleiche Senke gibt und ist vergleichbar mit der *Dumped Energy* aus dem NEP. Eine intelligente Abregelung der EE würde helfen, einen Teil dieser Beschneidung des Einspeiseprofiles unnötig zu machen.

→ Merkliste (Kapitel 6)

### 4.2.3 Lastprofile und Modifikation von Lastprofilen

Ein ähnliches Phänomen wie bei den Profilen der Erneuerbaren Energien zeigt sich bei den verwendeten Profilen der Last. Im NEP wurden pro Netzregion unterschiedliche Profile, also zeitliche Abläufe der Kundenlast angenommen. Die folgende Abbildung 11 zeigt – aufgebaut wie die vorherigen Grafiken zur Windenergie und Photovoltaik – den Verlauf eines solchen Lastganges über die 8.760 Stunden eines Jahres.

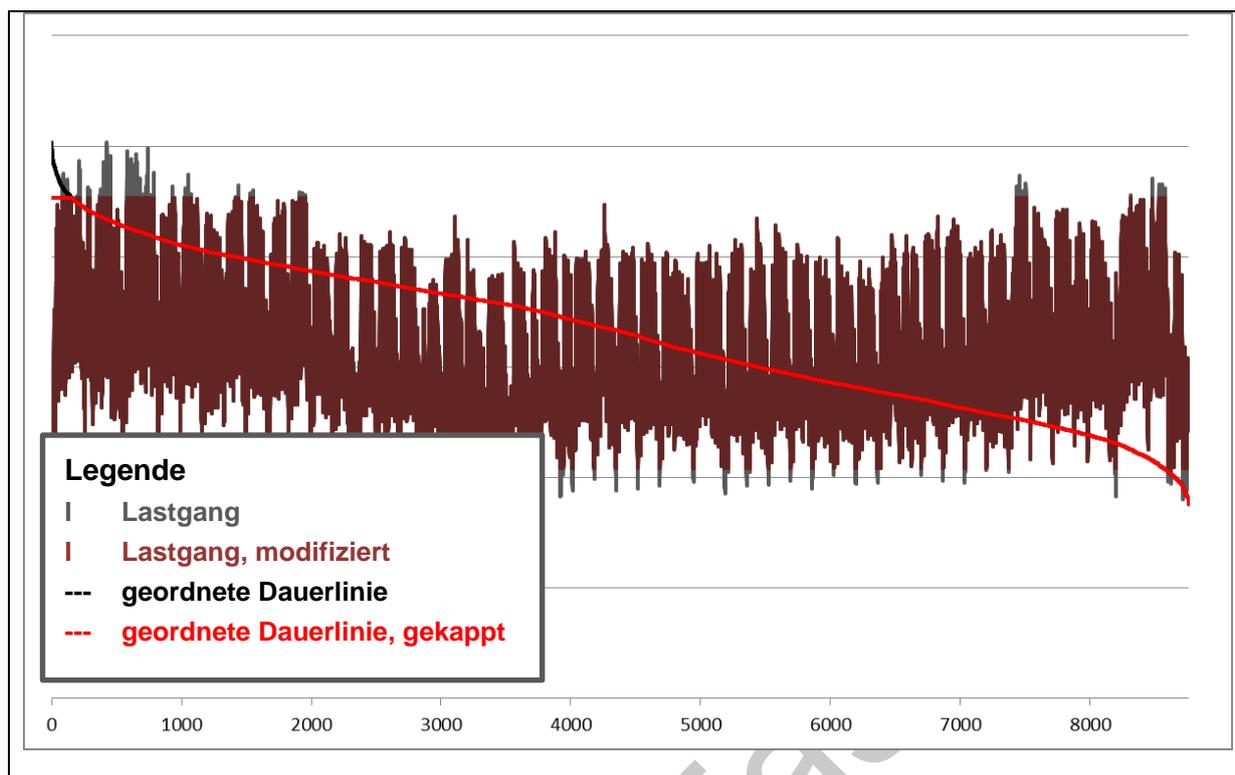


Abbildung 11: Prinzipskizze: Modifikation der Kundenlastgänge

Die Struktur der Kundenlast wurde als direkter Deskriptor identifiziert, insbesondere das Auftreten von Lastspitzen ist mitbestimmend für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Eine Bewertung der Qualität (im Sinne von Realitätsnähe) der Lastprofile an sich ist im Rahmen des Gutachtens nicht erfolgt. Die hierzu notwendigen Daten sind öffentlich nicht verfügbar.

Zugleich wurde für mehrere indirekte Deskriptoren festgestellt, dass sie über den direkten Deskriptor Laststruktur wirken. Beispielsweise können dezentrale Speicher und DSM, bei geeigneter Einsatzweise auch Elektromobilitäts-Batteriespeicher, dazu beitragen, den Lastverlauf zu glätten und Spitzen zu verlagern.

Die Quantifizierung der Modifikationsoptionen ist ausgesprochen unsicher. Studien und Metastudien, die sich zum Beispiel mit den Potenzialen des DSM befassen<sup>11</sup>, weisen für diesen Bestandteil der möglichen Optionen eine Spannweite von 10 bis 14 Gigawatt aus, dies entspricht rund 15 Prozent der Maximallast, allerdings mit sehr unterschiedlichen möglichen Erbringungsdauern. Potenziale der Elektromobilität kommen hinzu, auch hier weichen die Szenarien und Studien stark voneinander ab.

Auf dieser relativ unsicheren Erkenntnisbasis wurde für eine der zwei Ausprägungen (nämlich die modifizierte Kundenlaststruktur) als konservativer Ansatz eine Leistungskappung in

<sup>11</sup> Vergleiche zum Beispiel Krzikalla/Achner/Brühl (BET): *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus regenerativen Energien*, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V.

Höhe von zehn Prozent der maximal auftretenden Leistung unterstellt. Dieser zunächst hoch anmutende Wert führt zu einer Arbeitsverlagerung von im Mittel<sup>12</sup> lediglich 0,27 Prozent der Arbeit. Das ist gleichbedeutend damit, dass auch Speicher mit sehr kleinem Volumen oder auch eine bloße Kappung bestimmter Lastspitzen ausreichen, um den gewünschten Effekt der Reduktion des Transportbedarfs zu erreichen. Im Verteilnetz ist die Leistungskappung (zum Beispiel durch Abschaltung bestimmter Verbraucher) leicht vorstellbar, die langfristige Speicherung größerer Energiemengen stellt sicher ein größeres Problem dar. Daher ist eine Beeinflussung der Lastganglinie, die sich auf Leistungskappung stützt und dabei relativ wenig Speicher beansprucht, intuitiv naheliegend.

Die in Abbildung 11 dargestellte geordnete Dauerlinie und eingezeichnete Kappung veranschaulichen dieses Verhältnis: Aufgrund der ausgeprägten Spitze der Dauerlinie (links, schwarz eingezeichnet) ist das Verhältnis der abgeschnittenen Fläche zur Gesamtfläche unter der hellroten Kurve so klein. Im Rahmen der Modifikation des Profils wurde die in den Spitzen gekappte Arbeit zu anderen (lastschwachen) Zeitpunkten nachgeholt, die Gesamtarbeit der Kundenlast wurde also nicht modifiziert.

Gleichwohl ergibt sich in diesem Punkt weiterer Forschungsbedarf: Sowohl die Form der angenommenen Lastprofile als auch der Umfang der Möglichkeit ihrer Beeinflussung sollten weiter untersucht werden.

→ *Merkliste (Kapitel 6)*

#### 4.2.4 Regionalisierung der Last

Im Rahmen der Szenarienbildung wurde die Höhe des anzunehmenden Stromverbrauchs abgestimmt, die Verteilung des Stromverbrauchs auf die Stunden des Jahres wird durch die bereits im vorhergehenden Abschnitt diskutierten Lastprofile determiniert. Eine weitere Stellgröße für den Transportbedarf im Übertragungsnetz ist die Regionalisierung der Last, also die räumliche Verteilung. In diesem Projekt wurde hierzu die Verteilung unterstellt, die auch im NEP verwendet wurde.

Tatsächlich kann es sinnvoll sein, in diesem Aspekt zukünftig Varianten in Erwägung zu ziehen. Demografische Untersuchungen<sup>13</sup> zeigen deutlich, dass nicht nur der summarische Bevölkerungsrückgang das Thema der Netzplanung tangiert, sondern auch regionale Entwicklungen eine Rolle spielen. Exemplarisch kann hierfür die Bevölkerungszunahme in den Großräumen Berlin und München bei zeitgleich stattfindendem Bevölkerungsrückgang im ländlichen Raum der neuen Bundesländer, im nördlichen Hessen, im südlichen Niedersachsen und in Nordbayern genannt werden. Durch eine Verlagerung der Bevölkerung verändert sich auch die Netzlast und damit die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes.

→ *Merkliste (Kapitel 6)*

---

<sup>12</sup> Der Wert ist von der Form des Profils abhängig. Für diverse Profile liegt dieser bei unter 0,1 Prozent, der Maximalwert aller Profile beträgt 0,79 Prozent, das mengengewichtete Mittel 0,27 Prozent.

<sup>13</sup> siehe beispielsweise Untersuchungen des Berlin-Instituts für Bevölkerung und Entwicklung

#### 4.2.5 Nationale Lastdeckung

Die qualitative Prämisse, dass Deutschland in der Lage sein soll, seine Last ohne Abhängigkeit vom Ausland zu decken, wurde bereits benannt. Neben der Frage, ob eine solche Zielstellung der nationalen Lastdeckung an sich sinnvoll ist (auch diese wurde bereits diskutiert), ist die Frage nach der vorzuhaltenden Höhe der disponiblen Erzeugungsleistung, die für das Funktionieren des Systems benötigt wird, zu klären, denn diese Vorgabe einer vorzuhaltenden Leistung ist Inputgröße für die Marktmodellierung. Diese wiederum ist eng verwoben damit, welche Quellen mit ins Kalkül gezogen werden. Die Quellen dieser disponiblen Leistung sind im Jahre 2033 vielfältig. Den Sockel bildet nach wie vor ein konventioneller Kraftwerkspark aus Kohle- und Gaskraftwerken. Manche dieser Kraftwerke (vor allem die Gasturbinen) werden nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt und dienen somit fast ausschließlich der Leistungsvorhaltung. Daneben sind die KWK-Anlagen, die Biomasseanlagen und die Turbinen der Pumpspeicher berücksichtigt. Als Orientierungswert der Bemessung kann die Jahreshöchstlast aus dem Jahr 2010 gelten, die der BDEW<sup>14</sup> mit 79,3 Gigawatt angibt. Eine installierte Leistung von 80 Gigawatt wäre also geeignet, diese Last ohne Import zu decken.

Zwar sind hierin keine Revisionen et cetera angenommen, doch kann andererseits zusätzliche Sicherheit (neben den hier absichtlich nicht berücksichtigten Importmöglichkeiten) durch den Beitrag Erneuerbarer Energien (sogenannte gesicherte Leistung der Windenergie) bereitgestellt werden. Die gesicherte Leistung der Windeinspeisung, für die Werte um sechs Prozent diskutiert werden (dies entspräche immerhin circa sechs Gigawatt), wurde hier konservativ zu null angenommen. Eine weitere Quelle der Absicherung besteht in einer Flexibilisierung der Nachfrage, also dem *Demand Side Management* (DSM). Auch dieses Potenzial, das – wie im Zusammenhang der Lastprofile unter 4.2.3 beschrieben – ein Volumen im zweistelligen Gigawatt-Bereich haben dürfte, wurde vorliegend nicht berücksichtigt. Diese nicht berücksichtigten Bestandteile dienen der Pufferung und zusätzlichen Absicherung des Systems – ohne auf Importe zurückzugreifen.

Die Frage der nationalen Lastdeckung sollte weiter diskutiert und beleuchtet werden, denn offensichtlich ist es im europäischen Kontext nicht optimal, Systemsicherheit als nationales Gut anzusehen. → *Merklisse (Kapitel 6)*

**Hinweis zur Relevanz der Bemessung in dieser Untersuchung:** Eine höhere Mindestleistung, die die beschriebenen 80 Gigawatt überschreiten würde, würde in der Marktmodellierung modellendogen vollständig oder nahezu vollständig durch eine höhere installierte Leistung der Gasturbinen umgesetzt. Da diese zusätzlichen Gasturbinen nur sehr geringfügig zur Lastdeckung beitragen, ändert ihr Hinzukommen auch nur sehr geringfügig den Belastungsfall für das Übertragungsnetz. Die Frage, ob zusätzliche Sicherheit durch zusätzliche Reserverleistung im System wünschenswert wäre, ist damit zwar höchst spannend, aber zugleich für das hier gesuchte Resultat (Netzausbau) nur dann relevant, wenn ein anderer *Dispatch* in Ort oder Höhe folgen würde.

---

<sup>14</sup> BDEW (2012): *Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*, Berlin

#### 4.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Gesamtstromerzeugung aus KWK-Anlagen wurde im Rahmen der Szenariendefinition festgelegt. Dieser KWK-Strom rekrutiert sich aus drei Quellen:

- verteilte, kleinere KWK-Anlagen wie zum Beispiel industrielle KWK oder Mikro-KWK
- Biomasse-KWK
- KWK-Auskopplung aus Großkraftwerken

In Abbildung 12 ist dargestellt, wie sich die KWK-Stromerzeugung auf diese drei Quellen aufteilt:

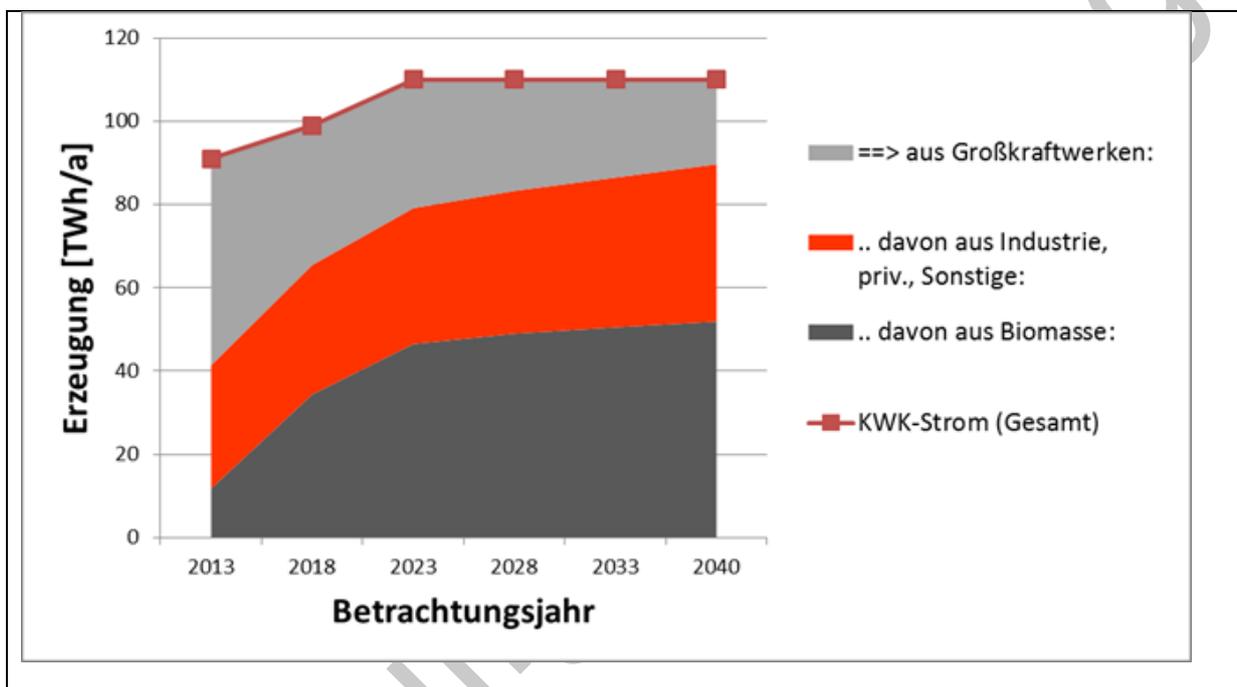


Abbildung 12: Herkunft und Aufteilung der KWK-Stromerzeugung

Die Aufteilung der heutigen KWK-Stromerzeugung wurde anhand von Daten des BDEW abgeschätzt<sup>15</sup>. Ausgehend von dieser Aufteilung und von der Gesamtstromerzeugung wurde zunächst ein ebenfalls im Szenario definierter Anteil an Biomasseverstromung (hier dunkelgrau dargestellt) zum Abzug gebracht. Hierbei wird unterstellt, dass der Anteil der KWK an der Biomassestromerzeugung eher zunimmt. Für die Klein-KWK (rot) wurde eine leicht steigende Tendenz angenommen, begründet durch den Trend zur industriellen Eigenversorgung mit KWK-Strom und zu kleinen und kleinsten Anlagen (Mikro-BHKW) für Gewerbe und Privathaushalte. Der verbleibende Teil der KWK-Strommengen wird durch Auskopplung aus Großkraftwerken beigesteuert (hellgrau dargestellt). Dieser Anteil hat eine in absoluten Zahlen sinkende Größe. Diese Tendenz erscheint auch plausibel, denn der rückläufige konventionelle Kraftwerkspark bietet weniger Möglichkeiten, Wärme auszukoppeln. Zwar werden

<sup>15</sup> BDEW (2012): *Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*

Kohle- und GuD-Kraftwerke in der Regel als KWK-Anlagen realisiert, doch haben die Gasturbinen den Löwenanteil an den modellendogenen Neubauten, und diese werden als Spitzenlast-*Peaker* oder Reservekraftwerke betrieben; eine solche Einsatzweise ist für KWK-Zwecke ungeeignet (oder bräuchte sehr große Wärmespeicher), weshalb diese Anlagen ohne Wärmeauskopplung ausgelegt werden.

Zu diskutieren ist im Folgenden der Umgang mit der sinkenden KWK-Stromerzeugung aus Großkraftwerken im Rahmen der Marktmodellierung. Eine übliche Herangehensweise ist, bestimmte Kraftwerke als KWK-Kraftwerke zu identifizieren und ihnen aus diesem Grund einen *Must-run*-Status zuzubilligen. Die Anlagen dürfen also durch das Marktmodell nicht unter einen bestimmten Schwellwert gefahren werden, da ja die Wärme bereitgestellt werden muss. Diese Herangehensweise kann für die Netzausbauplanung zweierlei Konsequenz haben:

- i) Sollte die betreffende Anlage zum Beispiel in einer Windüberschussregion stehen, kann der Ansatz zusätzlichen Netzausbau erforderlich machen, denn es ist nicht nur die Einspeisung aus Windenergie, sondern darüber hinaus auch der KWK-Strom abzutransportieren.
- ii) Würde hingegen die Anlage in einer netztechnisch schwach angebundenen Region mit geringer Erzeugung allokiert sein, könnte der Ansatz zu einem geringeren Netzausbau führen, denn im Rahmen der Marktsimulation würde die Anlage aufgrund der Wärmenachfragebedingung ja betrieben<sup>16</sup>.

Nach intensiver Diskussion wurde die Annahme eines *Must-run*-Status verworfen. Aus Sicht eines Netzplaners werfen beide geschilderte Effekte massive Probleme auf.

Würde, wie in Fall i) geschildert, das Netz zusätzlich für den KWK-Strom ausgebaut, impliziert dies, dass der Netzausbau die effiziente Reaktion auf die Überschussituation in der Region ist. Tatsächlich würde in diesen Stunden tendenziell ein niedriger Strompreis herrschen. Wenn es seitens des Kraftwerksbetreibers also Alternativen zur Wärmebereitstellung aus KWK gibt, ist naheliegend, dass diese auch genutzt würden, weil sie gegebenenfalls betriebswirtschaftlich vorteilhaft wären. Diese Alternativen bestehen zum Beispiel in der Entkopplung der Strom- und Wärmeherzeugung durch einen Wärmespeicher, in der Bereitstellung der Wärme durch einen Heizkessel oder sogar in der Nutzung des Überschussstromes zur Wärmeherzeugung (*Power to heat*). Das Präjudiz, dass der Netzplaner sich auf die Einspeisung des KWK-Kraftwerks einstellen müsste, ist also weder sachgerecht, denn wie der Einspeisevorrang der EE kann auch der Vorrang der KWK-Stromerzeuger hinterfragt werden, noch ist es belastbar, denn wirtschaftliche Überlegungen des Kraftwerksbetreibers können dem entgegenstehen.

Auch für den unter ii) skizzierten Fall lassen sich parallele Überlegungen anstellen: Wenn sich der Netzbetreiber auf die konstante Fahrweise der *Must-run*-KWK-Anlagen verlässt und im Extremfall darum sein Netz weniger ausbaut, ignoriert er die aktuellen Tendenzen zur

---

<sup>16</sup> Davon unabhängig ist zu prüfen, wie der Netzbetreiber sein Netz robust gegen eine Nichtverfügbarkeit der Anlage auslegt.

Flexibilisierung der Stromerzeugung, auch aus KWK-Anlagen. Vor dem Hintergrund abschmelzender Margen sind alle Kraftwerksbetreiber bemüht, ihre Anlagenwirtschaftlichkeit zu optimieren. Eine Flexibilisierung der KWK-Erzeugung ist daher naheliegend, für den Zeitraum bis 2033 ist von einer weiteren Flexibilisierung der KWK-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen auszugehen. Ist die Anlage aber flexibel, ist ungewiss, ob sie in der betreffenden Stunde tatsächlich betrieben wird. Gleiches gilt für einen Ausfall der Anlage.

Die Konsequenz dieser Diskussion ist schlicht: Der Netzplaner kann sich nicht auf die Einspeisung der KWK-Großkraftwerke verlassen, da eine abweichende Fahrweise aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen des Betreibers zwar nicht sicher, aber doch naheliegend ist. Folglich müssen auch die KWK-auskoppelnden Großkraftwerke im Rahmen der Marktsimulation strompreisgetrieben eingesetzt werden und dürfen keine zusätzliche *Must-run*-Bedingung erhalten. In dieser Weise wurde hier verfahren.

Es soll nicht unerwähnt bleiben, dass auch dieser Ansatz eine Näherungslösung darstellt. Eine geschlossene Optimierung, die den Strom- und Wärmemarkt umfasst und – lokal aufgelöst – die Wärmelast aus mehreren Optionen optimal bereitstellt, also zum Beispiel auch Kessel, Speicher und Elektroheizer bauen und einsetzen kann, und idealer Weise auch die Kennlinienfelder der Bestandskraftwerke in diese Abwägung einbezieht, konnte im Rahmen dieser Untersuchung nicht geleistet werden, wäre aber wünschenswert. Hier besteht weiterer Entwicklungsbedarf.

→ *Merkliste (Kapitel 6)*

### 4.3 Ergebnisse der Rechenläufe

Die Marktmodellierung ergänzt die Eingangsdaten der Szenarien um die installierte Kapazität und die Einsatzweise der Erzeuger sowie die Übergaben zu den Nachbarstaaten, regional auf alle Knoten des Höchstspannungsnetzes und zeitlich im Stundenraster aufgelöst. Diese Daten werden für die vier ausgewählten Szenarien und die relevanten Stützjahre zusammengestellt beziehungsweise errechnet. Als Zeitraster wurden 2033 als Basisbetrachtungsjahr, 2040 als Ausblick sowie die Jahre 2018, 2023 und 2028 als Stützjahre zur Entwicklung des Pfades festgelegt.

Der Umfang dieses Datensatzes macht eine komplette und detaillierte Darstellung unmöglich, zumal einige Bestandteile, da sie direkt aus den §12-EnWG-Daten hergeleitet sind, der Vertraulichkeit unterliegen. Eine Ergebnisdarstellung kann daher in diesem Rahmen nur aggregiert erfolgen.

#### 4.3.1 Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien

Die installierten Leistungen der EE sind – wie beschrieben – der Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland* entnommen. Abbildung 13 zeigt das sogenannte Szenario *Beste Standorte*, das in die hier vorliegenden Szenarien B und C eingegangen ist.

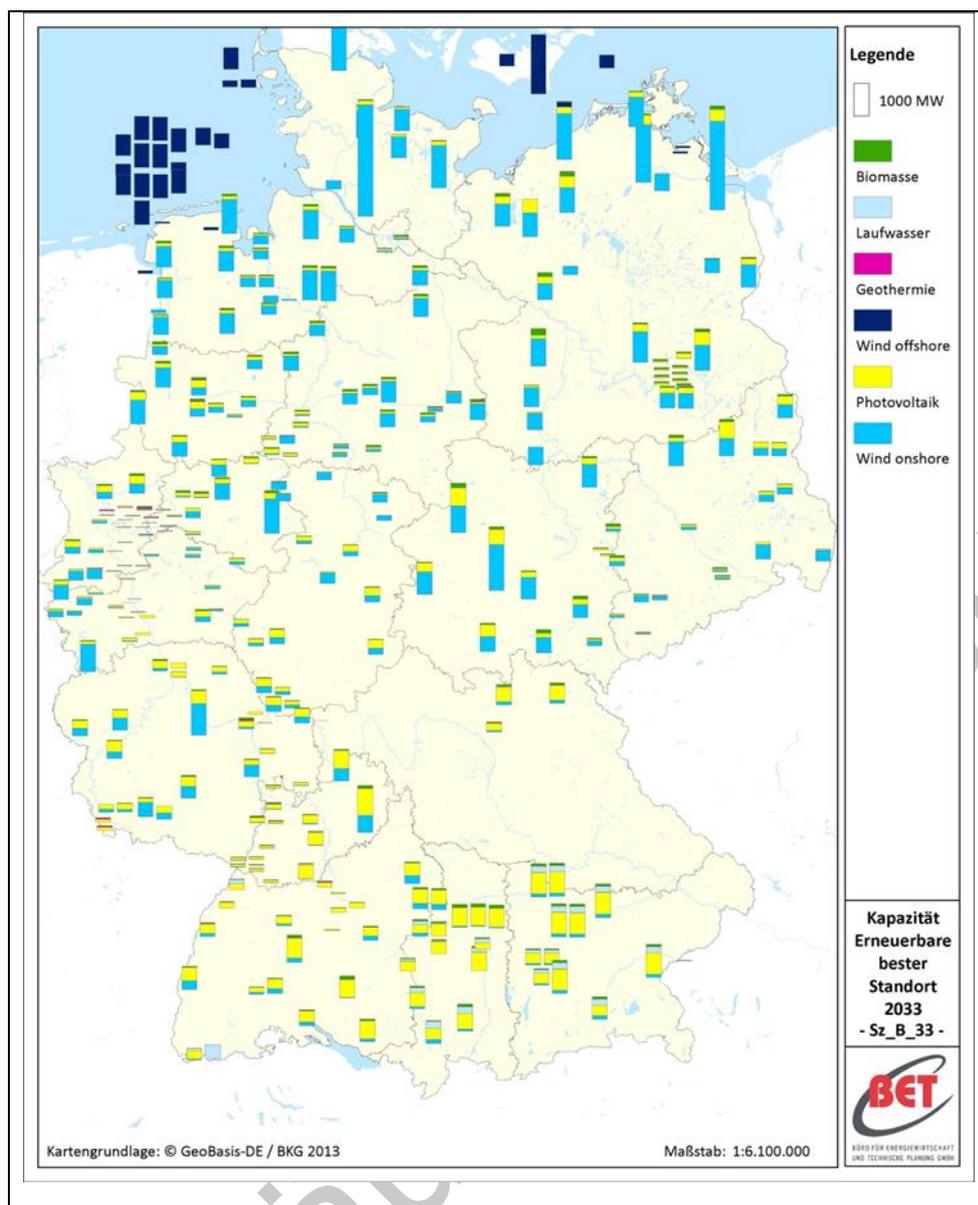


Abbildung 13: Verteilung der EE nach Ansatz *Beste Standorte*  
(verwendet in Szenario B und C)

Demgegenüber ist das Szenario *Verbrauchsnahe Erzeugung*, welches Abbildung 14 darstellt, in Szenario A und D verwendet worden.

In allen Szenarien sind die hauptsächlichen Unterschiede zu den im NEP verwendeten Daten darin zu sehen, dass weniger Offshore-Windenergie angesetzt ist.

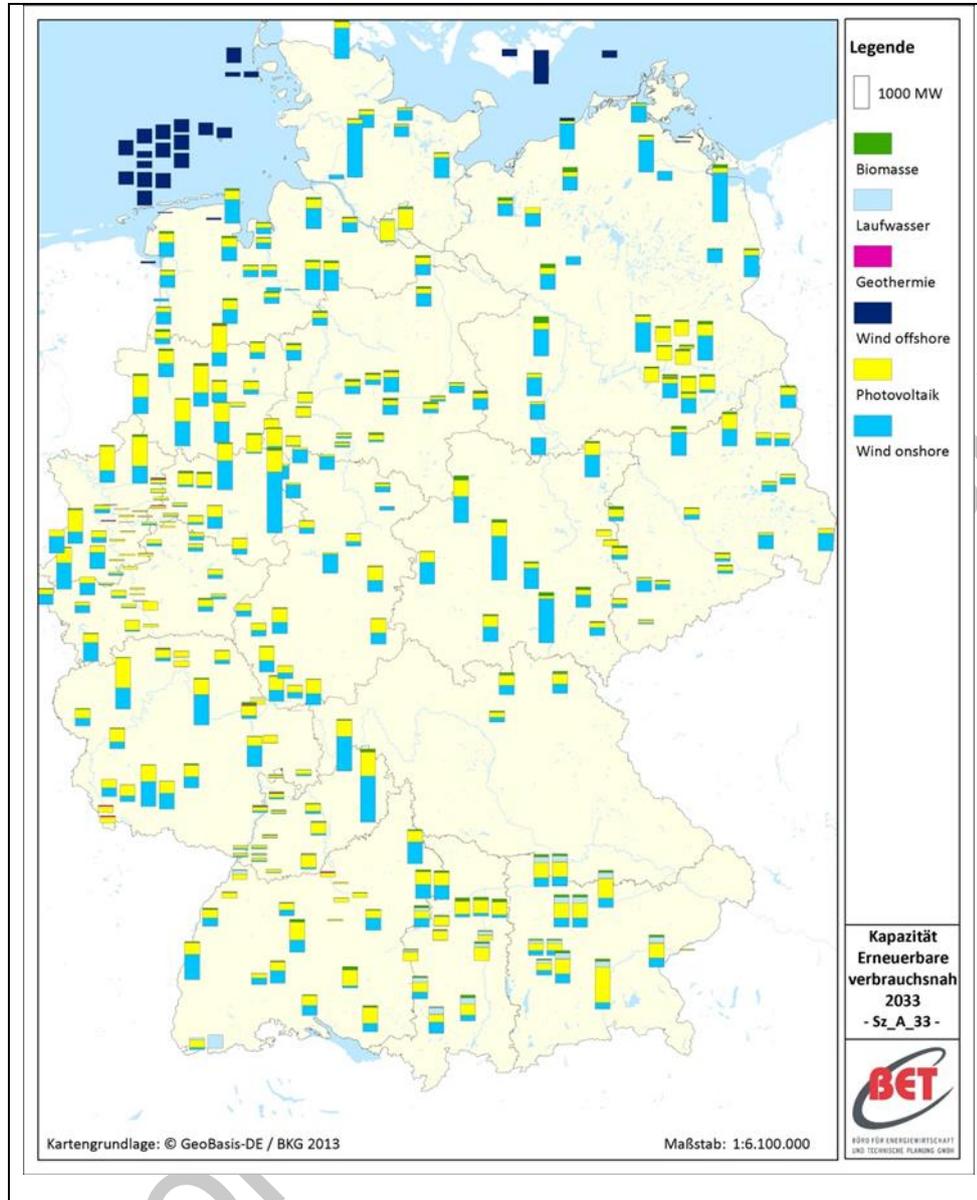


Abbildung 14: Verteilung der EE nach Ansatz *Lastnah*  
(verwendet in Szenario A und D)

Die daraus folgende Mindereinspeisung wird im Falle in den Szenarien A und D durch einen großflächig verteilten Ausbau der EE über die gesamte Fläche der Bundesrepublik kompensiert, in Szenario B und C konzentriert sich dagegen der Ausbau der Windenergie deutlich im Norden, der der Photovoltaik deutlich im Süden.

Die Annahmen zur Installation Erneuerbarer Energien sind Modellinput, nicht Ergebnis.

### 4.3.2 Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks

Der thermische Kraftwerkspark wird durch das Modell, also endogen, bestimmt. Maßgeblich hierfür sind die Sterbelinie der Bestandsanlagen sowie die durch das Modell angenommenen Zubauten, welche manuell (wie unter 3.2.2 beschrieben) den möglichen Standorten zugewiesen werden. Dem Modell wurde zur Sicherstellung der nationalen Leistungsautarkie (vergleiche ebenfalls Kap. 3.2.2) vorgegeben, dass die installierte disponible Leistung in Deutschland nicht unter 80 Gigawatt sinken darf. Folglich werden auch Kraftwerke, vorrangig Gasturbinen (GT) zugebaut, die zur Lastdeckung nicht oder nur marginal beitragen.

Abbildung 15 zeigt exemplarisch für Szenario A, welche installierten Leistungen für Gesamtdeutschland vorgehalten werden.

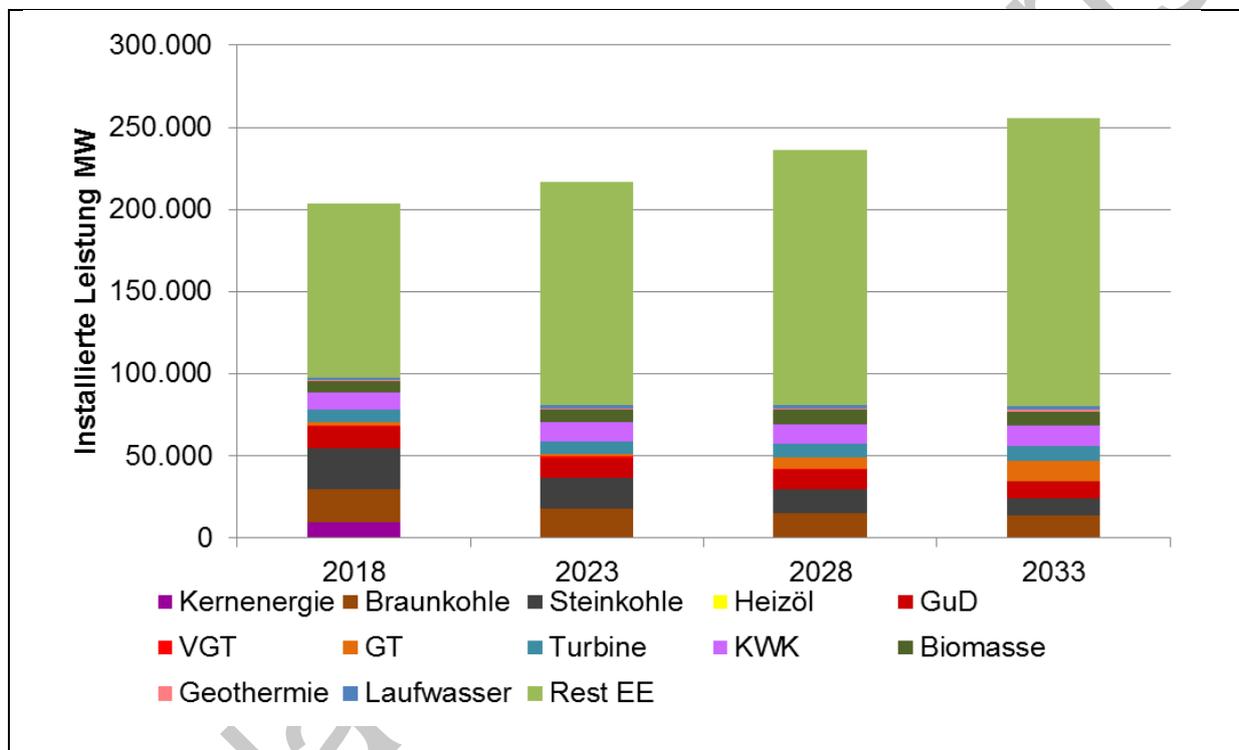


Abbildung 15: Installierte Leistung in Deutschland, Szenario A

Dargestellt sind die installierten Leistungen der unterschiedlichen Erzeuger, differenziert nach Brennstoffen, für die Stützjahre der Netzausbauplanung. Deutlich erkennbar ist das Abschmelzen des konventionellen Kraftwerkssockels (Kernenergie, Kohle, Gas), der im Jahr 2018 noch circa 70 Gigawatt beträgt. Im Jahr 2033 liegt dieser nur noch bei circa 47 Gigawatt, wovon alleine die Gasturbinen fast 13 Gigawatt ausmachen. Allerdings wird dieser Sockel ergänzt um weitere disponible Bestandteile des Erzeugungsparks (Turbinen der Pumpspeicher, KWK, Biomasse, Geothermie, Laufwasser). Dieser wächst von circa 27 Gigawatt im Jahr 2018 auf fast 33 Gigawatt im Jahr 2033 an, sodass in Summe im Jahr 2033 mehr als

80 Gigawatt disponible Erzeugung installiert ist, was den Vorgaben an das Modell entspricht<sup>17</sup>.

Die folgende Abbildung 16 zeigt die Verteilung des konventionellen Kraftwerksparks auf die Netzregionen. Neben einer nach wie vor erkennbaren Manifestation der Braunkohlekraftwerke in Tagebaunähe ist deutlich erkennbar, dass der Wegfall der Atomkraftwerke in Süddeutschland durch die exogen vorgenommene (händische) Allokation von Gasturbinen kompensiert wurde.

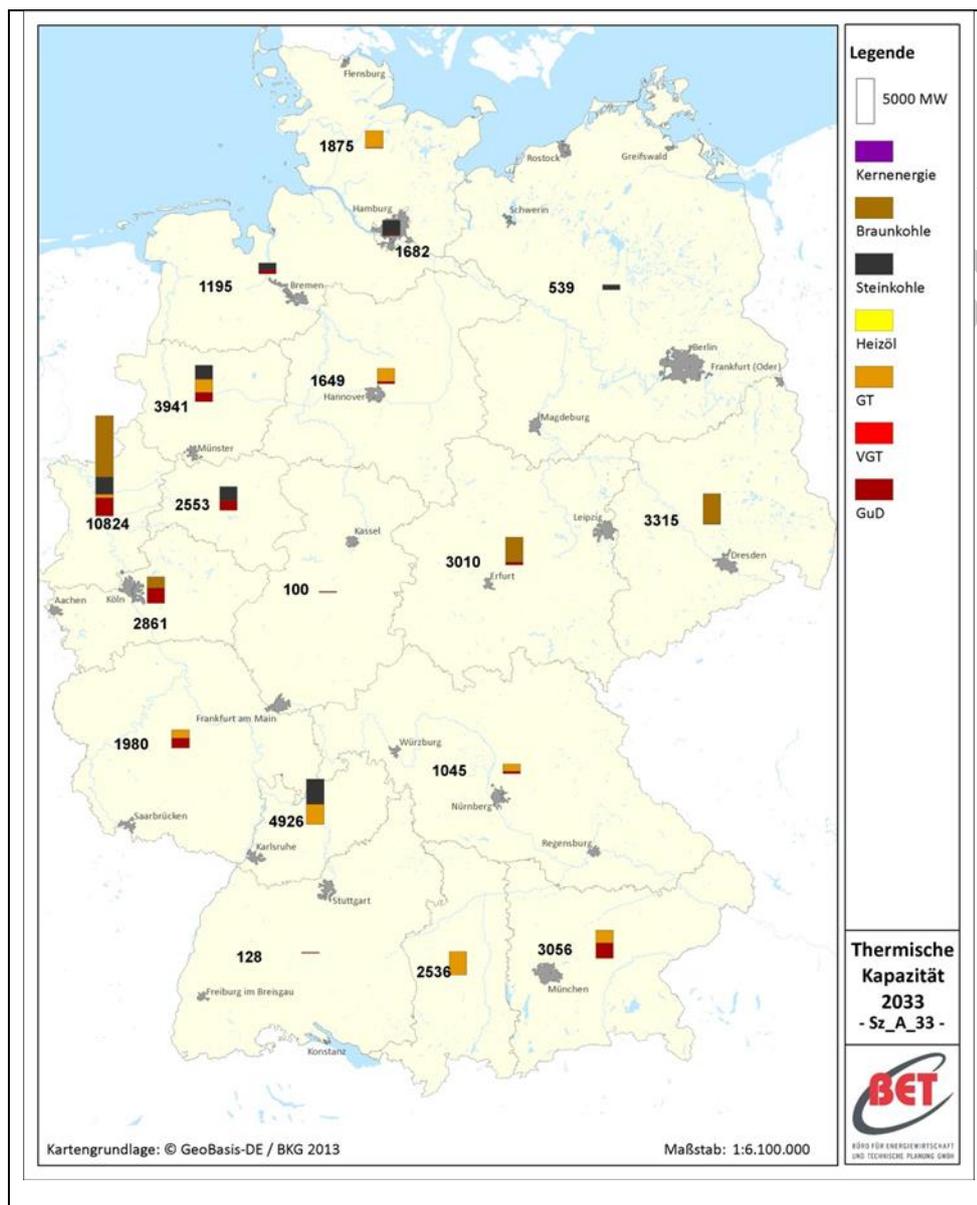


Abbildung 16: Verteilung der thermischen Erzeugung in 2033 (Szenario A)

<sup>17</sup> Ob eine zusätzliche Reserve zu den bereits beschriebenen notwendig oder wünschenswert ist, bedarf gegebenenfalls einer vertiefenden Diskussion, ist aber für den methodischen Ansatz unerheblich.

Dies führt zu einem im Ganzen ausgeglicheneren Bild als wenn diese Allokation nicht stattgefunden hätte, dennoch zeigen sich Lücken: Im Nordosten sowie im Südwesten sind nur sehr wenige thermische Erzeugungsanlagen angesiedelt.

### 4.3.3 Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung

Eine visuelle Einschätzung des Transportbedarfes lässt Abbildung 17 zu: Hier ist je Netzregion die Erzeugung der Nachfrage gegenübergestellt, exemplarisch wiederum für Szenario A. In der Erzeugung sind dabei konventionelle Erzeugung und die aus EE zusammengefasst.

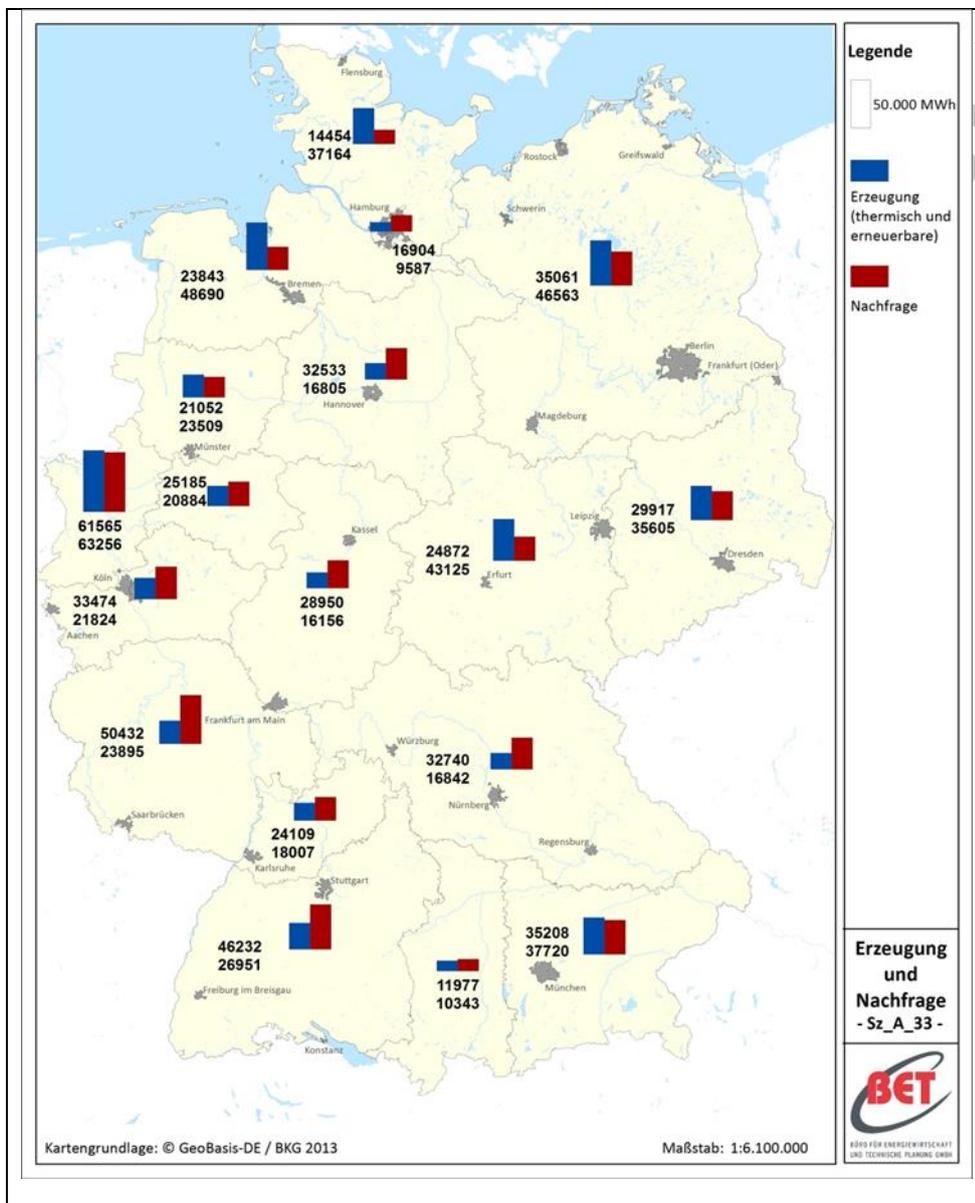


Abbildung 17: Last und Erzeugung nach Netzregionen

Die intuitive Erwartung wird klar bestätigt: In den nördlichen Regionen herrscht ein klarer Erzeugungsüberschuss, Mangel besteht besonders im Südwesten. Doch auch über kürzere

Distanzen lässt sich Transportbedarf ablesen: Während im Raum Thüringen Überschuss herrscht, der durch die dort vorhandenen Grundlastkraftwerke mit bestimmt ist, ist in Bayern die Nachfrage größer. Die grundsätzliche Transportaufgabe ist an diesen Beispielen schon relativ gut erkennbar.

#### 4.3.4 Fazit zur Marktmodellierung

Die Marktmodellierung ist das Bindeglied zwischen der Einschätzung der Zukunft in den Projektionen einerseits und der Netzplanung andererseits. Man könnte diesen Schritt auch als komplexe Ausdifferenzierung der Eingangswerte in Raum und Zeit bezeichnen, die zugleich die Wirkzusammenhänge des Energieversorgungssystems berücksichtigt. Hierbei geschieht

- ein Teil der Ausdifferenzierung als Datenaufbereitung im Vorfeld der Modellrechnungen,
- ein Teil wirkt durch Parametrisierung und Setzung von Annahmen und
- ein weiterer Teil ist schließlich das eigentliche Ergebnis des Modelllaufes, geschieht also endogen.

Im vorhergehenden Kapitel wurden kritische Punkte dieser Ausdifferenzierung, besonders die der Datenaufbereitung wie zum Beispiel Auswahl und Umgang mit Einspeiseprofilen der EE, benannt. Die wesentlichen kritischen Punkte finden sich auch in der Merkliste wieder und müssen in jedem Prozess, gleich wie er gestaltet ist, genau analysiert und intensiv diskutiert werden.

Weniger relevante Punkte, häufig aus dem Feld der Parametrisierungen und Setzungen, die im Zuge der Projektbearbeitung aber einer Festlegung bedürfen, wurden zur Herstellung von Transparenz benannt. Als Beispiel kann hier die durch das Modell vorzuhaltende installierte Erzeugungskapazität gelten.

Die Modellergebnisse selbst, also die Lastfälle für das Übertragungsnetz, sind aufgrund ihrer hohen Ausdifferenzierung und Datenfülle schwer zugänglich zu machen. Ein aggregierter Überblick wurde auf Basis der GIS-Darstellungen gegeben, um auch hier eine Plausibilisierung zu ermöglichen.

In der vollen Detailtiefe liegen diese Ergebnisse als Datenbankinhalt vor und sind Grundlage des nächsten Schrittes, der Netzausbauplanung.

## 5 Arbeitsbereich C: Netzausbauplanung

### 5.1 Grenzen der Betrachtung

Das hier dokumentierte Projekt *Methoden der Netzentwicklung* erhebt, wie bereits dargelegt, nicht den Anspruch, im Vergleich zum NEP einen besseren Netzausbauplan zu präsentieren, sondern die weiter entwickelte Methode. Hierfür gibt es unterschiedliche Gründe. Die wesentlichen lauten in Stichworten:

- Detailkenntnis der Netze
  - Tiefe Detailkenntnis der Netze bis in die 110-Kilovolt-Ebene und langjährige Betriebserfahrung des Übertragungsnetzes hat nur der ÜNB.
  - Eine Netzplanung ohne Beteiligung der ÜNB ist wegen der Systemverantwortung des ÜNB nicht sinnvoll.
- Technische und modelltechnische Grenzen
  - Dynamische Untersuchungen des Netzes wurden nicht durchgeführt.
  - Stresstests wurden nur für kritische Stunden durchgeführt.
  - Die Abbildung des Auslandes ist (netztechnisch) unvollständig und im Rahmen dieses Projektes nicht umfassend zu leisten.
- Legitimation
  - keine Legitimation durch BNetzA
  - keine öffentlichen Konsultationen der Szenarien
  - Für einen Netzentwicklungsplan müssen die zuständigen Behörden und die Öffentlichkeit beteiligt werden.

Auf welche Weise eine solche Öffentlichkeitsbeteiligung in einem komplexen Themengebiet umsetzbar wäre (zum Beispiel über Konsultationen, ein Expertengremium et cetera) ist ein Punkt für die → *Merkliste (Kapitel 6)*.

Der Anspruch des Projektes ist vielmehr, eine Verbesserung der Vorgehensweise und Methode vorzuschlagen und durch Durchführung der Methode deren Tauglichkeit zu zeigen.

### 5.2 Skizze der Vorgehensweise

Die Vorgehensweise der Netzausbauplanung lässt sich in einen technischen und einen methodischen Aspekt unterteilen.

#### 5.2.1 Technische Vorgehensweise

Der technische Aspekt umfasst die konkrete planerische Aufgabe, das Netz für einen gegebenen Netznutzungsfall (NNF) hinreichend auszubauen und eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zudem sind angemessene, geeignete Betriebsmittel auszuwählen und einzusetzen. In diesem Aspekt unterscheidet sich die angewandte Vorgehensweise, soweit bekannt, nicht oder nicht wesentlich von der Vorgehensweise, die im Netzentwicklungsplan (NEP) eingesetzt wurde. Daher soll hier nur in aller Kürze auf wesentliche Eckpunkte eingegangen werden:

- o Basis der durch BET vorgenommenen Netzausbauplanung ist das im NEP beschriebene Startnetz, also das zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP 2012 vorhandene Netz zuzüglich der im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgelegten und der in Umsetzung befindlichen Maßnahmen. Dieser Ausgangspunkt wurde aus dem vorliegenden Datensatz durch Entfernen der Ausbaumaßnahmen des Ergebnisnetzes des NEP gebildet.
- o Eine Lastflussberechnung zukünftiger Jahre basierend auf diesem Startnetz zeigt eine Vielzahl von Leitungsüberlastungen, besonders auf Nord-Süd-Verbindungen. Ein Hauptgrund dafür ist, dass zukünftig ein Großteil der Erzeugung durch den vermehrten Ausbau von On- und Offshore-Windkraft weit im Norden erfolgt, die Lastzentren jedoch weiterhin zum Großteil auch im Süden bleiben.
- o Zur Lösung dieser weiträumigen Transportaufgaben wurde bei Entfernungen über circa 400 Kilometer die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) beziehungsweise HVDC (engl. *High-voltage, direct current*) als geeignete technische Lösung eingesetzt. Mehrere Korridore in HVDC-Technik stellen zunächst diesen weiträumigen Transportbedarf sicher. In Abhängigkeit von der zu übertragenden Leistung setzen sich diese jeweils aus einer oder mehreren parallelen HVDC-Trassen zusammen, welche wiederum aus einem oder mehreren parallelen Übertragungssystemen bestehen können<sup>18</sup>.
- o Als Endpunkte solcher Transporttrassen bieten sich Netzknoten mit bereits vorhandener stark ausgebauter Netzinfrastruktur an. Dies können zum Beispiel heutige Kraftwerksstandorte, etwa die Standorte der bestehenden Kernkraftwerke, oder auch andere starke Netzknoten sein. Der durch den Ausstieg aus der Kernenergie verursachte Wegfall von Erzeugung kann so unter Zuhilfenahme von HVDC-Leitungen zeitweise am selben Ort wieder dem Netz zugeführt werden.
- o Die größten Einspeisepunkte wurden mit den größten Lastsenken über HVDC-Trassen verbunden. Die Einbindung der Trassen in das vorhandene 380-Kilovolt-System erfordert darüber hinaus an diversen Stellen Netzverstärkungen und Netzerweiterungen in dieser Spannungsebene. Erkennbar wird dies durch Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der neuen HVDC-Leitungen. Hierbei wurde teilweise, aber nicht zwingend, auf die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im NEP ergriffenen Maßnahmen zurückgegriffen, um die auftretenden Überlastungen zu beheben. Als Kriterium für den (n-1)-sicheren Zustand des Netzes wurde, wie im NEP, auf die maximal zulässige Strombelastbarkeit der Leitungen abgestellt. Diese darf nicht höher als 70 Prozent sein.

---

<sup>18</sup> Zur Verdeutlichung:

- Ein Stromkreis oder System besteht aus drei Leiterseilen im Fall von Wechselstromtechnik (AC), aus zwei Seilen im Fall von Gleichstromtechnik (DC).
- Auf einem Standardmast können sechs Seile, also zwei AC-Systeme oder drei DC-Systeme geführt werden. Eine Reihe solcher Masten bildet eine Trasse.
- Trassen können zu Trassenkorridoren gebündelt werden, indem mehrere Mastreihen parallel geführt werden. Dies ist aber Gegenstand der Trassenplanung, nicht der hier durchgeführten Netzplanung.

- o Der Netzausbau erfolgt zunächst für einzelne, aus der Marktsimulation als kritisch identifizierte Stunden (zum Beispiel die Kombination windstark/lastschwach und umgekehrt). Mit dem für diese identifizierten Stunden ausgebauten und erprobten Netz werden dann für alle Stunden eines Jahres in allen Szenarien Lastflussberechnungen durchgeführt. Hierbei werden gegebenenfalls weitere, ebenfalls kritische Stunden identifiziert und zur Detailierung der Netzausbauplanung herangezogen. Zuletzt wird der Netzausbau für alle Lastfälle des betrachteten Jahres erprobt, also für hier 4 Szenarien x 8.760 h = 35.040 Lastfälle des Jahres. Treten hierbei Überlastungen auf, wird der Prozess iteriert.
- o Beim Ausbau werden zunächst die am häufigsten und höchsten ausgelasteten Leitungen betrachtet, die über dem Schwellwert von 70 Prozent liegen. Diese hoch ausgelasteten Leitungen werden durch sukzessives Anwenden des NOVA-Prinzips<sup>19</sup> entlastet. Das heißt, es werden, soweit möglich, erst Optimierungs- und anschließend Verstärkungsmaßnahmen durchgeführt<sup>20</sup>. Falls diese nicht ausreichen, wird als letzter Schritt der (Neu-)Ausbau angewandt.
- o Zur Verifizierung der (n-1)-Sicherheit des erstellten Ergebnisnetzes wurden anschließend für die kritischen NNF durch manuelle Eingriffe in die Netzberechnungssoftware Netzausfälle simuliert. Hierfür wurden im Vorfeld kritische Leitungen identifiziert und einzeln freigeschaltet. Danach erfolgte eine Analyse auf Leitungsüberlastungen (>100 Prozent) für das mit dem Ausfall behaftete Netz. Hierbei handelt es sich nicht um eine Auswertung dynamischer, transientscher Reaktionen auf den Fehler, der zum Ausfall einer Leitung geführt hat, sondern um eine Bewertung des eingeschwungenen, also dauerhaften, stationären Zustandes des Netzes. Kam es bei der vorgenommenen Analyse zu keinen Überlastungen im Netz, so ist das Netz im (n-1)-Fehler sicher beherrschbar.
- o Ebenfalls zur Überprüfung der Robustheit des Netzes wurden die Ausfälle einzelner Erzeugungsanlagen simuliert.

**Auch in diesem Punkt zeigt sich Weiterentwicklungsbedarf:**

Zum einen sind die Auslegungskriterien für die Netzplanung laufend daraufhin zu überprüfen, ob sie den sich wandelnden Anforderungen noch gerecht werden. Die Planung eines HVDC-Overlay-Netzes beispielsweise, gerade wenn man von stark gebündelten Trassen ausgeht, kann andere Anforderungen an Ausfallrechnungen stellen als ein vermaschtes AC-Netz. Dementsprechend stellt der Verbund eines Übertragungsnetzes mit HVDC- und AC-Komponenten hinsichtlich seiner Systemsicherheit und -stabilität neue An- und Herausforderungen an die bisherige Netzplanung.

---

<sup>19</sup> NOVA-Prinzip: Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau

<sup>20</sup> Optimierungsmaßnahmen, wie zum Beispiel Neubeseilung bestehender Freileitungstrassen, konnten im Rahmen dieses Gutachtens nicht auf die technische Machbarkeit (zum Beispiel ausreichende Statik der Masten, Seildurchhänge et cetera) und auf ihre Genehmigungsfähigkeit (Bestandsschutz oder Neugenehmigung erforderlich) geprüft werden.

Des Weiteren ist zu diskutieren, ob und in welchem Umfang Mehrfachausfälle (*Common-mode-* oder *Common-cause-*Fehler zum Beispiel durch Mastbeschädigung mit mehreren Stromkreisen) sowie die Kombination kritischer Leitungsausfälle zusammen mit kritischen Kraftwerksausfällen systematisch zu analysieren sind.

Zum anderen wird deutlich, dass für die Planung des Netzes keine bis ins Letzte eindeutigen objektiven Planungskriterien bestehen. Würde man dieselbe (nicht triviale) Planungsaufgabe zwei unterschiedlichen Bearbeitern anvertrauen, könnten unterschiedliche Ergebnisse resultieren, da Intuition und Erfahrung des Planers mit einfließen (wie eingangs bereits beschrieben). Die Entwicklung konsistenter, objektivierbarer Planungskriterien wäre auch sinnvoll und notwendig, um die Problemstellung einer computergestützten Optimierung zugänglich zu machen. Der Aspekt wird daher auf der → *Merkliste (Kapitel 6)* vermerkt.

Die Netzausbauplanung wurde mit dem Berechnungsprogramm INTEGRAL durchgeführt. Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch die Sicht des Netzplaners:

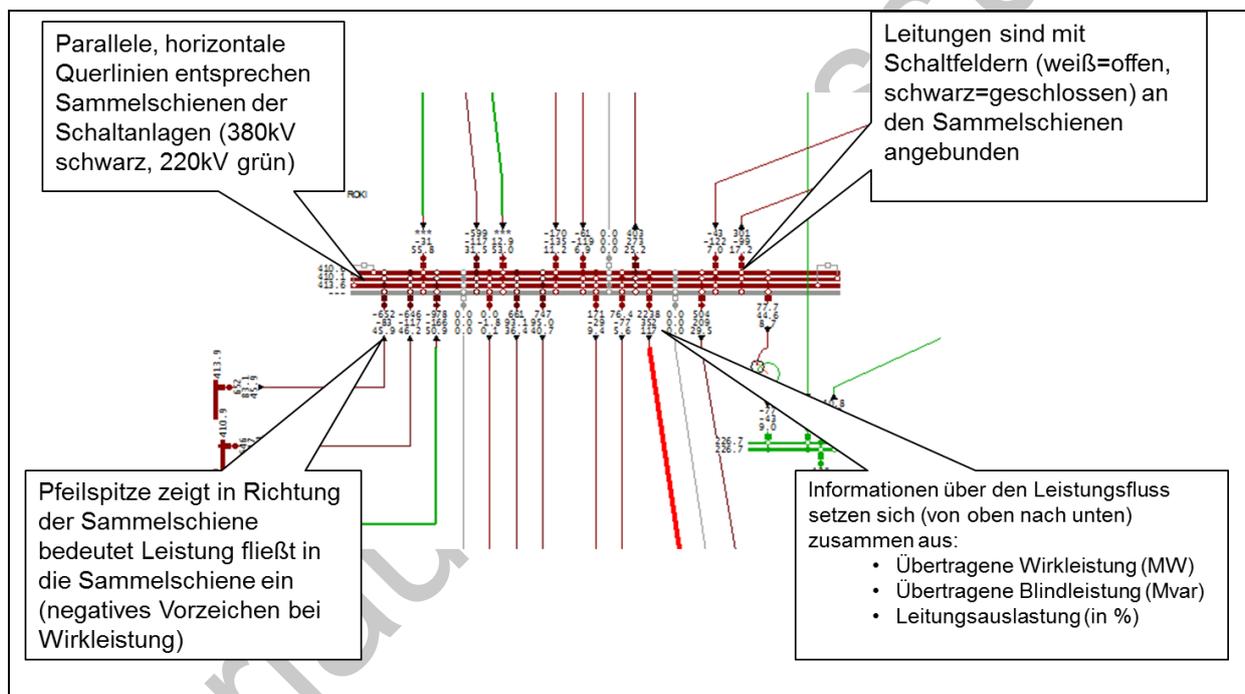


Abbildung 18: Netzausbauplanung, Sicht des Netzplaners

## 5.2.2 Methodische Vorgehensweise

### 5.2.2.1 Ein robustes Netz für alle Szenarien

Eine wesentliche methodische Abweichung gegenüber der Vorgehensweise im NEP besteht darin, dass vorliegend nicht ein Netz pro Szenario geplant wurde, sondern ein Netz für die Gesamtheit der Szenarien.

Anknüpfend an die Beschreibungen zur Szenariobildung gilt folgende Feststellung: Szenariobildung bedeutet im vorliegenden Anwendungsfall, sich zu fragen, für welchen Teil der Un-

sicherheiten der Zukunft das Netz ausgelegt sein soll. Das Netz soll 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 exakt passend für das Maß an Unsicherheit, das ihm durch die Szenariobildung zugeordnet wurde. Ein solches Netz nennen wir ein robustes Netz. Es ist robust gegenüber dem ihm zugeordneten Maß an Unsicherheit.

*Dieser Gedankengang kann durch die Betrachtung der Alternative verdeutlicht werden: Im NEP wurden drei Szenarien gebildet. Für jedes Szenario wurde ein eigener Netzausbau geplant. Im weiteren Verlauf wurde dann nur eines der Szenarien als das wahrscheinlichste weiter verfolgt und der zugehörige Netzausbau als Grundlage für den Bundesbedarfsplan verwendet. Dieser Netzausbau würde folglich passend sein, wenn genau dieses Szenario einträte. Der Grund für die Bildung dreier Szenarien bestand aber gerade in der Unsicherheit der Zukunft: Niemand kann mit Sicherheit sagen, welches Szenario eintreten wird. Es kann aber als sicher gelten, dass keines der definierten Szenarien genau eintreten wird. Eine Abdeckung dieser Unsicherheit der Zukunft ist damit systematisch nicht angelegt.*

### **5.2.2.2 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 2033 benötigen wir im Jahre 2015 noch nicht. Auch werden wir das heute ermittelte Netz des Jahres 2033 mit großer Wahrscheinlichkeit dann nicht benötigen, denn im Zeitverlauf bis 2033 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 nach Überzeugung der Autoren aber keine Frage der Wichtigkeit: 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. Eine Abwägung nach Wichtigkeit ist in diesem Sinne nicht sachgerecht.

Als Alternative wird die Priorisierung nach Dringlichkeit vorgeschlagen. Die folgende Abbildung 19 zeigt den Ansatz bildlich:

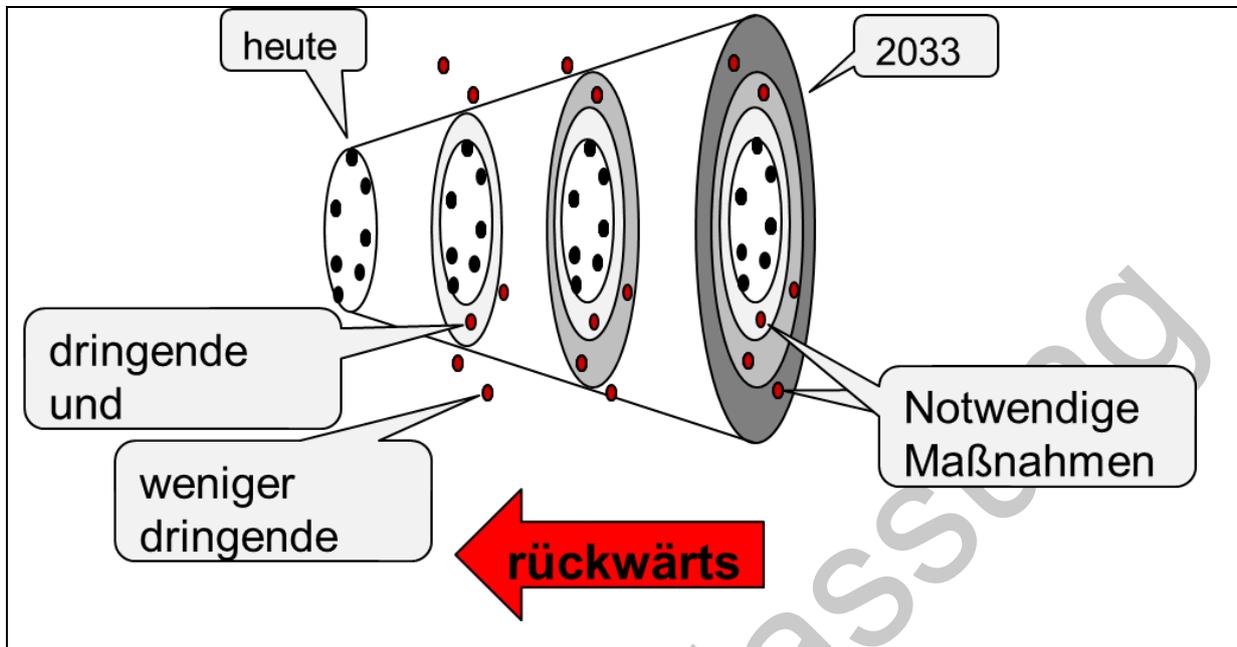


Abbildung 19: Prinzip der Analyse nach Dringlichkeit

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 fünf Jahre nach 2028. Zur Erfüllung der Transportaufgabe im Jahr 2028 werden nicht alle der in 2033 notwendigen Maßnahmen benötigt. Einige können entfallen. Im nächsten Schritt (2023) entfallen wiederum einzelne Maßnahmen. Dieses Prozedere 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:

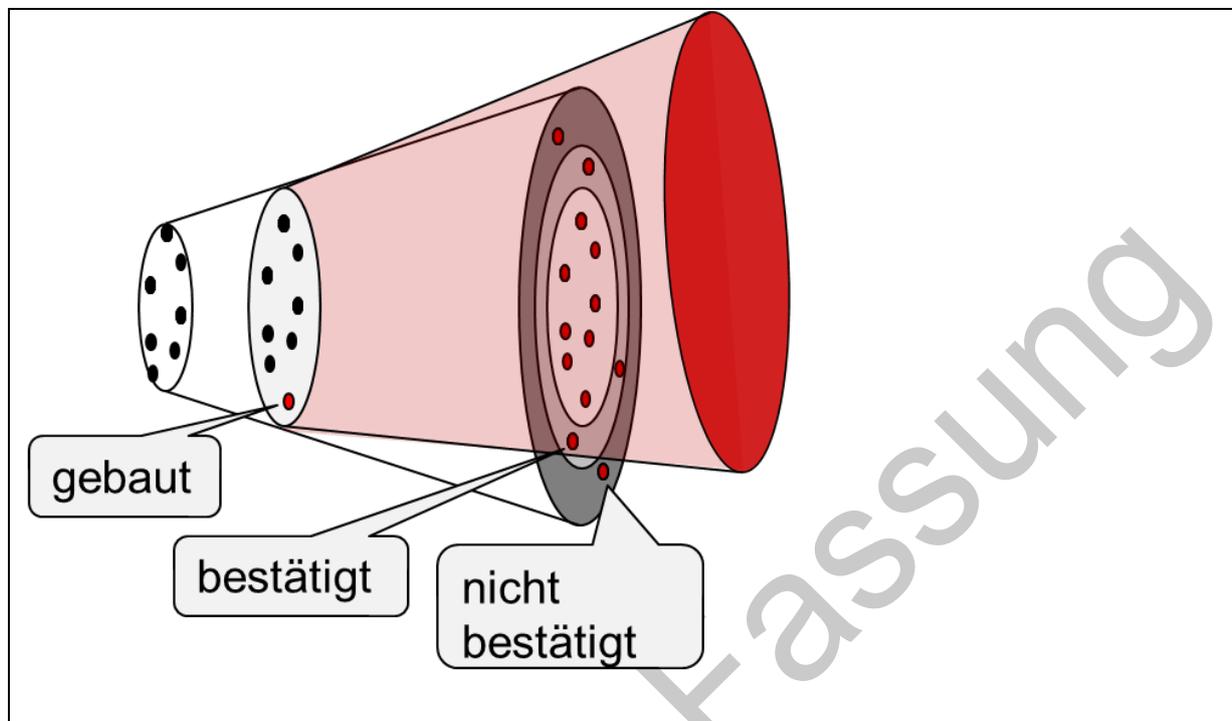


Abbildung 20: Prinzip des rollierenden Vorgehens

Führt man in einigen Jahren<sup>21</sup> 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 ferneren 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.

Doch auch im realen Fall wird für das Jahr 2033 nicht das gesamte heute berechnete Netz gebaut sein, sondern nur ein Teil davon, gegebenenfalls ergänzt um heute noch nicht ge-

<sup>21</sup> Der heutige Turnus der jährlichen Planung erscheint zu kurz, denn die einzelnen Verfahren dauern länger als ein Jahr und überlappen sich daher gegenseitig. Dies fordert Bürger und Behörden unnötig stark. Ein Turnus von zwei bis drei Jahren scheint ausreichend und sachgerecht, solange sich keine starken Brüche in den Rahmenbedingungen ergeben. In diesem Turnus wäre auch der Szenariorahmen zu aktualisieren.

plante Maßnahmen. Andere Maßnahmen werden durch Erkenntnisgewinn oder Änderung der Randbedingungen ihren Status der Notwendigkeit verlieren. Denn das Maß an Unsicherheit sinkt, je näher wir dem Jahr 2033 kommen. Folglich wird auch die Unsicherheit, die das Netz zu tragen hat, geringer. Dennoch ist es von großer Bedeutung, schon heute einen weiten Blick in die Zukunft zu werfen und nicht nur auf die nächsten fünf Jahre, denn nur so können auch langfristige und große technische Erfordernisse erkannt und rechtzeitig angegangen werden.

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.

### 5.2.2.3 Zusammenfassung zur Methode der Netzplanung

Der vorgestellte Ansatz hat Gemeinsamkeiten mit dem bisher verfolgten Vorgehen, besonders was die technische Netzplanung (hier weicht er kaum ab) und das rollierende Vorgehen angeht. Differenzen bestehen insbesondere in

- der Betrachtung aller Lastfälle der Szenarien zugleich, um ein **robustes Netz** zu erhalten;
- der Nutzung der **Dringlichkeit** als Kriterium und der Ablehnung der Wichtigkeit/Relevanz als ebensolches;
- der zeitlich rückwärts ablaufenden Vorgehensweise, ähnlich einer stochastischen Optimierung;
- der Akzeptanz des Umstandes, dass die **Zukunft unsicher** ist und jedweder Netzausbau einen definierten Teil dieser Unsicherheit auffangen soll.

Diese Unterschiede führen letztlich zur Planung eines robusten Übertragungsnetzes.

## 5.3 Ergebnisse der Netzausbauplanung

**Vorbemerkung:** Das Ergebnis der Netzausbauplanung stellt aus genannten Gründen keine Überprüfung und keine Alternative zum Netzentwicklungsplan oder Bundesbedarfsplan dar. Es wurden unter abweichenden Prämissen andere Szenarien mit einem anderen Marktmodell berechnet und im Rahmen der Netzplanung umgesetzt. Die Durchführung der Berechnung dient dem Nachweis der Praxistauglichkeit, die Ergebnisse sind daher als **exemplarische Projektergebnisse** zu verstehen. Die wesentlichen Aspekte, in denen die durchgeführte Netzplanung nicht dem Anspruch an eine reale Planung genügt, wurden unter 5.1 erläutert.

Aufgrund dieser Sachverhalte und Vereinfachungen ist die vorgelegte, exemplarische Netzplanung nicht geeignet, die konkreten Maßnahmen des NEP oder des Bundesbedarfsplanes infrage zu stellen.

Diese Punkte sind bezüglich der Ergebnisinterpretation wichtig, stellen jedoch den **Nachweis der Methodentauglichkeit**, der hier geführt wurde, in keiner Weise infrage.

### 5.3.1 Startnetz

Wie der Netzentwicklungsplan, so setzt auch die hier durchgeführte Netzausbauplanung bestimmte Netzelemente als vorhanden voraus. Dieser Grundstock wird als Startnetz bezeichnet. Zum Startnetz gehören neben dem heutigen Bestand vor allem die Maßnahmen, die in Bau sind oder die bereits durch das EnLAG benannt wurden und deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit im Zuge desselben bereits festgestellt wurde. Diese Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen werden als vorhanden angesehen.

Operativ wurde das Startnetz gebildet, indem aus dem Ergebnisnetz, welches die BNetzA für dieses Projekt aufgrund von § 12 f (2) EnWG zur Verfügung gestellt hat, die Ergebnismaßnahmen eliminiert wurden.

Die folgende Abbildung zeigt die EnLAG-Maßnahmen und damit den maßgeblichen Teil der heute noch nicht vorhandenen, aber im Projekt vorausgesetzten Netzelemente:

Vorläufige Fassung

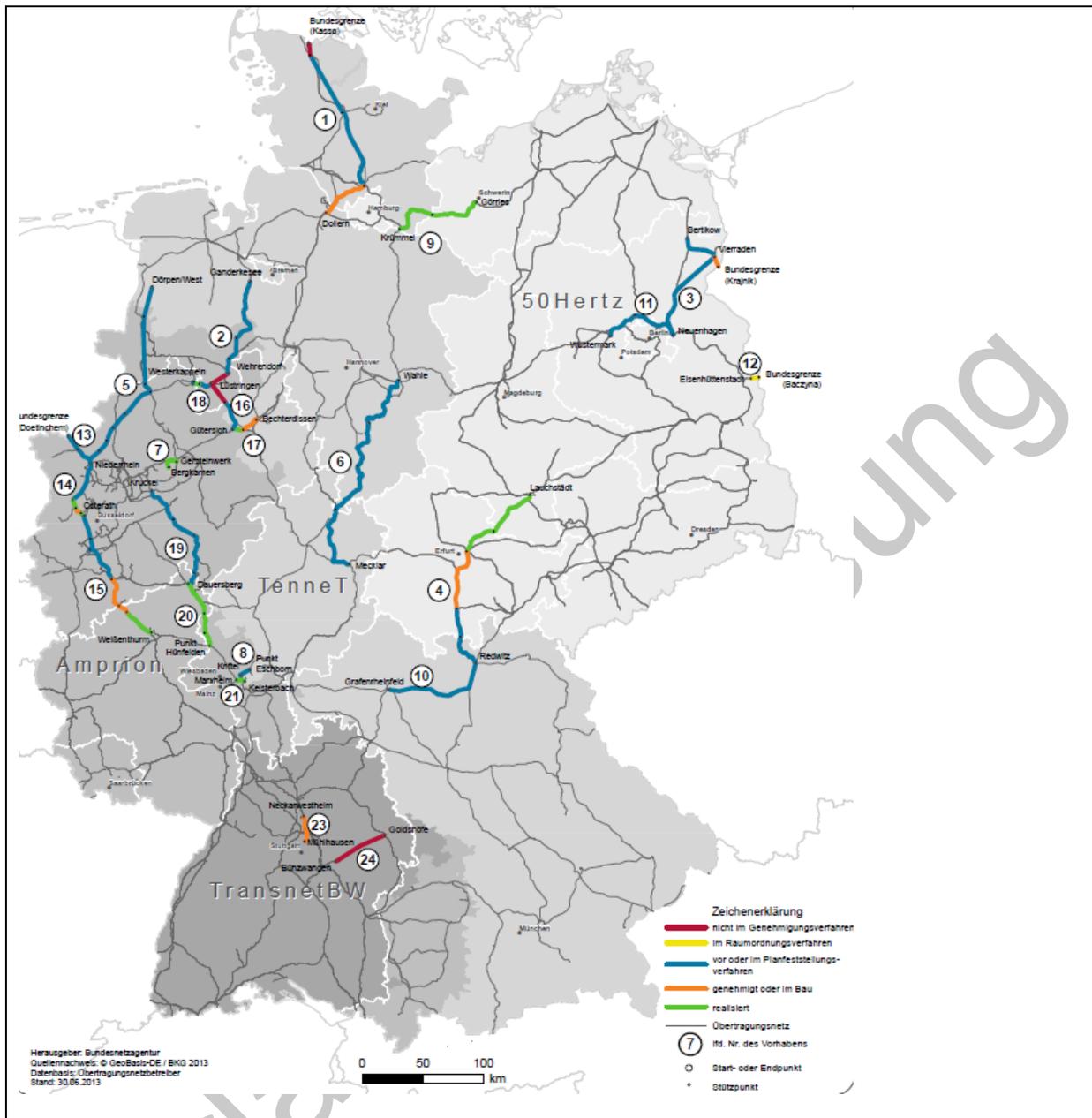


Abbildung 21: EnLAG Leitungen (Quelle: BNetzA)

### 5.3.2 Trassenbündelung

Die Frage der Trassenbündelung hat einen rechnerischen Aspekt, der die Darstellung der Ergebnisse einer Netzplanung, besonders die resultierenden Längenangaben (Kilometer Neubaukorridore) betrifft, sowie einen technischen und gesellschaftlichen Aspekt, der von größerer Bedeutung ist. Hierzu im Einzelnen:

#### Rechnerischer Aspekt

Im NEP wurden die Längen parallel geführter HGÜ-Trassen nicht mehrfach gezählt, sondern nur einfach. Dies lässt sich an der folgenden Grafik veranschaulichen:

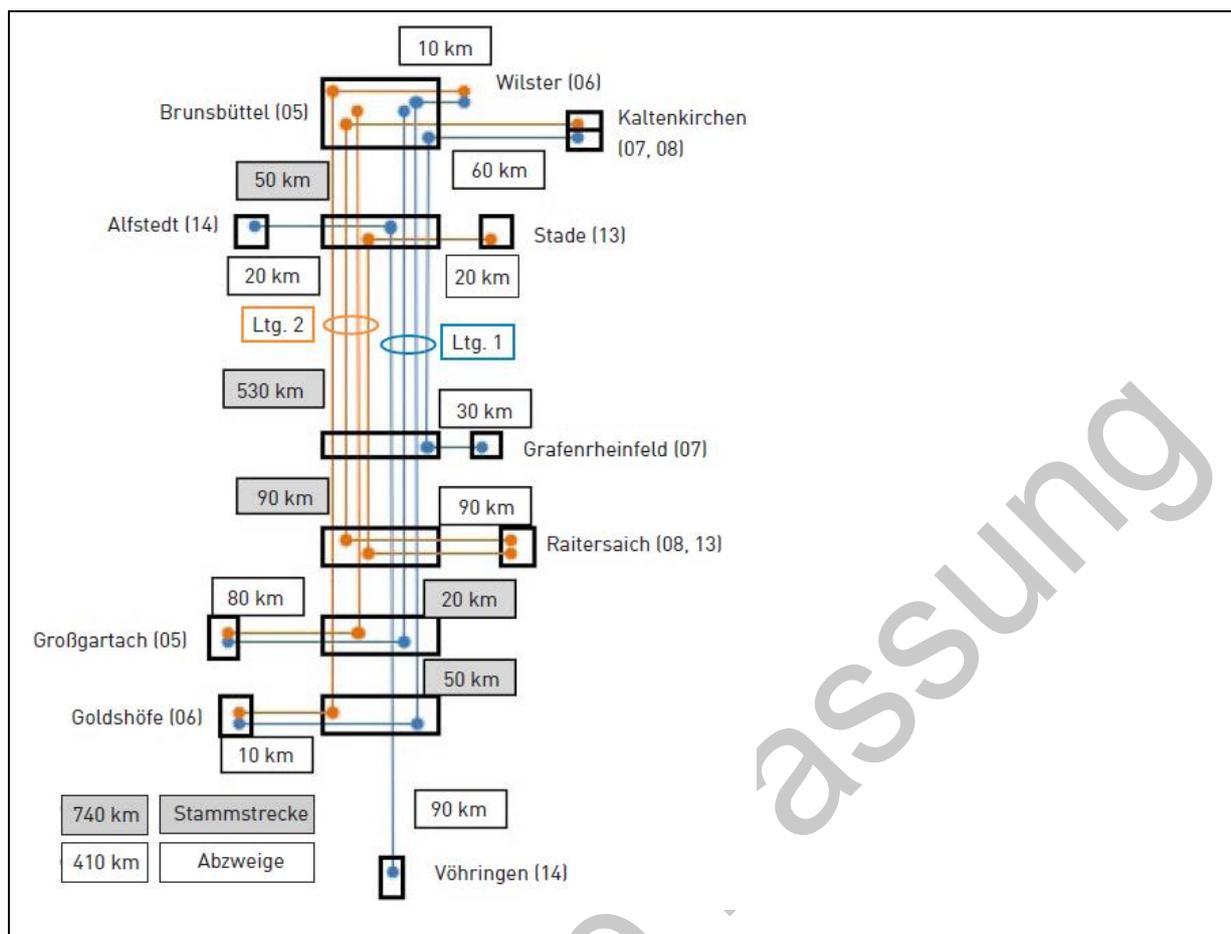


Abbildung 22: Trassenbündelung (Quelle: NEP 2012)

Die senkrechten Linien stellen die sogenannte Stammstrecke dar. Die waagerechten Linien die Abzweige. Möchte man die Gesamtlänge der Maßnahme ermitteln, so muss man – der im NEP angewendeten Methodik folgend – die Längen der Abzweige addieren (zum Beispiel 10 Kilometer von Wilster zur Stammstrecke nach Brunsbüttel). Die Länge der Stammstrecke (zum Beispiel die folgenden 50 Kilometer von Brunsbüttel nach Süden) wird nur einmal gezählt, unabhängig davon, wie viele Systeme hier parallel geführt werden.

Es muss jedoch bedacht werden, dass eine Trassenplanung im Rahmen des NEP nicht durchgeführt wird, es ist mithin unklar, ob die Leitungen tatsächlich gebündelt in genau einer Trasse oder in einigem Abstand (zwei Trassen) voneinander ausgeführt werden sollen.

Bedeutsam wird diese Rechenmethodik, wenn man Ergebnisse unterschiedlicher Netzplanungen miteinander vergleicht: Wenn hier Korridorlängen verglichen werden, spielt die Frage eine Rolle, wie stark Trassen zu Korridoren gebündelt werden, denn die Bündelung senkt die resultierenden Längenangaben nicht unerheblich.

Soweit Vergleiche der Ausbaulängen im Rahmen dieses Gutachtens angestellt werden, wird die beschriebene Rechenmethodik NICHT angewendet, sondern Trassenkilometer einzeln ausgewiesen. Bezüglich des Vergleichswertes aus dem NEP bedeutet dies, dass die Trassenkilometer aus den Kostenangaben zurückgerechnet werden mussten und daher eine gewisse Ungenauigkeit beinhalten.

## Technischer Aspekt

Aus netzplanerischer Sicht hat die Frage der Trassenbündelung zu Korridoren eine erhebliche Bedeutung: Bereits eine einzelne Trasse, die auf einem Standardmast (sechs Seile) entweder zwei Systeme AC oder drei Systeme DC tragen kann, hat eine rechnerische Transportleistung von bis zu sechs Gigawatt (drei Systeme DC zu je zwei Gigawatt). Ein Schaden an einer solchen Trasse, zum Beispiel das Umknicken eines Mastes, würde also den Ausfall von sechs Gigawatt auf einen Schlag bedeuten. Zwar ist das parallele Netz gemeinsam mit dem unterlagerten AC-Netz in der Lage, einen Teil dieser Transportaufgabe zu übernehmen, dennoch wäre dieses Ereignis wohl als kritisch zu bezeichnen, denn es übertrifft den sogenannten (n-1)-Fall<sup>22</sup>. In diesem Zusammenhang tritt die Frage auf, inwieweit die heutigen Planungskriterien und Auslegungsansätze – (n-1)-Sicherheit et cetera – geeignet und ausreichend sind, um auch ein leistungsstarkes Overlay-Netz zu planen und zu betreiben. Diese konnte im Rahmen des Projektes aber nicht vertiefend bearbeitet werden.

Der NEP 2012 sieht in seiner Ausbauplanung für das Jahr 2032 im Korridor C eine Transportleistung von zwölf Gigawatt vor. Das ist gleichbedeutend mit zwei parallel geführten, vollbeseilten Standardmasten wie oben beschrieben. Diese Konstellation ist anfälliger gegen sogenannte *Common-cause*-Fehler (also Fehler, die dieselbe Ursache haben) als getrennt geführte Trassen. Als Beispiel kann ein Waldbrand oder ein Schneesturm, natürlich theoretisch auch ein Anschlag herangezogen werden. Das Problem verschärft sich, je stärker die Bündelung von Trassen zu Korridoren vorgenommen wird.

Aus technischer Sicht ist es daher erstrebenswert, die ohnehin schon hoch belasteten und wichtigen Trassen nicht zusätzlich zu Korridoren zu bündeln, sondern aus Gründen der Versorgungssicherheit in einigem räumlichen Abstand voneinander oder gänzlich getrennt zu führen. Dies bedeutet aber andererseits, dass der Landschaftsverbrauch wächst, auch die Anzahl der direkt betroffenen Menschen, Tiere und Naturräume wird zunehmen. Die offensichtliche Abwägungsfrage zwischen Versorgungssicherheit (Dezentralisierung der Trassen), Systemverträglichkeit und Landschaftsverbrauch muss als grundsätzliche Planungsprämisse klar geregelt werden. Es erscheint eine grundsätzliche und gründliche Diskussion notwendig, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht geleistet werden kann.

Die Netzplanung wird im Folgenden auf zwei Weisen dargestellt: Eine mit hoher Trassenbündelung (maximale Leistung eines Korridors liegt bei 16 Gigawatt) und eine mit verringerter Bündelung (maximal 10 Gigawatt). Ohne der benannten Diskussion und einer Trassenplanung vorgreifen zu wollen, erscheint es den Gutachtern derzeit dringend empfehlenswert, die Trassen nicht zu stark zu bündeln, sondern mit der schwach gebündelten Variante zu arbeiten.

---

<sup>22</sup> Zur Veranschaulichung der Größenordnung soll ein Vergleich mit der Erzeugungsseite dienen: Der Auslegungsfall für die Leistungs-Frequenzregelung (Regelenergie) im europäischen Verbund ist der Ausfall eines Kraftwerks-Doppelblocks und wird mit 3.000 Megawatt, also 3 Gigawatt wegfallender Erzeugungsleistung angenommen. Dies verdeutlicht, dass der Wegfall von 6 Gigawatt Transportleistung – auch wenn diese teilweise kompensiert werden kann – als kritisches Ereignis anzusehen ist.

### 5.3.3 Ergebnisse der Netzplanung für 2033

Die Durchführung der Netzausbauplanung hat ein funktionierendes, und im Rahmen der genannten Einschränkungen überprüftes, außerdem im Sinne unserer Methode ein robustes Netz ergeben. Auch wenn sich in einem anderen Szenarienumfeld, aufgrund weiterer Stress-tests oder zusätzlicher Belastungen durch das Ausland oder aber durch Detailkenntnis der Netzbetreiber zeigen würde, dass ein modifizierter Zubau notwendig wäre, ist damit die Praxisnähe und Durchführbarkeit der vorgestellten Methode erwiesen.

#### Schwach gebündelt

Die folgende Kartendarstellung zeigt die als notwendig erkannten Maßnahmen des Netzausbaus, um allen Belastungsfällen der vier Szenarien für das Jahr 2032 gerecht zu werden.

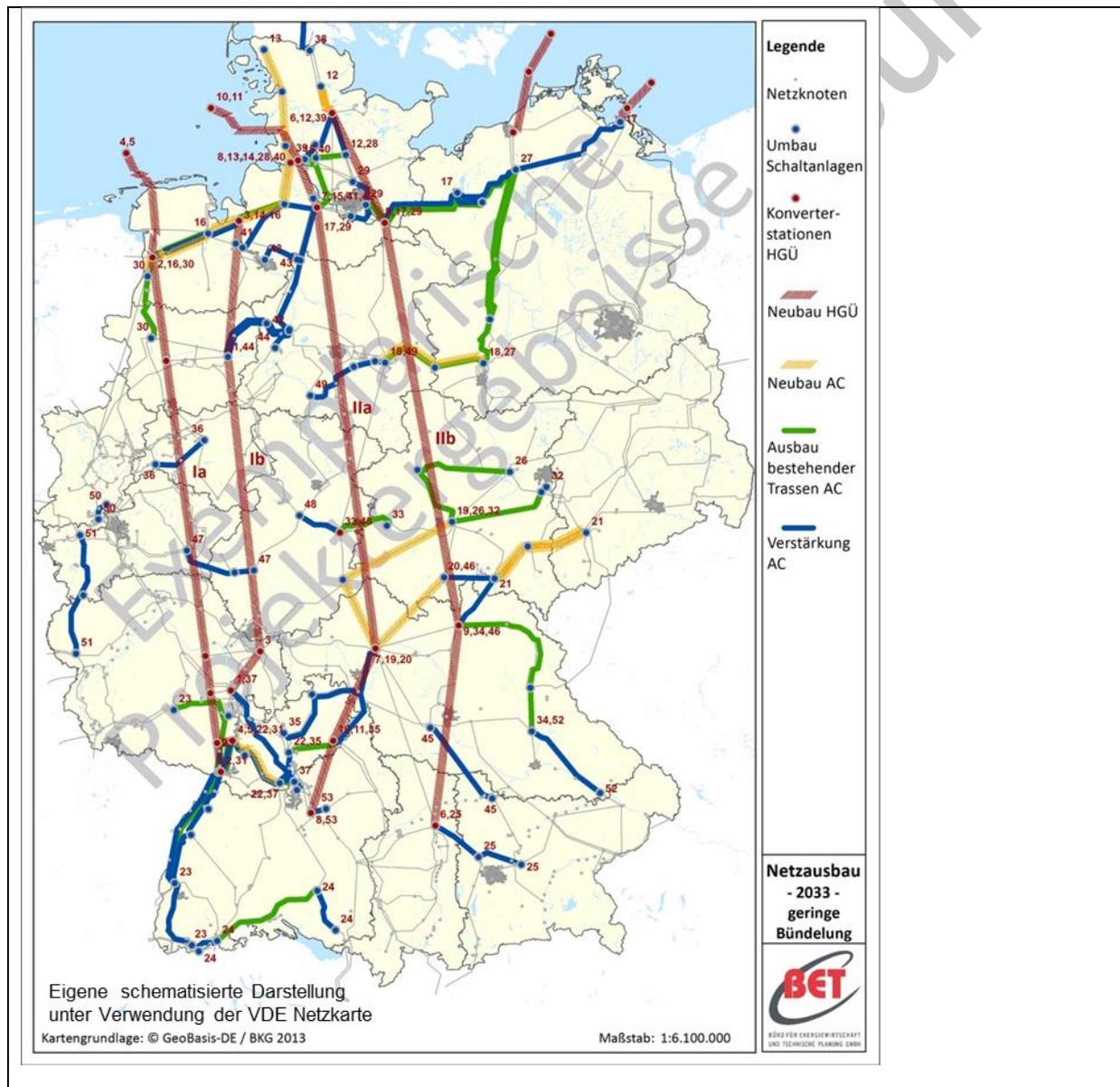


Abbildung 23: Übersicht Netzausbau 2033 (schwache Bündelung)

Deutlich erkennbar sind die Nord-Süd-Kanäle, die aufgrund ihrer Länge in DC-Technik ausgeführt wurden. Die Maßnahmen des Startnetzes (also auch die EnLAG-Maßnahmen) sind nicht dargestellt, aber vorausgesetzt. Neben dem Nord-Süd-Transport wird die Notwendigkeit einer im Norden verlaufenden, quer liegenden Sammelschiene erkennbar, die auch die Aufgabe übernimmt, den Onshore-Windstrom den DC-Kanälen zuzuführen. Diese Sammelschiene ist in konventioneller AC-Technik ausgeführt. Weiterhin ist zu sehen, dass der Raum Sachsen–Thüringen verstärkt an den Süden und Südwesten Deutschlands angebunden wurde und zwar über das im EnLAG beschriebene Maß hinaus. Verstärkungen waren außerdem im Südwesten nötig sowie an mehreren Stellen, die nicht im Zusammenhang mit den sehr großräumigen Transporten stehen.

**Stark gebündelt**

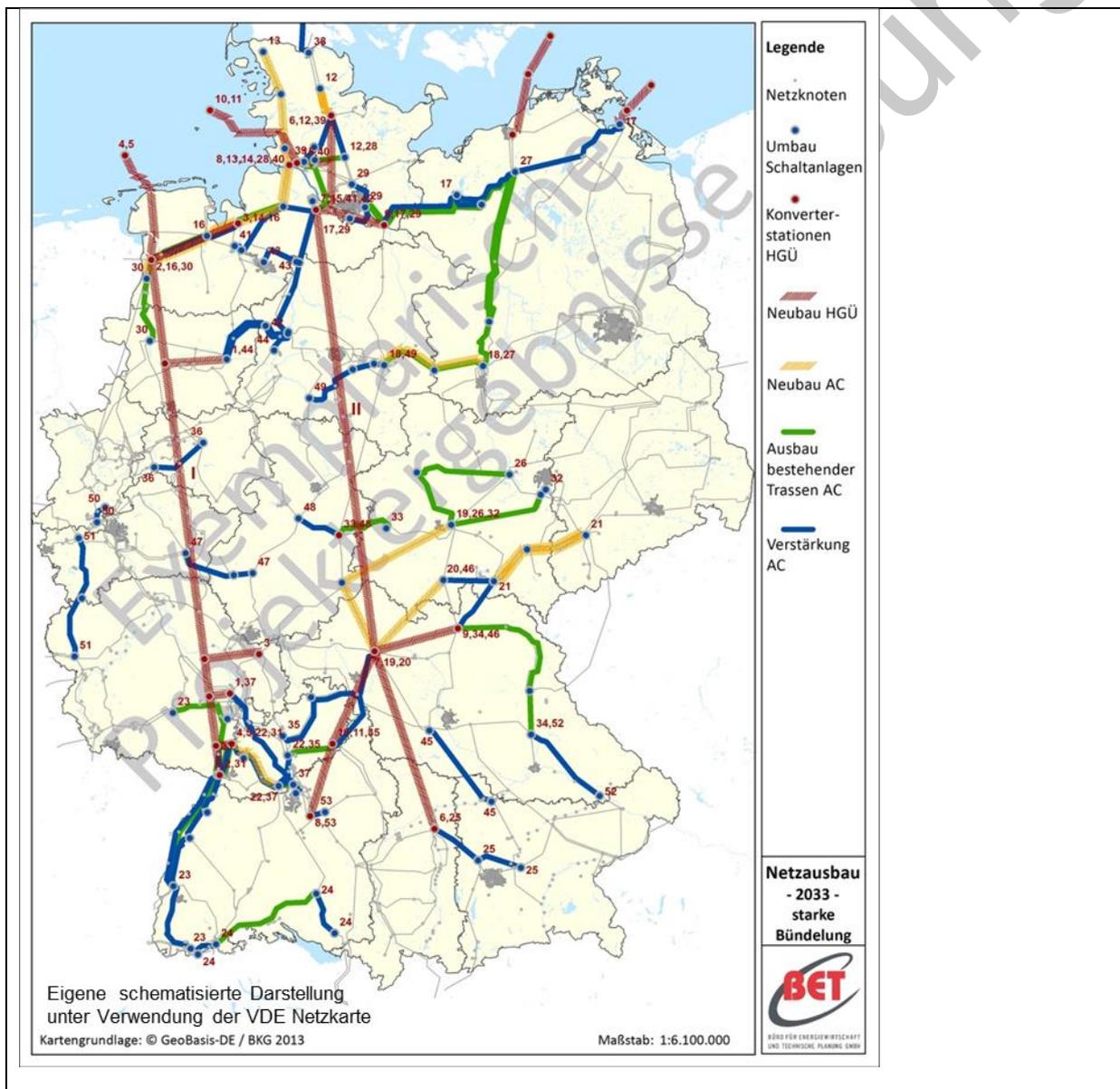


Abbildung 24: Übersicht Netzausbau 2033 (starke Bündelung)

Die Variante mit starker Bündelung zeigt einen identischen Netzausbau – der Unterschied liegt einzig und allein in der Bündelung von Trassen zu Kanälen, die hier stärker als zuvor vorgenommen wurde. Der optische Eindruck ist dennoch ein anderer: Statt der vier Kanäle, die Deutschland durchziehen, sind nun nur noch zwei Kanäle zu erkennen, die geringere Betroffenheit der Bevölkerung ist offensichtlich. Diese Abwägungsfrage wurde bereits erläutert.

### 5.3.4 Ergebnisse der Netzplanung 2023

Für das Jahr 2023 zeigt die schwach gebündelte Variante bereits drei Transportkanäle in Nord-Süd-Richtung, wie nachstehende Grafik zeigt:

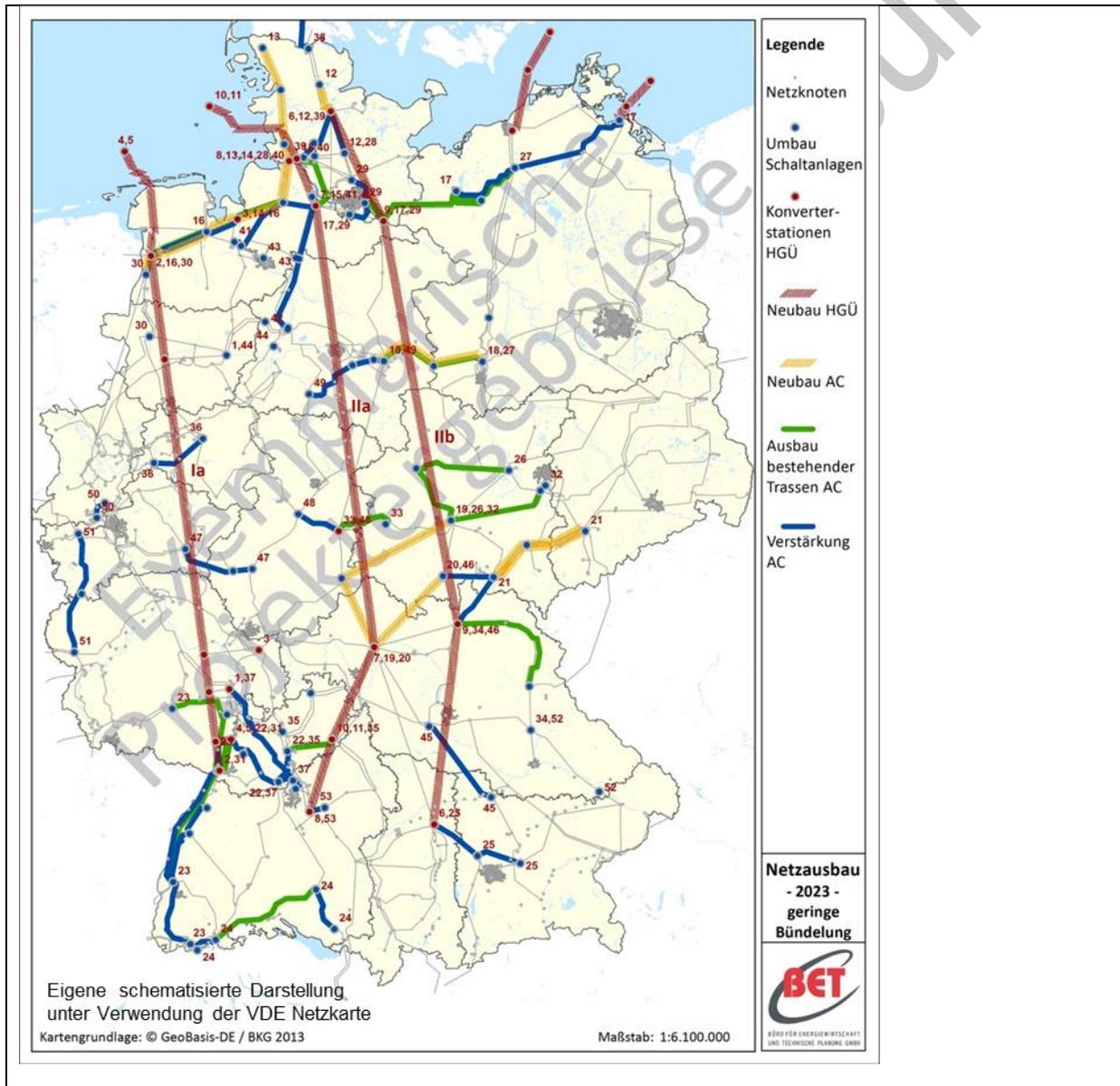


Abbildung 25: Übersicht Netzausbau 2023 (schwache Bündelung)

Ein Grund für die frühe Notwendigkeit der Korridore, besonders des westlichen Korridors, ist der planerische Ansatz, die Offshore-Anbindungen als Gleichspannung bis zu den Lastschwerpunkten zu führen. Hierzu mehr unter dem Punkt *Dringlichkeit*, Kap. 5.3.6.

### 5.3.5 Parallelen und Unterschiede zum NEP 2012

Zwar ist das in diesem Projekt erarbeitete Netz keine Alternative zum NEP, doch sollte aus Gründen der Sorgfalt eine vorliegende Netzplanung, auch wenn sie unter anderen Prämissen entstanden ist, zur Plausibilisierung betrachtet werden. Aus diesem Grund zeigt die nachstehende Abbildung den optischen Vergleich zwischen der schwach gebündelten Variante für 2033 und dem NEP-Ausbau für 2032:

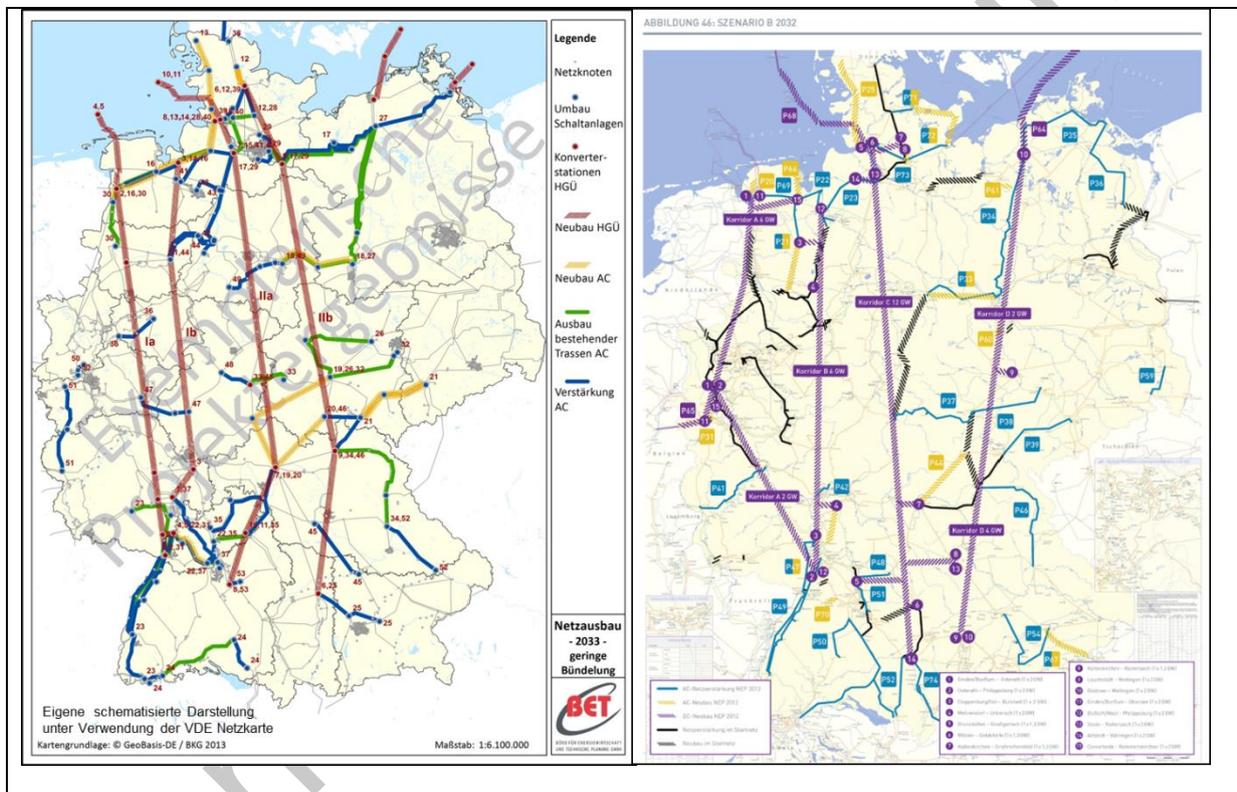


Abbildung 26: Optischer Vergleich zum NEP 2012 Szenario B 2032

Die Planungen zeigen denn auch einige Gemeinsamkeiten. Beide beinhalten vier weiträumige Korridore, die in der Nähe zukünftiger oder bestehender Windschwerpunkte beginnen und an starken Netzknoten im Süden und Südwesten enden. Auch das Ausfransen der Kanäle, also letztlich die Bündelung – erst zu Trassen, dann zu Kanälen – kann als typisch erkannt werden. Ebenso finden sich bei der unterlagerten Ausbauplanung im optischen Vergleich mehr Gemeinsamkeiten als Differenzen.

Eine zweite Möglichkeit zur Plausibilisierung besteht im Vergleich der Ausbaulängen, wie Abbildung 27 ihn zeigt.

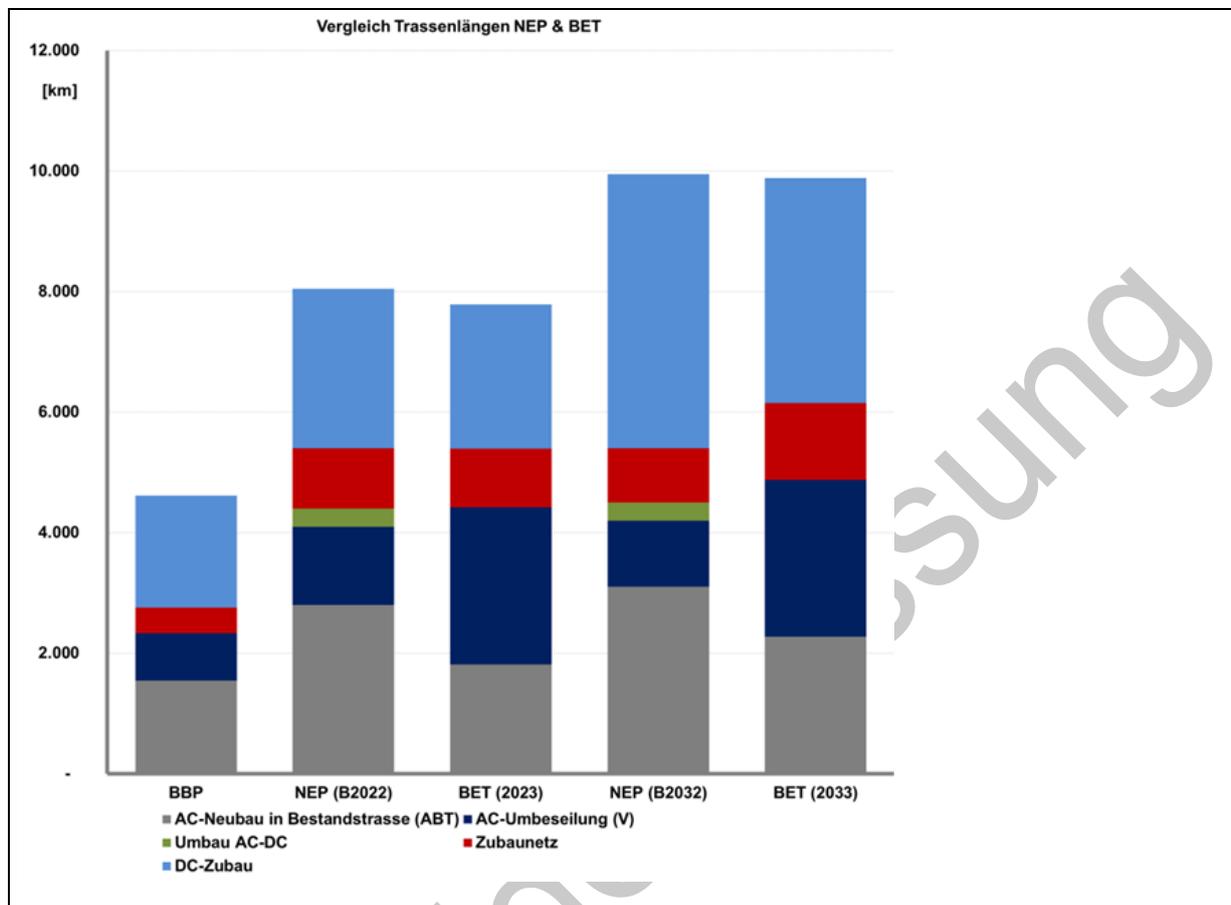


Abbildung 27: Ausbaulängen im Vergleich (ohne Bündelungseffekte)

Die fünf dargestellten Säulenstapel zeigen (von links nach rechts) die Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG), die des NEP und die unseres Projektes für 2022 beziehungsweise 2023 sowie für 2032 beziehungsweise 2033.

Markant ist eine Gemeinsamkeit: Die Gesamtlängen sind zwischen NEP und dem Netz dieses Gutachtens fast identisch. Die Längen des BBPIG liegen naturgemäß deutlich darunter, da ja nicht alle Maßnahmen des NEP durch die BNetzA betätigt worden sind.

Markant sind aber auch zwei Hauptunterschiede: Zum einen haben die BET-Netzplaner häufiger zu Umbeseilungen gegriffen als die Urheber des NEP. Dies kann auf die unterschiedlichen Szenarien zurückzuführen sein, die ja dem Netz andere Belastungsfälle (zum Beispiel gegebenenfalls eine flächigere Einspeisung der EE) aufprägen. Eine weitere mögliche Ursache liegt darin, dass aufgrund des BET vorliegenden Datensatzes in manchen Fällen die Umbeseilung nach dem NOVA-Prinzip das angeratene Mittel gewesen ist, bei genauer Kenntnis des Netzes diese aber technisch nicht umsetzbar ist, etwa weil Masten nicht hoch genug sind (Durchhang, Statik) oder die Genehmigung für höhere Strombelastungen nicht vorliegen. Diese Unschärfe ist dem Umstand geschuldet, dass die ÜNBs nicht aktiv an der hier durchgeführten Netzplanung beteiligt waren. Zum anderen sind die ausgewiesenen Längen der DC-Trassen (nicht Korridore) geringer als im NEP. Dies kann seine Hauptursa-

che in den abweichenden Annahmen zum EE-Ausbau haben, unter anderem an dem in diesem Projekt geringeren Anteil an Offshore-Windkraft und einer insgesamt größeren installierten Photovoltaik- und Windenergie-Leistung in der Fläche des Landes.

Im Rahmen einer Plausibilisierung ist festzuhalten, dass die Planungsergebnisse zwar deutlich erkennbar abweichen (alles andere wäre verwunderlich), aber dennoch grundsätzliche Gemeinsamkeiten aufweisen.

### 5.3.6 Dringlichkeit

Ein wesentlicher methodischer Fortschritt liegt darin, dass die als notwendig befundenen Ausbaumaßnahmen nach ihrer Dringlichkeit differenziert werden können. Diese Differenzierung wird auf der folgenden Kartendarstellung gezeigt:

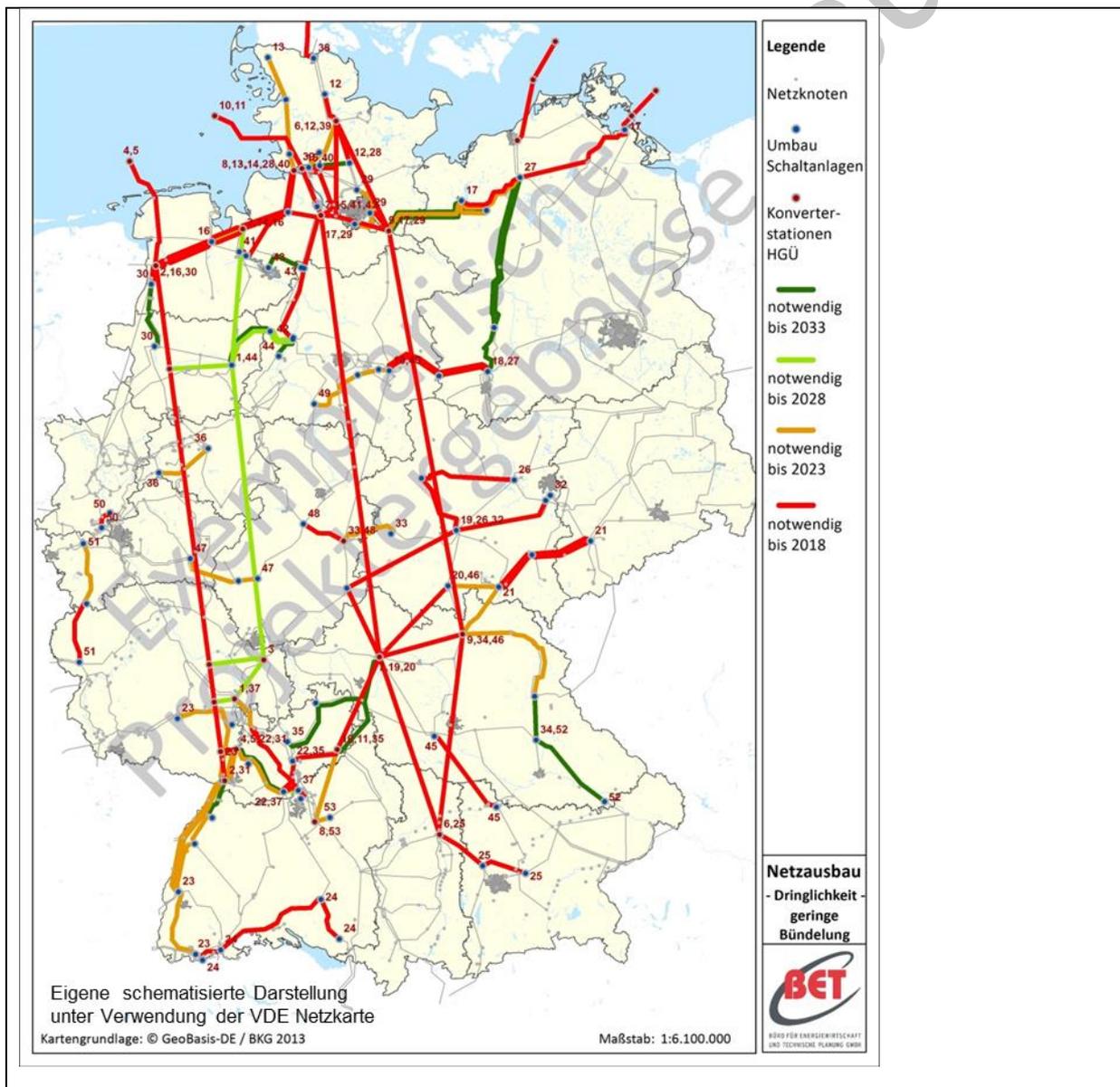


Abbildung 28: Dringlichkeit der Netzausbaumaßnahmen

Die Farben dieser Karte weisen nun nicht mehr aus, welche Technologie zum Einsatz kommt und ob es eine Neubautrasse ist, sondern sie zeigen, ab wann diese Maßnahme benötigt wird. Die roten Linien weisen auf einen Bedarf bereits im Jahr 2018 hin, orange steht für 2023, hellgrün für 2028 und dunkelgrün für einen Bedarf erst um 2033. Die roten Maßnahmen sind mithin die dringendsten.

Besonders markant ist hierbei, dass drei der vier DC-Transportkanäle, jedenfalls mit einem Teil ihrer Leistung, bereits im Jahr 2018 benötigt werden. Dies ist teilweise – aber nicht ausschließlich – dadurch begründet, dass wie bereits angesprochen die Anlandungen der Offshore-Windenergie als DC-Leitung nach Süden geführt werden. Doch auch der Ausbau der Onshore-Windenergie im Norden Deutschlands trägt seinen Teil dazu bei, diese Leitungen notwendig zu machen.

Die Frage, ob eine Leitung vor 2022 bereits benötigt wird, wird im NEP nicht gestellt und nicht beantwortet. Vielmehr heißt der gedankliche Ansatz, dass all diese Leitungen so bald wie möglich benötigt werden und eine zusätzliche Priorisierung kontraproduktiv sein könnte.

Demgegenüber lässt der hier vorgeschlagene Methodenansatz erkennen, wo ein Bedarf schon sehr bald besteht. Dabei muss man in Kauf nehmen, dass möglicherweise die Realisierung einer mehrere Hundert Kilometer langen Trasse durch Deutschland in diesem Zeitraum nicht durchführbar ist, und entsprechend umplanen: Denkbar ist, Zwischenlösungen zu prüfen (gegebenenfalls können Konverter zunächst zur Wechselrichtung von Windstrom und später als Kopfstation einer DC-Trasse genutzt werden) oder rasch zu realisierende Lösungen zu priorisieren (Umstellung von AC auf DC wie von Amprion im Ultranet geplant, könnte ein Beispiel hierfür sein). Im Erkenntnisgewinn der Dringlichkeit besteht in jedem Fall ein Nutzen, der in der konkreten Umsetzung der Netzplanung Berücksichtigung finden sollte.

## 5.4 Fazit zur Netzausbauplanung

Die vorgelegte Netzausbauplanung zeigt, dass die vorgeschlagene Methode praxisnah und durchführbar ist. Auch wenn kein *Alternativer NEP* als Ergebnis resultiert, wird deutlich, mit welchen Mitteln ein robustes, also zukunftstaugliches Netz geplant werden kann und wie die Dringlichkeit der notwendigen Maßnahmen abzuleiten ist. Der resultierende Erkenntnisgewinn sollte dabei nicht als zusätzlicher Druck, sondern als Fortschritt wahrgenommen werden.

Zugleich wurde im Projektverlauf deutlich, dass auch im Bereich der Netzplanung Fragen offen sind. Insbesondere die objektiven Planungskriterien und die Frage nach der Trassenbündelung sind Positionen, die einer weitergehenden Untersuchung bedürfen.

## 6 Ausblick

Der langfristige Ausbau eines so komplexen Systems wie des deutschen Stromübertragungsnetzes ist eine vielschichtige Aufgabe. Daher ist es erwartungsgemäß, dass im Zuge dieser Untersuchung nicht alle Fragen abschließend und endgültig beantwortet werden konnten. Neben dem erkennbaren methodischen Fortschritt, der ein weiteres Stück zurückgelegten Weges der Entwicklung markiert, sind also auch diverse Fragen offen geblieben. In der folgenden Merkliste wurden diese Fragen schlagwortartig gesammelt, außerdem findet sich ein Textverweis zu der Stelle im Gutachten, die beschreibt, wie im vorliegenden Projekt mit der Problematik umgegangen wurde. Diese Merkliste dokumentiert einen bestehenden Diskussions- und Forschungsbedarf.

### Merkliste

Optimale Kraftwerksallokation → 3.2.2

Wo werden zukünftig Kraftwerke gebaut? Welcher Mechanismus wird das anreizen oder vorgeben? Welche Optimierung gibt den richtigen Standort vor? Lässt das Gasnetz diese Allokation zu?

Bemessung der rotierenden Reserve → 3.2.2

Wie viel rotierende Reserve benötigen wir zukünftig im System? Welche Alternativen bestehen?

Regionale Verteilung der Last → 3.2.3, 4.2.4

Wird sich die regionale Verteilung der Last, zum Beispiel durch den demografischen Wandel oder Industriewanderungen, ändern? Wie?

Erzeugungsmanagement → 4.2.2

Wie stark und auf welche Art gesteuert wird zukünftig die Einspeisung von Erneuerbaren Energien eingeschränkt?

Lastprofile → 4.2.3

Welche Lastprofile werden als auslegungsrelevant angenommen? Wer kennt/erhebt/nutzt die relevanten Daten?

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) → 4.2.5

Wird sich KWK weiter flexibilisieren? Wie kann ein Gesamtoptimum aus Wärme- und Strommarkt angestrebt (und modelliert) werden?

Profile der Erneuerbaren Energien → 4.2.1

Welche Profile werden für die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt? Wie ändern sich durch Zubau neuer Technologie die Vollbenutzungsstunden und die Fülligkeit?

Nationale Leistungsbereitstellung → 4.3.1

Ist der Ansatz der nationalen Leistungsbereitstellung langfristig haltbar? Welche Effizienzen verschenken wir dadurch?

Verteilnetzausbau → 3.2.2

Kommt der Verteilnetzausbau angemessen voran? Werden die notwendigen Möglichkeiten geschaffen und Anreize gesetzt?

### Objektive Netzausbaukriterien → 5.2.1

Netzausbau ist zu Teilen von der Intuition des Netzplaners abhängig. Objektive Kriterien wären Voraussetzung für eine rechnergestützte Optimierung.

### Trassenbündelung → 5.3.2

Zu klären ist die wichtige Abwägungsfrage zwischen höherer Systemsicherheit (Entbündelung) und geringem Landschaftsverbrauch (Bündelung).

Über diese inhaltlichen Fragen hinaus stellt sich die Frage der konkreten Umsetzung der vorgeschlagenen Methode. Es muss überprüft werden, ob zur Umsetzung in bestehende Regelungen, Gesetze und Verordnungen eingegriffen werden muss oder ob bestehendes Recht eine Anwendung der Methode bereits ermöglicht. Hierzu wird Agora weitere Schritte unternehmen.

Am Schluss des Ausblicks steht der Wunsch der Gutachter, in naher Zukunft die Möglichkeiten des Fortschritts, die aufgezeigt wurden, auch in realer Umsetzung wiederfinden zu können. In diesem Fall hätte die Erarbeitung des Gutachtens tatsächlich einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende geleistet.

Vorläufige Fassung

## 7 Anhang

Vorläufige Fassung

## 7.1 Prämissen

Deskriptoren	wirkt auf / zu berücksichtigen	Beschreibung	Projektion 2033
Es wird <b>Erzeugungsmanagement</b> EE, also Abregelung der Leistungsspitzen geben!	Dies wird über Einspeiseganglinien der EE abgebildet: Hier werden die höchsten Leistungsspitzen entsprechend gekappt.	Schon heute findet Einspeisemanagement bei den EE statt. Allerdings ist es durch die jeweilige Netzsituation gegeben und nicht allgemein geregelt.	Die oberen 15 % der auftretenden Einspeisespitzen eines jeden Netzknoten werden zur Netzberechnung gekappt. Dies führt zu einer Arbeits-Einbuße (in Abhängigkeit der unterstellten Profile) von circa 5 % bei Offshore-Wind und circa 1 % bei onshore-Wind und PV. Dies kann als vertretbar angesehen werden. In der Projektion wird dieser relative Wert konstant gehalten und wächst daher absolut mit dem Ausbaupfad der EE.
Neue konventionelle Kraftwerke werden an netztechnisch sinnvollen Stellen errichtet ( <b>Allokation</b> )!	Dies wird im Schritt der Regionalisierung gegebenenfalls vom Modell zugebauter Kraftwerke durchgeführt.	Derzeit keine Allokationssignale	Neue konventionelle Kraftwerke werden an netztechnisch sinnvollen Stellen errichtet ( <b>Allokation</b> )!
Es ist sicher gestellt, dass <b>ausreichend Kapazität</b> angereizt wird! (installierte Leistung konventioneller Kraftwerke). Deutschland wird auch in Zukunft <b>Leistungsautark</b> sein!	Art und Umfang der Kapazität ist Ergebnis der Marktmodellierung (Leistungsvorhaltung im Inland).	Derzeit ist umstritten, ob das Marktdesign ausreichend Anreize setzt (Stichwort <b>Kapazitätsmarkt</b> ).	Durch geeignete Maßnahmen wie zum Beispiel Kapamärkte oder Märkte für gesicherte Leistung wird das Vorhandensein der konventionellen Kapazität sicher gestellt! Deutschland ist in der Lage, seine Lastspitze aus eigenen Quellen zu decken.
Es findet ausreichender <b>Ausbau der Verteilnetze</b> bzw. angepasste Betriebsführung der Einspeiser statt, sodass die VN keinen Engpass für die Einspeisung Erneuerbarer darstellen!	In diesem Fall kommt das Einspeiseprofil <b>im Übertragungsnetz an</b> ! Die hier gegebenenfalls stattfindende Spitzenkappung ist davon unbenommen.	Abregelung auf Grund von Problemen im VN ist stellenweise vorhanden (vor allem Spannungsband).	Abregelungen finden nicht auf Verteilnetzebene statt. Die im Ü-Netz gegebenenfalls stattfindende Spitzenkappung ist davon unbenommen. Sollte das Verteilnetz dies - entgegen der getroffenen Prämisse - nicht zulassen, fände die Spitzenkappung bereits auf unterlagerter Ebene statt. Dies wäre aus Modellierungssicht im Effekt ähnlich (bis auf die Differenzierung zwischen Einspeisern in VN und Ü-Netz).
Der Bedarf an <b>Rotierender Reserve</b> zur Netzstabilisierung wird stark zurück gehen.	Dem Modell muss keine Verpflichtung für <b>must run units</b> vorgegeben werden. Die ohnehin vorhandenen Kraftwerke sowie die als Band einspeisenden Einheiten (Teile der KWK, Biomasse, Sonstige...) reichen als Modellvorgabe aus.	Derzeit leistet die rotierende Masse einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung, da die in den mechanischen Teilen der Kraftwerke (Turbinen, Generatoren...) gespeicherte kinetische Energie und deren Beharrungsvermögen Schwankungen entgegenwirkt.	Der Bedarf an klassischer <b>rotierender Reserve</b> wird drastisch sinken, da alternative technische Einrichtungen (zum Beispiel Phasenschieber) sowie höhere Verbreitung von Leistungselektronik (DC-Leitungen, intelligente Einspeisegeräte..) die Aufgaben der Netzstabilisierung und der Blindleistungsbereitstellung übernehmen.



Investitionskosten für konv. Erzeugung	Input für Marktmodell	Für die endogene Zubaue Entscheidung benötigt das Marktmodell eine Kostenposition der Neubauten. Relevant ist dies im vorliegenden Zusammenhang lediglich für die Entscheidung über die Technologie (zum Beispiel Kohle versus Gas). Es wird ein BET-Standardatz verwendet.	Reale Konstanz über den gesamten Betrachtungszeitraum.	Keine signifikanten Hinweise auf Veränderungen zwischen den Technologien						
<b>Brennstoffpreis: Öl</b>	Input für Marktmodell	Aktueller Rohölpreis 101,4 US-\$ / bbl:	WEO new policies	Steigende Kosten der Ölförderung aus neuen Quellen	118,1	120,94	122,92	124,44	126,4	[US\$/bbl]
<b>Brennstoffpreis: Gas</b>	Input für Marktmodell	Aktueller Erdgaspreis: 27 €/MWh (Ho)	WEO new policies	i) Steigende Preise aufgrund steigender Nachfrage. Zunehmender Gasmärktehandel erhöht den Druck auf langfristige Verträge mit Ölpreisbindung. Preisunterschiede zwischen den Märkten bleibt bestehen aufgrund der Transportkosten	27,77	28,85	29,68	30,42	31,45	€/MWh
<b>Brennstoffpreis: Kohle</b>	Input für Marktmodell	Aktueller Preis für Steinkohle: 85 US\$/t	WEO_450	ii) Durch neue Fördermethoden (Stichwort: Schiefergas) wird ein Boom bei der Erdgasförderung einsetzen, welches für die nächsten Jahren für sinkende Preise sorgen wird. Es entsteht weitestgehend eine Unabhängigkeit mancher Länder von Gasimporten (zum Beispiel USA)	26,64	25,95	24,97	23,98	22,61	€/MWh
<b>CO2-Preis</b>	Input für Marktmodell	Aktueller CO2-Zertifikatspreis: 2,63 €/t CO2	WEO new policies i) moderater Anstieg der CO2-Preise nach WEO new policies ii) starker Anstieg der CO2-Preise WEO_450	Langsamer Anstieg der Kohleförderkosten, im Vergleich zur Öl- und Gasförderung. Stabilisierung nach 2025.	110,6	112,6	113,6	114,6	120	\$/t
<b>variable Kosten EE</b>	Input für Marktmodell	Die Variablen Kosten der EE determinieren deren Einsatz, sofern eine Direktvermarktung oder eine andere marktnahe Einsatzweise angenommen wird. Sie bestehen vor allem aus laurzeitabhängigen Wartungs- und Instandhaltungskosten, begründet zum Beispiel durch Verschleiß. Die Position ist vor allem für Offshore-Wind von Belang, für die übrigen EE kann näherungsweise vernachlässigt werden.	Die variablen Kosten für Wartung und Instandhaltung von Offshore-Windanlagen bleiben real konstant.	i) Ausschlaggebend für die Möglichkeit stark steigender Preise ist die Annahme, dass das für Deutschland avisierte Cap der Emissionen weit überwiegend aus dem Erzeugungsbereich zu leisten wäre. Dies würde ceteris paribus den Erzeugungspark zu Emissionsreduzierungen zwingen, die nur durch einen massiven Umbau der Bestandsanlagen und eine Investition in Erneuerbare erfolgen könnte. Als Datenbasis wird das Szenario 450 des WEO angenommen.	16,77	23,76	27,36	30,96	36	€/t CO2
<b>Ausbau Grenzkuppelstellen</b>	Input für Marktmodell	Der Ausbau, die Bewirtschaftung und die Nutzung der Grenzkuppelstellen in der Region Zentralwesteuropa wird forgesetzt. Basis: ENTSO-E im Ten-Year-Network-Development Plan 2012.	Der Zubau von Übertragungskapazitäten zwischen den EU-Ländern wird weiter zunehmen und zu einer stärkeren Marktkopplung führen.	Vorstellbar sind Szenarien, die die Kostendegression dieses Parameters unterschiedlich berücksichtigen. Da hiervon ausschließlich die Position der Offshore-Windenergie in der Merit Order betroffen ist, wird auf eine Variation verzichtet.	18	18	18	18	18	€/MWh
				siehe vorne	-----	-----	-----	-----	-----	