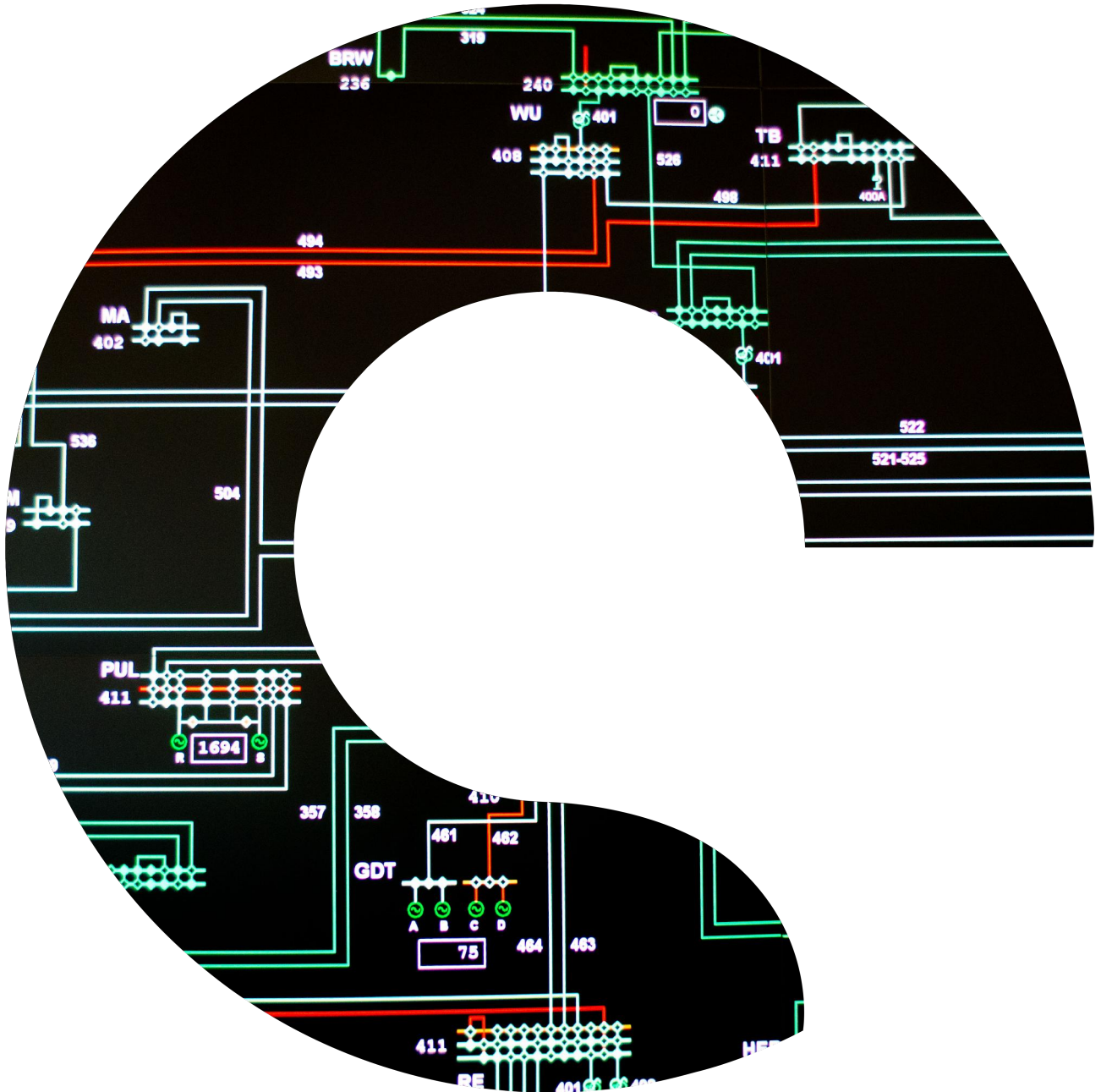

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von
BET Aachen

STUDIE

Agora
Energiewende



Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

IMPRESSUM

Studie

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft
Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Zusammenfassung einer Studie von BET Aachen

Erstellt von
Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
Projektleitung: Lars Waldmann
lars.waldmann@agora-energiewende.de
Redaktion: Christoph Podewils

Auftragnehmer

**BET - Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**
Alfonsstraße 44 | 52070 Aachen
Koordination: Dominic Nailis

Begleitkreis

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihre - zum Teil kontroversen - Diskussionsbeiträge. Die Verantwortung für die vorliegenden Studienergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und BET Aachen. Im Begleitkreis vertreten waren:

- 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

023/105-2013/DE

Titelbild: Agora Energiewende/Rocco Bittner

Infografiken: Markus Kluger

Veröffentlichung: September 2013

Inhalt

Teil I: Zusammenfassung der Studie durch Agora Energiewende	3
1. Ausgangspunkt und Vorgehen	7
1.1 Wie viel neue Stromnetze braucht die Energiewende – und wo sollen sie gebaut werden?	7
1.2 Das 2011 eingeführte stufenweise Verfahren der Netzentwicklungsplanung	7
1.3 Schwachstellen des derzeitigen Verfahrens	8
2. Die Alternative: Ein Methodenvorschlag	9
2.1 Netzberechnung als Test für die Tauglichkeit der neuen Planungsmethode	11
Teil II: Präsentation der Studienergebnisse von BET	13

Teil I

Zusammenfassung der Studie durch Agora Energiewende

In aller Kürze

Motivation

Agora Energiewende will gemeinsam mit BET Aachen in dem vorliegenden Gutachten einen Methodenvorschlag diskutieren, der den bestehenden Netzplanungsprozess weiterentwickelt. Ziel ist es, ein gegenüber möglichen künftigen Entwicklungen robustes Stromnetz für die Energiewende zu erarbeiten, das wirtschaftlich vernünftige Elemente der Netzminimierung konsequent ausschöpft.

Die wichtigsten Ergebnisse der Studie

Abbildung 1

1.

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 „Leitszenario“ greift zu kurz.

2.

Der Planungsprozess sollte von Anfang an alle ökonomisch vernünftigen Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzzubaus einbeziehen. Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel können den Netzausbaubedarf reduzieren.

3.

Um die Durchführbarkeit des hier entwickelten methodischen Ansatzes zu testen, wurde eine partielle Netzberechnung durchgeführt. Der Nachweis wurde erbracht.

4.

Dieses Netz stellt nicht mehr als ein Testergebnis für die Planungsmethode dar. Es hat keine Legitimation als Alternative zum bestehenden Netzentwicklungsplan, unter anderem, da es auf anderen Prämissen basiert, ohne Mitwirkung der Netzbetreiber und ohne öffentliche Konsultation sowie ohne Prüfung durch die Bundesnetzagentur entstanden ist.

1. Ausgangspunkt und Vorgehen

1.1 Wie viel neue Stromnetze braucht die Energiewende – und wo sollen sie gebaut werden?

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 gesellschaftliche 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 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 in dem vorliegenden Gutachten eine Evaluierung des neuen Planungsverfahrens vorgenommen und einen Methodenvorschlag erarbeitet, wie die Netzplanung weiter verbessert werden kann – mit dem Ziel, ein Stromnetz für die Energiewende zu erarbeiten, das einerseits robust ist mit Blick auf mögliche künftige Entwicklungen, andererseits aber auch alle wirtschaftlich vernünftigen Elemente der Netzminimierung konsequent ausschöpft. Der Methodenvorschlag wurde durch eine Netzberechnung getestet, um seine Anwendbarkeit zu illustrieren.

1.2 Das 2011 eingeführte stufenweise Verfahren der Netzentwicklungsplanung

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

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen den Entwurf eines Szenariorahmens über die wahrscheinliche Entwick-

lung 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.

- (2) Auf dieser Basis erstellen die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf eines Netzentwicklungsplans, der alle zusätzlichen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen beschreibt, 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.
- (3) 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.
- (4) 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.
- (5) Mit dem Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber, wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Das „ob“ dieser Leitungen ist damit entschieden.
- (6) 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 Neubautrassen geplant, der 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.

1.3 Schwachstellen des derzeitigen Verfahrens

Der festgestellte Szenariorahmen enthielt 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. Die Eignung des Netzentwicklungsplans für alle anderen Szenarien (wahrscheinlichen Entwicklungen) wurde nicht geprüft. Der Netzentwicklungsplan ist nicht robust, weil er nur für eine einzige wahrscheinliche Zukunft ausgelegt ist.

Hinzu kommt, dass bislang nur etwa zweidrittel der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Eingang in den das Bundesbedarfsplangesetz gefunden haben.

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.

Ferner führt die jährlich rollierende Durchführung der Verfahrensschritte zu Überlappungen der Durchgänge. Diesbezüglich wäre zu prüfen, ob mit einem angepassten Verfahren eine längere Periode vertretbar würde, um den Aufwand zu senken und Konfusion in der Öffentlichkeitsbeteiligung zu vermeiden.

2. 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.

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 mit Hilfe mathematischer Konsistenz-Berechnungen 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 flacht durch intelligente Lastverschiebung und dezentrale Speichereffekte ab. Effizienzziele der Bun-

desregierung werden nicht erreicht. Eher niedrigere Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung.

Szenario B (Beste Standorte, Großspeicher, steileres Lastprofil, teure Konventionelle)

Eher an besten Standorten orientiert, Wind an der Küste und Solaranlagen vornehmlich im Süden. Ausbau von Großspeichern, steigender Brennstoff- und stärker steigender CO₂-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 CO₂-Preise sorgen für recht 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 CO₂-Preis. Effizienzziele werden erreicht.

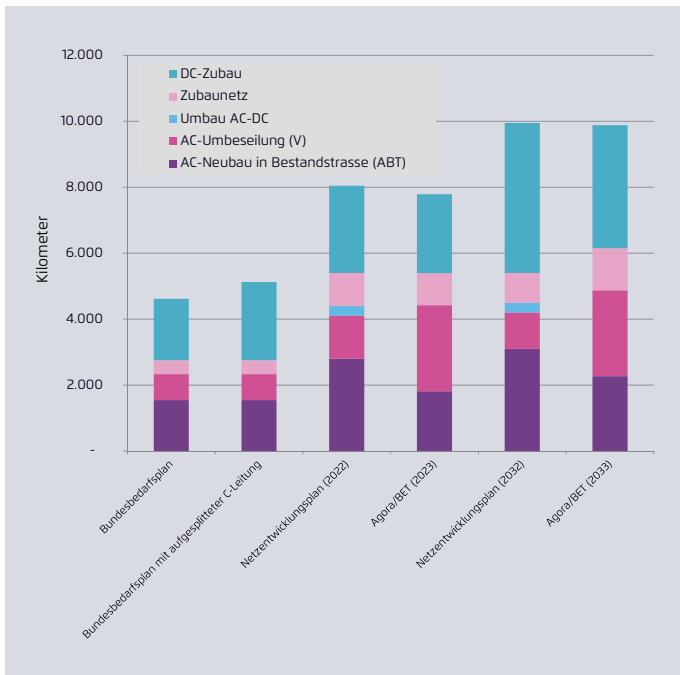
Im Unterschied zum Netzentwicklungsplan, bei dem für jedes der definierten drei Szenarien eine eigene Netzausbauplanung durchgeführt wurde, und somit drei Netze resultierten (von denen anschließend zwei verworfen wurden), werden im vorgeschlagenen Verfahren alle ausgewählten Szenarien gleichzeitig berücksichtigt. Die Netzausbauplanung soll 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.



Agora Energiewende hat gemeinsam mit BET Aachen einen Methodenvorschlag erarbeitet, wie die Netzplanung weiter verbessert werden kann – mit dem Ziel, ein Stromnetz für die Energiewende zu erarbeiten, das einerseits robust ist mit Blick auf mögliche künftige Entwicklungen, andererseits aber auch alle wirtschaftlich vernünftigen Elemente der Netzminimierung konsequent ausschöpft. Dieses Flussdiagramm zeigt, aus welchen grundsätzlichen Schritten das Verfahren besteht.

Das neue Verfahren minimiert den Netzausbau

Abbildung 3



Auf einige Aspekte der Netzberechnung sei gesondert hingewiesen. Bei der Ausbauplanung wurde darauf geachtet, dass der Gleichstrom von Offshore Windparks an der Küste nicht erst in Wechselstrom konvertiert wird, bevor er erneut konvertiert werden muss, um in die Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung (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 Neubau-Trassen vermieden werden.

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

So wurde für das Zieljahr 2033 ein Ergebnisnetz ermittelt, das mit insgesamt 4.875 Kilometer an Aus- und Umbaumaßnahmen in bestehenden Wechselstrom-Trassen, 1.275 Kilometer neuen Wechselstrom-Trassen und 3.730 Kilometer an neuen Gleichstrom-Trassen den Anforderungen aller Szenarien gleichzeitig gerecht wird. Die Summe der Kosten für diesen Netzausbau wurde bis zum Jahr 2033 auf knapp 16 Milliarden Euro geschätzt, darin sind die Kosten für das Startnetz nicht enthalten. Einen Beitrag zur Reduzierung der Kosten leistete der Ansatz, den Gleichstrom aus den Offshore-Anbindungen nicht in Küstennähe in Wechselstrom zu konvertieren, sondern bis zu den Lastschwerpunkten weiter zu führen und dort erst umzuwandeln. Zudem führte die die konsequente Umbeseilung zu einer Reduzierung der Kosten.

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 zusätzlich eine alternative Netzplanung gebildet, die mit vier deutlich schwächer gebündelten Transportkanälen arbeitet.

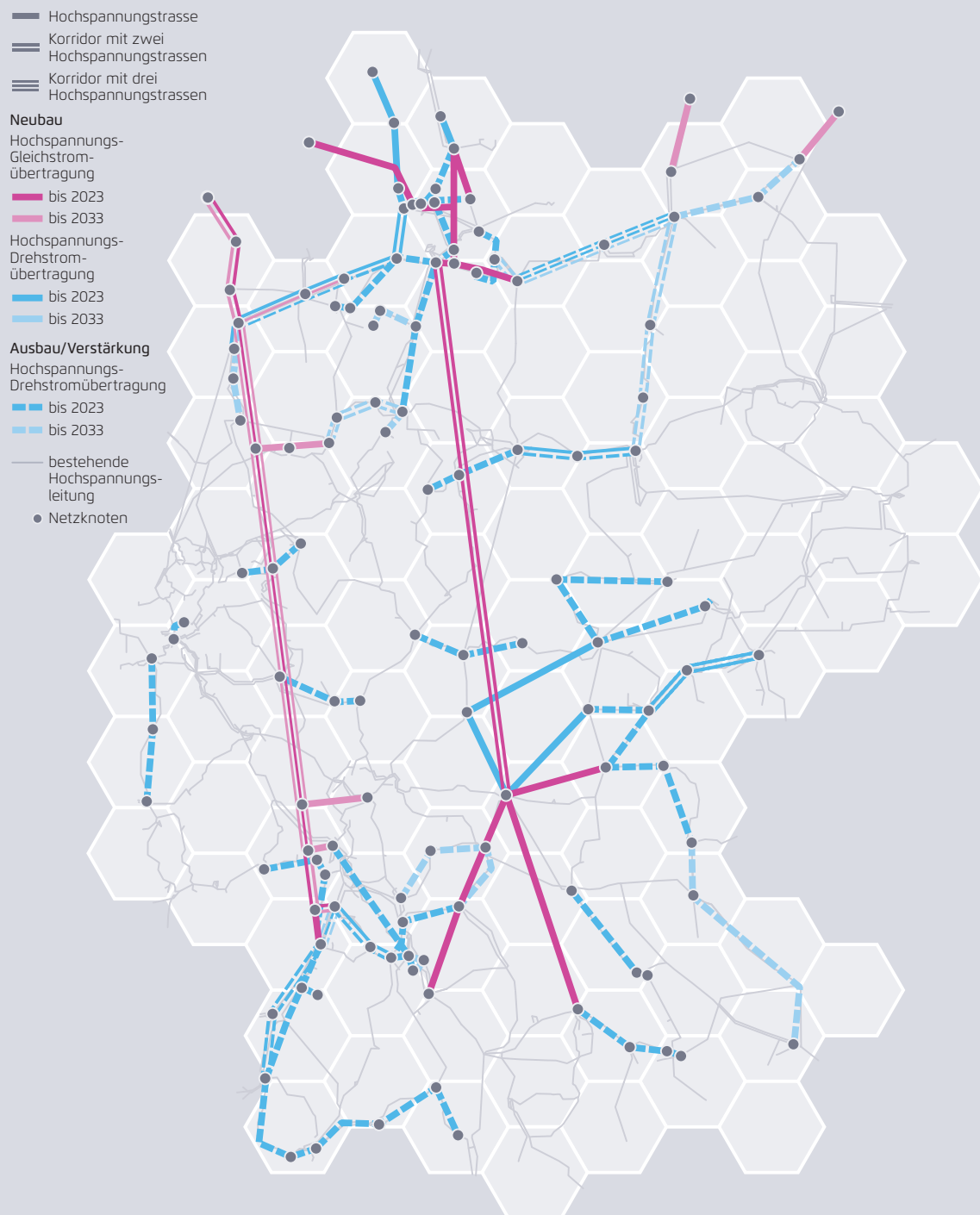
Diese oben genannten vier Szenarien wurden anschließend im Rahmen einer Marktmodellierung für die Jahre 2018, 2023, 2028 und 2033 konkretisiert mit Blick auf den jeweils sich ergebenden Einsatz der erneuerbaren und konventionellen Kraftwerke sowie das Verhalten der Stromnachfrage.

2.1 Netzberechnung als Test für die Tauglichkeit der neuen Planungsmethode

BET Aachen hat daraufhin eine exemplarische Netzausbauplanung durchgeführt, mit der ausschließlich die Tauglichkeit der neuen Planungsmethode geprüft werden sollte. Der Nachweis der Durchführbarkeit konnte erbracht werden. 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 ÜNB in manchen (Modell-)Aspekten Vereinfachungen notwendig.

Exemplarischer Ausbau des Übertragungsnetzes bis 2033

Abbildung 4



Diese Karte stellt das Testergebnis der neuen Planungsmethode schematisch dar, sie ist kein alternativer Netzentwicklungsplan. Eigene Darstellung nach BET Aachen.

Teil II

Präsentation der Studienergebnisse von BET



Die Berater der Energie- und Wasserwirtschaft



Begleitfoliensatz

Methodischer und quantitativer Vorgehensvorschlag zur Weiterentwicklung der Planung des Übertragungsnetzausbaus
„Methoden der Netzentwicklung“

Dominic Nailis Aachen / Berlin, den 26. September 2013

Zweck des Begleitfoliensatzes

Dieser Begleitfoliensatz stellt Interessierten eine breitere Informationsbasis zur Verfügung als der kurz gehaltene Überblick aus der Pressekonferenz.

Tiefer gehende Erläuterungen zu Annahmen, Methode und Ergebnissen werden im Rahmen des Langtextes des Gutachtens in den nächsten Wochen veröffentlicht und in diesem Rahmen ebenfalls zur Verfügung gestellt.

Projektansatz und Projektergebnis

- **Analyse** des NEP 2012:
 - **Zustimmung:** Das Verfahren stellt einen deutlichen Fortschritt dar.
 - **Kritik:** Es besteht in diversen Punkten Verbesserungsbedarf.
 - **Umgang mit Szenarien:** „Bilde 3, nutze nur 1!“ nicht sachgerecht.
 - **Annahmen und Prämissen:** In vielen Punkten Entwicklungsbedarf, z. B. die „letzte kWh“
 - **Auswahl der NEP-Maßnahmen** für das BBPIG: Kriterien verbesserungswürdig
 - **Bürgerbeteiligung:** Transparenz und Einflussmöglichkeiten nicht ausreichend
- **Ansatz:**
Nicht im „Hamsterrad“ der Konsultationen arbeiten,
sondern einen konsistenten **Methodenvorschlag** unterbreiten

Arbeits-Prämissen

AB 1:
Szenarien

AB 2:
Markt

AB 3:
Netz

- Keine Denkverbote! Ziel ist eine **konsistente Methode**, auch wenn diese z.B. nicht auf Basis der derzeitigen Regularien durchzuführen wäre.
- Hieraus resultieren **konkrete Annahmen („Prämissen“)**:
 - Es wird **Erzeugungsmanagement der EE** geben! (kein Ausbau für die „letzte kWh“)
 - **Neue Kraftwerke** werden in ausreichendem Maße zugebaut.
 - Diese neuen Kraftwerke werden räumlich so angesiedelt („**Allokation**“), dass Netzausbaubedarf möglichst verringert wird.
 - Die **Verteilnetze** werden ausgebaut, sodass diese keinen Engpass darstellen.
 - Der Bedarf an **rotierender Reserve** wird stark zurück gehen.
- Diese Annahmen führen tendenziell zu einem **niedrigeren Netzausbaubedarf**, da Extremsituationen bewusst abgemildert werden.
- Diese (und andere) **Abweichungen vom Ansatz des NEP** führen dazu, dass die Ergebnisse der Netzberechnung nicht 1:1 vergleichbar sein werden.
 - → nicht das besser Netz
 - → **aber die bessere Methode!**

Erstellung von Szenarien, Szenariotechnik

AB 1:
Szenarien


AB 2:
Markt

AB 3:
Netz

- **Szenarien sind „Bündel“** von Entwicklungspfaden vieler einzelner Bestandteile.
Diese Bündel...
 - ... dürfen nicht zu viele sein (**Auswahlaufgabe**)
(Bereits 7 Bestandteile mit 2 Ausprägungen führen zu 128 möglichen Szenarien)
 - ... müssen sinnvoll, aus passenden Komponenten **konsistent** gebildet werden
(nicht jede Kombination ist sinnvoll, z. B. steigende Gas- und sinkende Ölpreise)
 - ... müssen **unterschiedlich** genug sein
(wenige Szenarien müssen viele Möglichkeiten repräsentieren)
 - ... müssen dem **fachlichen Sachverstand** der Experten genügen

- Zur Bildung und Auswahl dieser Szenarien haben wir die **Methode der Szenariotechnik** angewendet. Diese wird durch Software unterstützt und von Fach-Experten durchgeführt und kontrolliert.

- **Abgrenzung zum NEP**
 - Die drei Szenarien des NEP sind im politischen Diskurs entstanden.
 - Eine methodische Prüfung auf Konsistenz und Unterschiedlichkeit ist nicht bekannt.
 - Die Nachvollziehbarkeit ist somit nicht gegeben.





BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 5 |

Einflussfaktoren: Einige Beispiele

- Entwicklung der Kundenlast
- Ausbau der Erneuerbaren
 - Räumlich differenziert
 - Technisch differenziert
- Entwicklung wichtiger Brennstoffpreise
 - Kohle
 - Gas
- Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises
- Rahmenbedingungen für Kraftwerksinvestitionen
 - Kosten
 - Kapazitätsmärkte / Förderung
 - Allokation
-





BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 6 |

Bedeutung der Prämissen, indirekten und direkten Deskriptoren

Prämissen:	Randbedingungen, von denen wir ausgehen, ergeben sich aus der Gruppe der Deskriptoren mit genau einer Projektion.
Indirekte Deskriptoren:	Bestimmende Größe. Sie beeinflusst eine andere Größe, die für den Netzausbau wesentlich ist. z.B.: Bevölkerungswachstum (mitbestimmend für Stromverbrauch)
Direkte Deskriptoren:	Bestimmende Größe. Sie beeinflusst direkt den Netzausbau. Sie wird von anderen Parametern beeinflusst. z.B.: Stromverbrauch
Transportbedarf:	Über Marktmodelle und Regionalisierung bestimmen die Obigen direkt und indirekt die Transportaufgabe, die in der Netzausbauplanung zu lösen ist.

BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 7 |

Beispiel für die Wirk-Kaskade der Deskriptoren und Prämissen

Prämisse	Indirekter Deskriptor	Direkter Deskriptor	Methode	Ergebnis
----------	-----------------------	---------------------	---------	----------

↓

Gaspreis

→

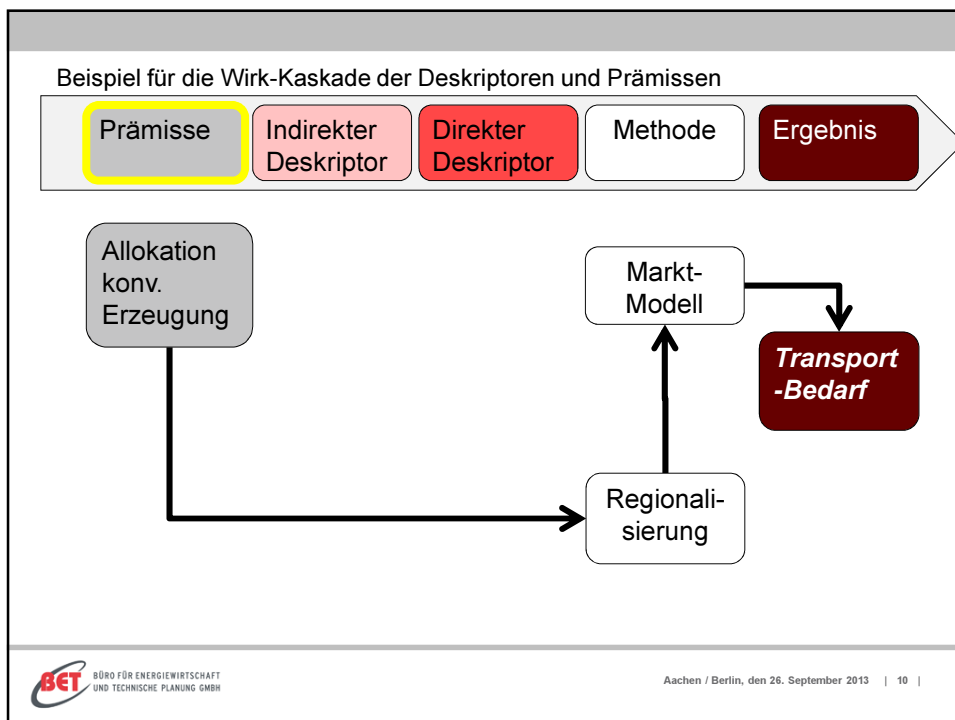
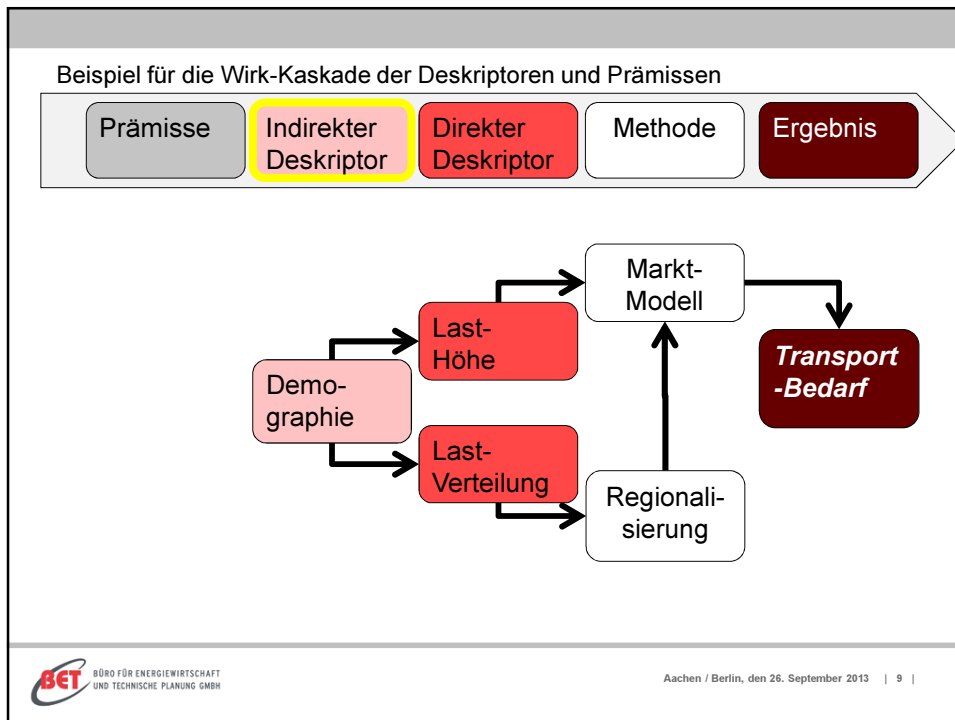
↓

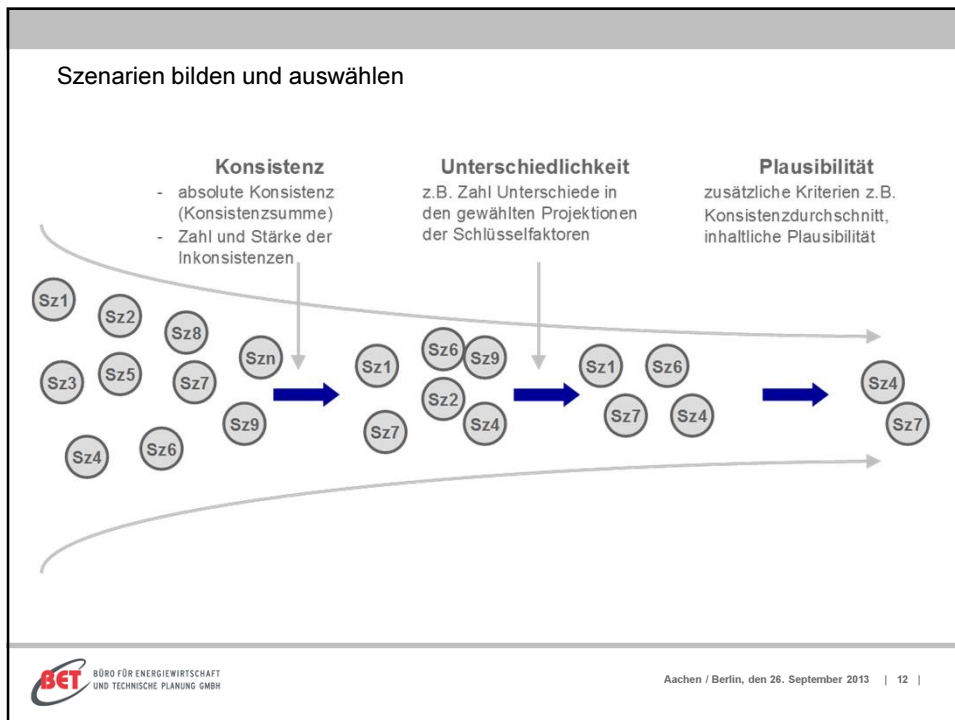
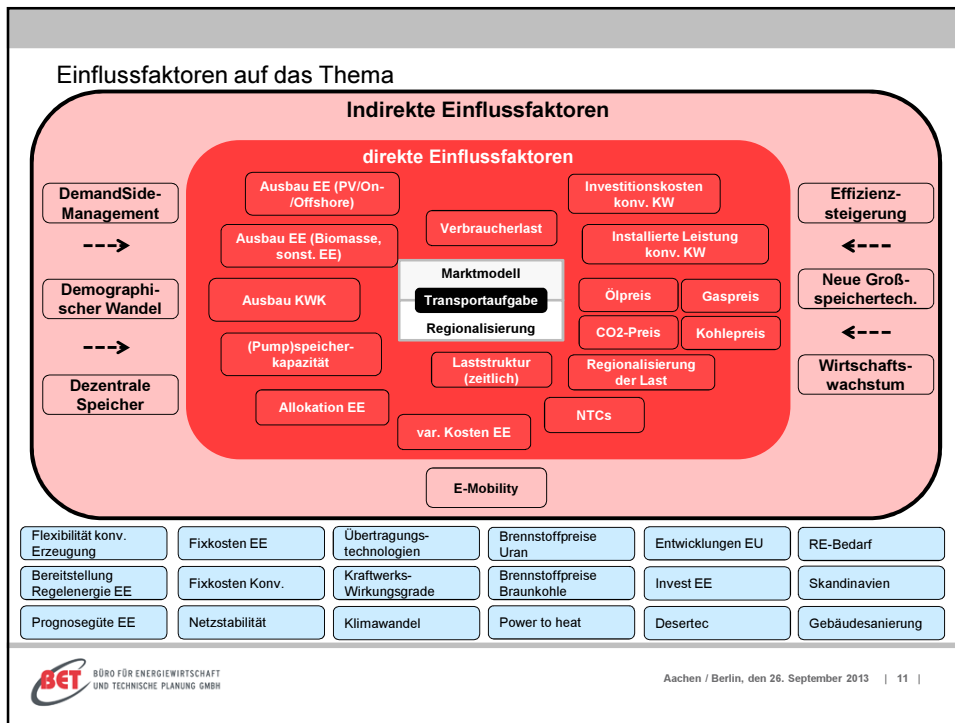
Markt-Modell

↓

**Transport-
-Bedarf**

BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 8 |





Szenario A: Kurzbeschreibung

Nr.	Deskriptor	Projektion	A
1	Allokation EE	a: Ansiedlung an besten Standorten	
		b: Verbrauchsnahe 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 (I=125)	●
		b: Speicher-Boom (I=186)	
12	Brennstoffpreis Gas	a: Leicht gestiegen (I=113)	
		b: Leicht gesunken (I=89)	●
14	CO2-Preis	a: Moderat gestiegen	●
		b: Stark gestiegen	

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 Erneuerbaren Energieanlagen 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 beispielsweise durch die Rückspeisung aus Photovoltaik Anlagen werden 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.

Szenario B: Kurzbeschreibung

Nr.	Deskriptor	Projektion	B
1	Allokation EE	a: Ansiedlung an besten Standorten	●
		b: Verbrauchsnahe 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 (I=125)	
		b: Speicher-Boom (I=186)	●
12	Brennstoffpreis Gas	a: Leicht gestiegen (I=113)	●
		b: Leicht gesunken (I=89)	
14	CO2-Preis	a: Moderat gestiegen	
		b: Stark gestiegen	●

In **Szenario B** wird die Ansiedlung der Erneuerbaren Energien stärker von dem Gedanken geleitet, das Dargebot optimal auszunutzen um aus dem 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 **CO2-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.

Szenario C: Kurzbeschreibung

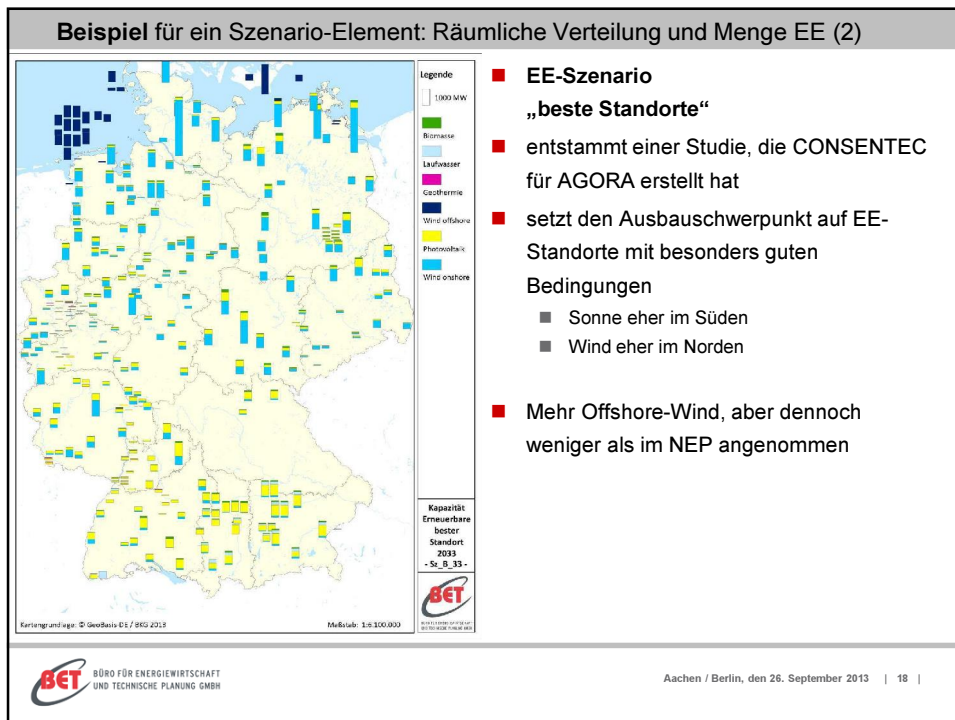
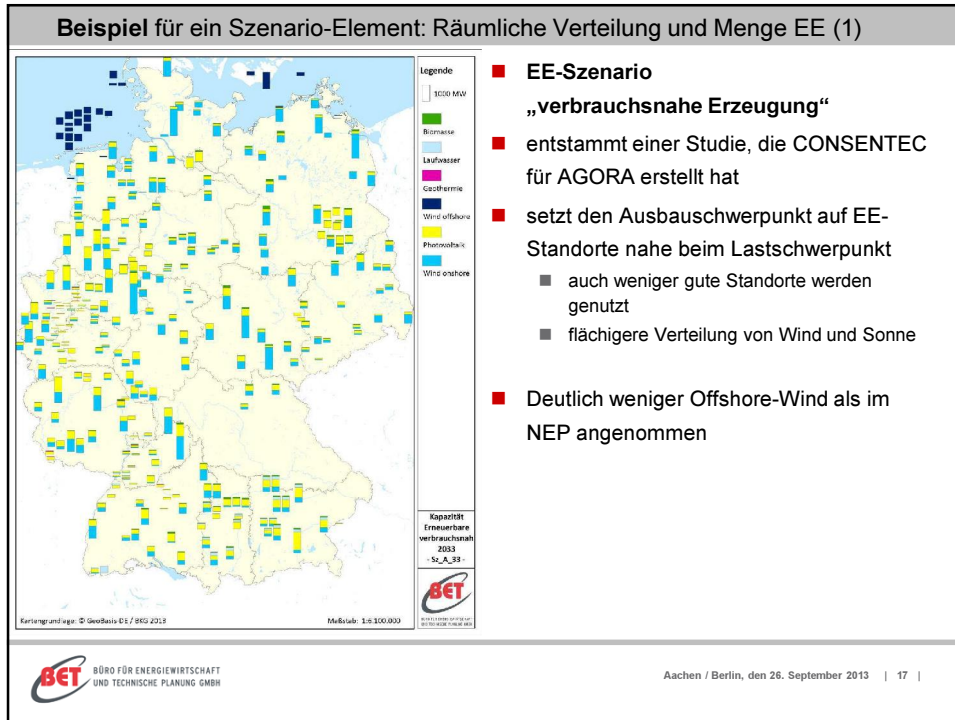
Nr.	Deskriptor	Projektion	C
1	Allokation EE	a: Ansiedlung an besten Standorten	●
		b: Verbrauchernahe Ansiedlung	
2	Verbraucherlast	a: Konstant	●
		b: Gesunken (Einsparziele Bundesregierung)	
3	Laststruktur (zeitlich)	a: Keine Veränderung	●
		b: Veränderung der Struktur	
6	Ausbau EE (Leistung)	a: Fokus 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 (I=125)	●
		b: Speicher-Boom (I=186)	
12	Brennstoffpreis Gas	a: Leicht gestiegen (I=113)	
		b: Leicht gesunken (I=89)	●
14	CO2-Preis	a: Moderat gestiegen	●
		b: Stark gestiegen	

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 Brennstoffpreise** und nur moderat ansteigende CO2 Preise sorgen für recht niedrige Erzeugungskosten für Strom.

Szenario D: Kurzbeschreibung

Nr.	Deskriptor	Projektion	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 (I=125)	●
		b: Speicher-Boom (I=186)	
12	Brennstoffpreis Gas	a: Leicht gestiegen (I=113)	●
		b: Leicht gesunken (I=89)	
14	CO2-Preis	a: Moderat gestiegen	
		b: Stark gestiegen	●

Das **Szenario D** ähnelt in seinem dezentralen, also **verbrauchsnahe Aufbau** der Erneuerbaren Erzeugung und der Verteilung der Speicher dem Szenario A. Im Gegensatz zu Szenario A zeigt es jedoch **hohe Brennstoffpreise** und einen **stark ansteigenden CO2 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.



Marktmodellierung

AB 1:
Szenarien
AB 2:
Markt
AB 3:
Netz

- Die **Marktmodellierung** bildet das Bindeglied zwischen Szenarien und Netzplanung
- In diesem Schritt finden diverse Aufbereitungen, Detaillierungen und Annahmen statt. Viele dieser Setzungen sind **komplex** und zugleich **ergebnisrelevant**.
- Um einen transparenten, nachvollziehbaren Prozess zu gestalten, wurden besonders wichtige Aspekte, in denen **Entwicklungsbedarf** besteht, im Projekt benannt. Sie finden sich in der „**Merkliste**“ wieder. Beispiele:
 - Welche **Profile** werden für die Einspeisung Erneuerbarer Energien angenommen?
 - Wie wird mit dem regionalen **demographischen Wandel** umgegangen?
 - Wie entwickelt sich die Kopplung von **Strom- und Wärmemarkt** („KWK“)?
 - ... diverse weitere ...
- Diese **Merkliste** stellt ein zentrales Projektergebnis dar, denn sie
 - offenbart Aspekte, die bisher wenig diskutiert wurden
 - zeigt Handlungsbedarf auf
 - schafft dadurch höhere Transparenz und, bei geeignetem Umgang,
 - höhere Akzeptanz
- Technisches Ergebnis der Marktmodellierung sind die **Lastfälle** für das Netz, also die räumliche und zeitliche Verteilung der Einspeisungen und Entnahmen. Diese bestimmen den Netzausbaubedarf.

BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 19 |

Beispiel für eine getroffene Annahme: Erzeugungsmanagement

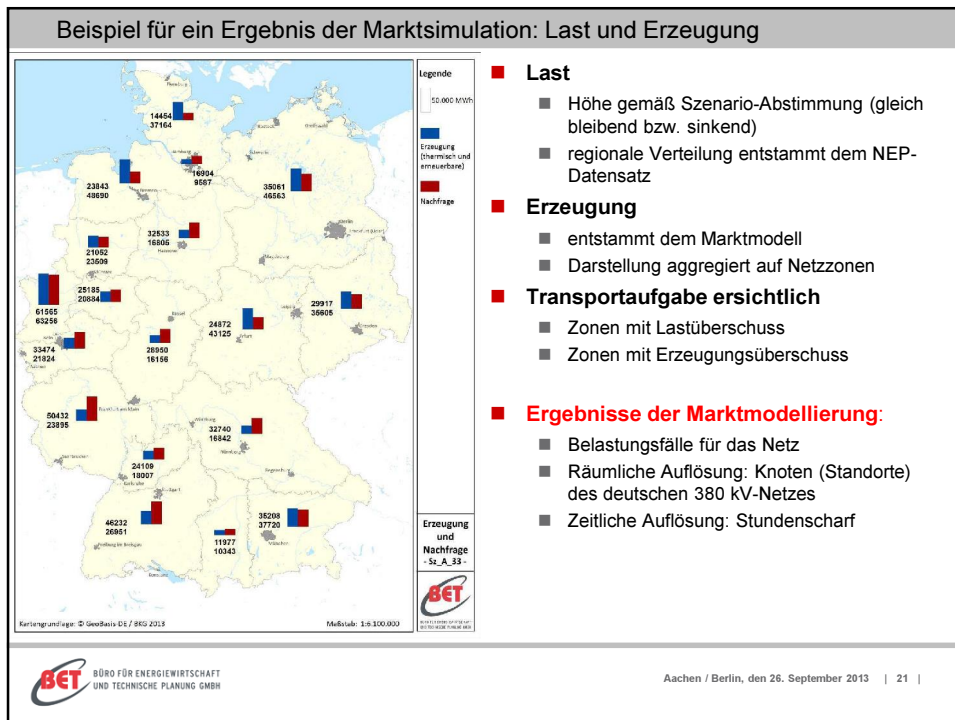
- **Erzeugungsmanagement** ist Prämisse
- **Basis:** Einspeiseprofile des NEP
- **Ansatz:** Kappung der Einspeiseprofile, sodass 1% der Arbeit betroffen ist
- → **Unterschiedliche Kappung** der Leistung von
 - PV (ca. 15 %)
 - Wind onshore (ca. 12,8 %)
 - Wind offshore (ca. 5,4 %)
- Alle EE-Profile des NEP werden so modifiziert und mit geänderten Leistungswerten hinterlegt.

PV

offshore

BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 20 |



Was müssen wir im Auge behalten und verbessern? **Merklite**

Stichwort	Kurztext
Optimale Kraftwerksallokation	Wo werden zukünftig Kraftwerke gebaut? Welcher Mechanismus wird das anreizen oder vorgeben? Lässt das Gasnetz diese Allokation zu?
Regionale Verteilung der Last	Wird sich die regionale Verteilung der Last, z.B. durch den demographischen Wandel oder Industriewanderungen ändern? Wie?
Erzeugungsmanagement	Wie stark und auf welche Art gesteuert wird zukünftig die Einspeisung von EE eingeschränkt?
Lastprofile	Welche Lastprofile werden als auslegungsrelevant angenommen? Wer kennt / erhebt / nutzt die relevanten Daten?
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Wird sich KWK weiter flexibilisieren? Wie kann ein Gesamtoptimum aus Wärme- und Strommarkt angestrebt (und modelliert) werden?
Profile der EE	Welche Profile werden für die Einspeisung aus EE zu Grunde gelegt? Wie ändern sich durch Zubau neuer Technologie die Vollbenutzungsstunden und die Fülligkeit?
Nationale Leistungsbereitstellung	Ist der Ansatz der nationalen Leistungsbereitstellung langfristig haltbar? Welche Effizienzen verschenken wir dadurch?
Verteilnetzausbau	Kommt der Verteilnetzausbau angemessen voran? Werden die notwendigen Möglichkeiten geschaffen und Anreize gesetzt?
Objektive Netzausbaukriterien	Netzausbau ist zu Teilen von der Intuition des Netzplaners abhängig. Objektive Kriterien wären Voraussetzung für eine Optimierung.

BET BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 22 |

Netzausbau (1): Umgang mit Szenarien

AB 1:
Szenarien

AB 2:
Markt

AB 3:
Netz

- **Basis der Netzausbauplanung:** Alle Lastfälle aus den ausgewählten vier konsistenten, unterschiedlichen, sachgerechten **Szenarien**.
- **Alle Szenarien werden weiter verwendet!**
 - Die **Zukunft ist ungewiss**. Das spiegelt sich in der Unterschiedlichkeit der Szenarien wieder.
 - Wäre die Zukunft sicher, bräuchten wir nur ein Szenario!
 - **Ein Netz**, das diese Unsicherheit „aushält“, funktioniert in allen diesen Szenarien.
 - **Dieses Netz nennen wir „robustes Netz“**.
 - Es trägt den ihm zugedachten Teil der Ungewissheit der Zukunft – nicht mehr. Daher ist es auch **nicht „überdimensioniert“** sondern im Rahmen der Planungsgenauigkeit passgenau.
- **Abgrenzung zum NEP**
 - Für die drei Szenarien des NEP wurde je eine Netzplanung durchgeführt
 - Zwei davon wurden nicht weiter verwendet, die Szenarien waren damit bedeutungslos
 - Nur das Basisszenario hatte Bedeutung für den weiteren Prozess
 - Dieses Netz passt, falls genau diese Zukunft eintritt, genau.

BET BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 23 |

Schematische Verbildlichung der notwendigen Ausbaumaßnahmen

- Die zwei **Kegelstümpfe** stellen zwei Szenarien dar.
 - Die Punkte repräsentieren Ausbaumaßnahmen, z.B. eine Neubautrasse.
 - Die Kegel öffnen sich, da wir Netzausbau benötigen um die EE zu integrieren.
 - Die Kegel liegen nicht parallel, da die Zukunft ungewiss ist.
- Das **„robuste Netz“** umfasst alle dargestellten Maßnahmen, da es den ihm zugedachten Teil der Unsicherheit der Zukunft tragen soll.
- Die langfristige Planung ermöglicht es, kleinteiliges Stückwerk in der Planung zu vermeiden.


BET BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 24 |

AB 1:
Szenarien
AB 2:
Markt
AB 3:
Netz

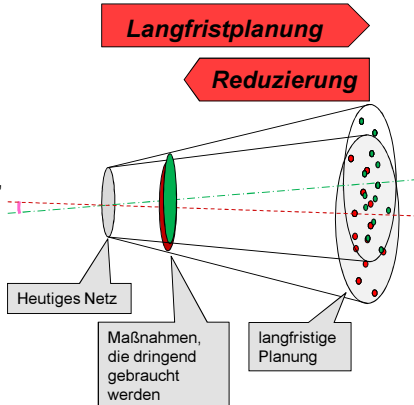
Netzausbau (2): Priorisierung von Maßnahmen


- **Basis der Priorisierung:** Alle Netzausbaumaßnahmen, die langfristig als notwendig erkannt wurden.
- Alle diese Maßnahmen sind notwendig, sonst wären sie nicht Ergebnis der langfristigen Planung.
- Auswahlkriterium muss daher die **Dringlichkeit der Maßnahme** sein, um die richtige Erstentscheidung zu treffen.
 - Welche der Maßnahmen ist auch schon früher notwendig? Welche verzichtbar?
 - Vorgehen zeitlich "rückwärts"
- *Abgrenzung zum Vorgehen bei NEP und BBPG*
 - Die Auswahlkriterien der BNetzA bezogen sich nicht auf Dringlichkeit, sondern auf Relevanz für das System (Wirksamkeit, Bedarfsgerechtigkeit, Erforderlichkeit).
 - Diese können der Prüfung der Ausbauplanung dienen, leisten aber **keine zeitliche Priorisierung**.

 BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH
 Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 25 |

Schematische Verbildlichung der Priorisierung

- Zunächst wird in die **weitere Zukunft** geschaut, um die Gesamtheit der Maßnahmen zu erfassen.
- Aus diesen Maßnahmen wird durch Betrachtung eines früheren Jahres priorisiert, welche dann schon nötig sind (also **dringend**).
- Das Verfahren ermöglicht es, die zuerst benötigten Maßnahmen auch zuerst zu beginnen und so Fehlentscheidungen zu vermeiden („**Richtige Erstentscheidung**“).
- In einem **rollierenden Verfahren** wird regelmäßig die ferne Perspektive überprüft.

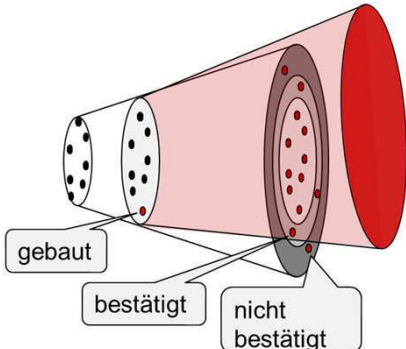


 BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH
 Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 26 |

Netzausbau (3): **Rollierend** lernender Prozess

AB 1: Szenarien → AB 2: Markt → AB 3: Netz

- **Rollierende Vorgehensweise:**
 - Der Gesamtprozess ist regelmäßig zu wiederholen
 - Neue Basis durch Fakten (bereits gebaute Elemente, Kraftwerke, EE-Anlagen...)
 - Neue Erkenntnisse / Technologien
 - Neue Rahmenbedingungen
 - → lernender Prozess
 - → richtige Erstentscheidung
- **Frequenz ist zu überdenken**
 - jährliche Verfahren des NEP überlappen sich
 - überfordern Bürger und Behörden
 - → Turnus verlängern auf z.B. 3 Jahre



BET BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

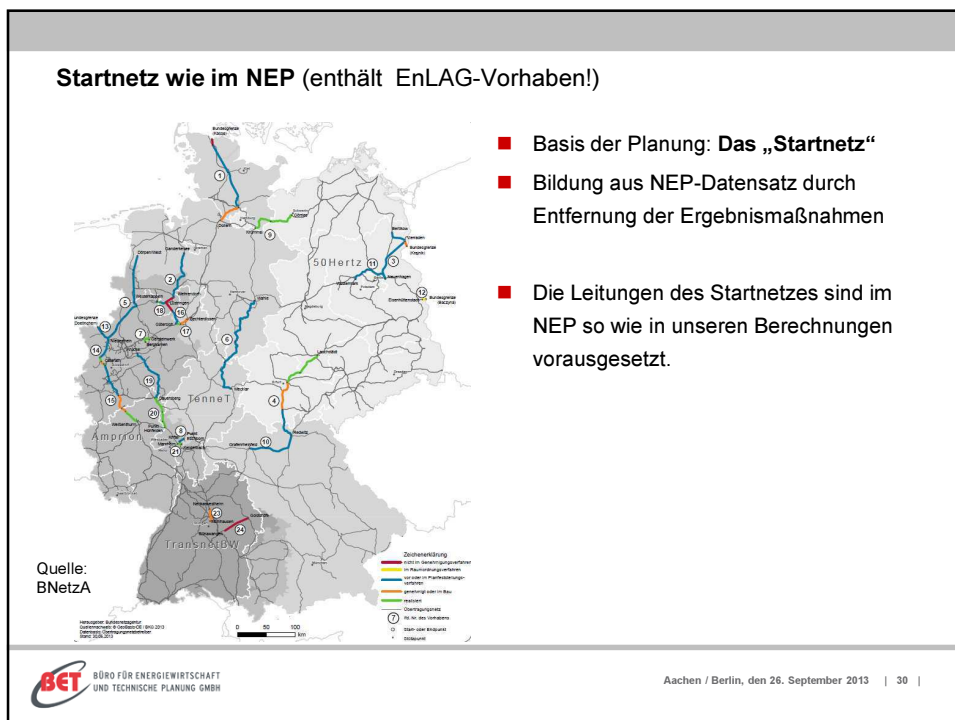
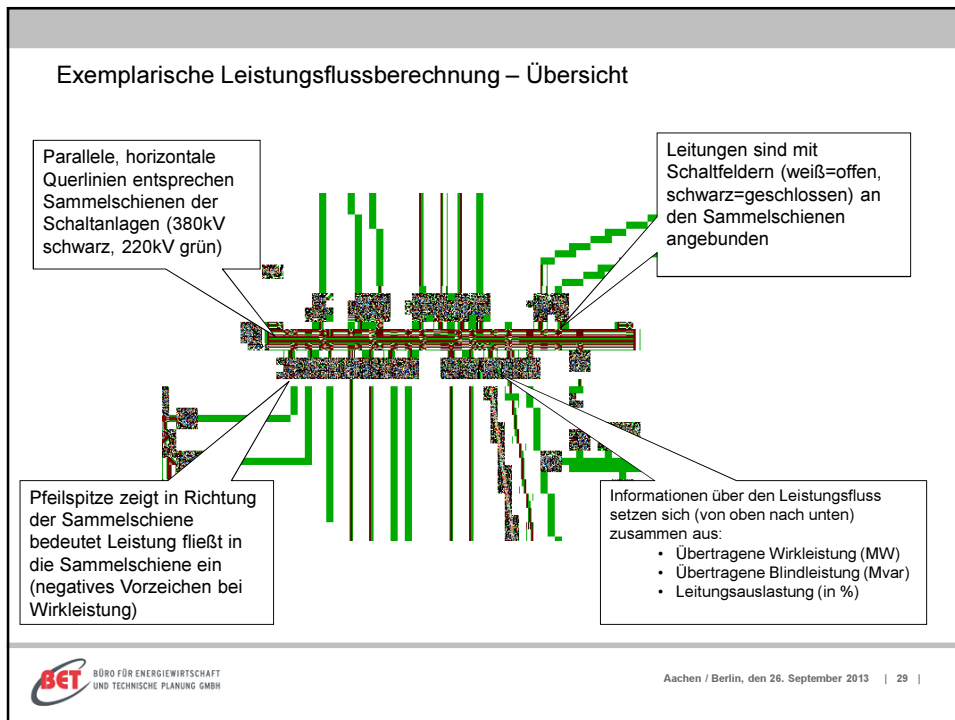
Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 27 |

Planungsansatz Netz

- So weit bekannt, grundsätzlich wie NEP-Ansatz
- NOVA-Prinzip
 - wenn möglich, zuerst im Bestand optimieren (Umbeseilung, Neubau in bestehender Trasse)
 - erst dann Neubau (keine Trassenplanung durchgeführt!)
- DC für weiträumigen Transport
 - bei uns: Grenzentfernung 400 km (in Einzelfällen kann auch eine kürzere DC-Verbindung sinnvoll sein)
- AC-Ausbau ebenfalls notwendig
 - zur Verstärkung der vorhandenen Infrastruktur
 - zur Einbindung der DC-Kanäle
- → Merklste: Objektive Planungskriterien sind nicht gegeben
 - These: „2 Planer würden möglicherweise 2 unterschiedliche Netze generieren“
 - Erfahrung und Intuition des Planers spielt mit hinein
 - → Objektivierbare Kriterien wären Basis für eine Optimierung!
 - → Überprüfung der technischen Planungskriterien (n-1, n-2...) wäre ratsam.

BET BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

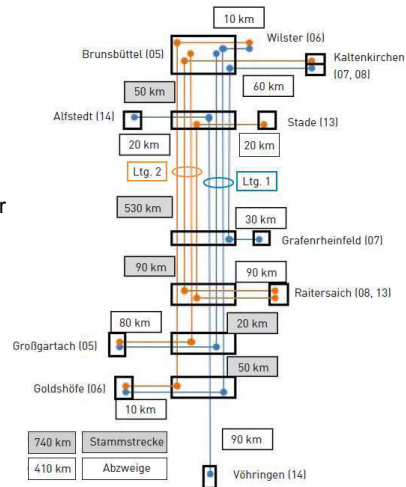
Aachen / Berlin, den 26. September 2013 | 28 |



Trassenbündelung

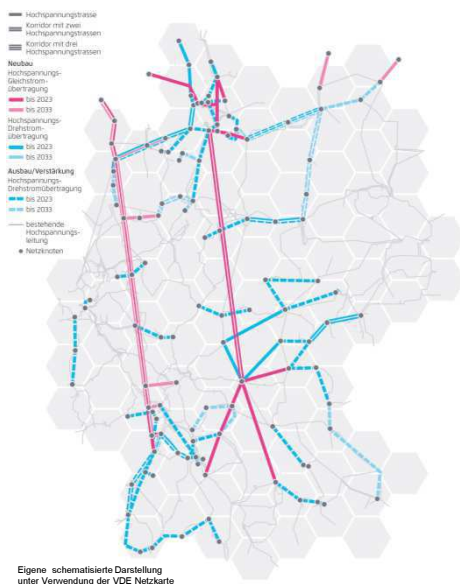
- Im DC-Bereich werden im NEP „Korridorlängen“ ausgewiesen.
- Hierbei werden gebündelte Trassen einfach gezählt, nicht mehrfach.
- Dies führt zu einer Längenangabe, die geringer sein kann als die Gesamtlänge der Trassen.
- Der Effekt ist stärker, je mehr Trassen zu einem Korridor gebündelt werden.

- → Die Stärke der Bündelung ist mit bestimmend für die resultierende km-Angabe
- → Stärkere und schwächere Bündelung hat jeweils Vor- und Nachteile die es abzuwägen gilt.



NEP 2012, S. 382

Schematische Übersicht: Netzausbau 2033 (starke Bündelung)



Eigene schematisierte Darstellung unter Verwendung der VDE Netzkarte

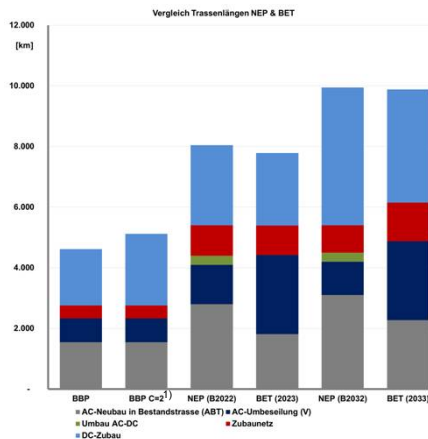
- Startnetz wie im NEP (inklusive EnLAG)
- Fünf DC-Trassen werden notwendig, um den weiträumigen Transport zu sichern.
- Bündelung muss kritisch geprüft
 - Starke Bündelung in 2 Trassen (hier dargestellt) → Weniger räumlicher Widerstand
 - Schwächere Bündelung (3-4 Kanäle) → höheren Systemsicherheit → aus BET-Sicht daher vorteilhaft.
- Die ersten Trassen werden **bereits für 2018** als notwendig erkannt
 - Ggf. pragmatisch umplanen: → „Was ist schnell realisierbar?“ → Beispiel Ultrahigh Voltage (UHV) (Amprion): Kann am ehesten umgehend realisiert werden
 - Ggf. Zwischenlösungen suchen
 - Andernfalls könnte der EE-Ausbau stocken!
- Umfangreiche Verstärkungen im AC-Netz
 - z.B. Querriegel in Küstennähe
 - z.B. Anbindungen Sachsen / Thüringen in Richtung Süd-West

Plausibilisierung: Vergleich mit dem NEP 2012

Inhaltlicher Vergleich zum NEP 2012

- **Exemplarisches Ergebnis liegt in der Größenordnung des NEP 2012.**
- **Trassen-Bündelungen wurden hier NICHT berücksichtigt** (Die Trassenlängen des NEP mussten hierzu auf Basis der Kostenangaben abgeschätzt werden)
- **Einsparungen** können Kostenseitig aus der geringeren Anzahl von Konverterstationen resultieren (Offshore wurde bis in den Südwesten durchgeführt)
- **Umbeseilung** im exemplarischen Ergebnis häufiger, technische Umsetzbarkeit ist im Detail zu prüfen
- **Startnetz** nicht dargestellt, da in beiden Fällen identisch.

Grafischer Vergleich mit dem NEP 2012



Bündelung: Pro und Contra

- Für eine starke Bündelung spricht:
 - Die Länge bzw. die Anzahl der Korridore sinkt
 - Die Zahl der betroffenen Bürger sinkt
 - Der Flächenverbrauch sinkt
- Für eine stärkere Verteilung spricht:
 - Die geringere Anfälligkeit gegen Mehrfachfehler (common mode / common cause) sinkt
 - Die Zuverlässigkeit des Systems steigt
 - Die (Zusatz-) Anforderungen an das technische Regelwerk, z.B. bezüglich der Regelenergievorhaltung sinken
- Die Frage nach der **Intensität einer Trassenbündelung** muss im Rahmen der Netzplanung **sorgfältig abgewogen** werden, um technische, ökologische, ökonomische und persönliche Belange zu berücksichtigen.

Warum ist dieses Netz *nicht* der „bessere NEP“?

- **Detailkenntnis der Netze**
 - Tiefe **Detailkenntnis** der Netze bis in die 110 kV-Ebene und **langjährige Betriebserfahrung** des Übertragungsnetzes hat nur der ÜNB
 - → Eine Netzplanung ohne Beteiligung der ÜNB wegen der Systemverantwortung des ÜNB nicht möglich.

- **Technische und modelltechnische Grenzen**
 - **Dynamische Untersuchungen** des Netzes wurden nicht durchgeführt
 - **Stresstests** nur für kritische Stunden
 - **Abbildung des Auslandes** (netztechnisch) unvollständig
 - → 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 mit ins Boot!

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

- **Ziel erreicht: Der grundsätzliche Nachweis der Durchführbarkeit der Methode ist erbracht.**

Projektansatz und Projektergebnis

- **Ergebnisse:**
 - **Methodenfortschritt**
 - zum Umgang mit Szenarien („**robustes Netz**“)
 - zur Auswahl der **richtigen Erstentscheidung** („dringende Leitungen“)

 - **Erkenntnis- und Transparenzgewinn**
 - Welche Aspekte sind neuralgisch und müssen näher untersucht werden?
 - „**Merklste**“

 - **Nachweis der Durchführbarkeit**
 - der gesamte Prozess wurde exemplarisch durchgeführt
 - **Exemplarisches Ergebnis** liegt vor

Schlussfolgerungen

- Eine Überprüfung der **Prämissen der Netzentwicklung** ist notwendig
- Der bisherige **Umgang mit Szenarien** ist dringend verbesserungsbedürftig.
 - nachvollziehbare, transparente und sachgerechte **Bildung der Szenarien**
 - methodische **Auswahl der** repräsentativen, unterschiedlichen und konsistenten **Szenarien**
 - weitere Verwendung **nicht nur eines dieser Szenarien**
- Die **Marktmodellierung** zeigt Handlungsbedarf bezüglich Methode und Transparenz. Dieses Projekt stellt Lösungs-Ansätze dar, spricht aber auch offene Punkte an, die weiterer Untersuchung bedürfen. („Merkliste“) Beispiele:
 - Der Umgang mit und die Bildung von **Einspeiseprofilen** muss verbessert werden
 - Die Herausforderungen des räumlichen **demographischen Wandels** müssen angemessen einbezogen werden.
 - Die Kopplung des Strommarktes mit dem für Wärme (**KWK**) muss stärkere Berücksichtigung finden.
- Die **Netzausbauplanung** muss ein robustes Netz ergeben, da diese Planung die Unsicherheit der Zukunft berücksichtigt und Prioritäten setzt.
 - Ein **robustes Netz** umfasst die Aufgaben mehr als nur eines Szenarios, denn die Zukunft ist unsicher.
 - Eine **langfristige Planung** weist den Weg zu den Anforderungen nach Gelingen der Energiewende.
 - Eine **zeitliche Priorisierung** des Netzausbaus hilft bei der richtigen Erstentscheidung und vermeidet irrtümlichen Netzausbau.
 - Eine **Objektivierung der Planungskriterien** sowie eine
 - Aktualisierung und Überarbeitung der **Planungsgrundsätze** des Übertragungsnetzes scheint allerdings notwendig.
- Das **AGORA-BET-Methodenprojekt zeigt Methoden zur Lösung der genannten Probleme** und benennt offene Punkte, die noch nicht zufriedenstellend gelöst wurden. Hier besteht Forschungsbedarf. Die tatsächliche, praktische **Umsetzbarkeit** wurde durch Durchführung gezeigt.

Über BET

BET ist ein führendes Beratungsunternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft mit Sitz in Aachen, Büros in Leipzig und Hamm sowie einer 100-prozentigen Tochtergesellschaft in der Schweiz, der BET Dynamo Suisse AG. BET unterstützt Energieversorger, Stadtwerke und neue Marktteilnehmer in allen Fragen des liberalisierten Energiemarktes und leistet hoch qualifizierte Beratung über die gesamte Wertschöpfungskette. Eine interdisziplinäre technische, wirtschaftliche und energiewirtschaftliche Analyse steht dabei im Vordergrund des Beratungsansatzes.

Zu den BET-Kunden gehören kommunale, regionale und private Energieversorger sowie Energiehändler, Kraftwerksbetreiber, Unternehmenskooperationen, Industrie- und Gewerbebetriebe, Kommunen und Ministerien, nationale und internationale Aufsichtsbehörden, Wissenschafts- und Forschungseinrichtungen & politische Entscheidungsträger und Investoren.



Das Unternehmen wurde 1988 von Dr. Wolfgang Zander und Dr. Michael Ritzau in Aachen gegründet, die auch bis heute als Geschäftsführer tätig sind. Gesellschafter sind die Geschäftsführer sowie weitere leitende Mitarbeiter. Die BET hat in ihrer Entwicklung die Liberalisierung und Regulierung des deutschen Energiemarktes entscheidend mitgeprägt.

Meilensteine in der Firmengeschichte der BET waren die Entwicklung einer Netzzugangsverordnung im Jahr 1995, die Beurteilung der Wettbewerbsentwicklung für das Bundesministerium für Wirtschaft und die Entwicklung des deutschen Gasnetzzugangsmodells in 2003. Heute ist die BET bei Energiewende und Marktdesign der Zukunft nicht nur mittendrin sondern hat mögliche Szenarien und Herausforderungen bereits vorausgedacht.

Aufbauend auf einer langjährigen Erfahrung im Rahmen der Rekommunalisierung der Strom- und Gasversorgung, der technischen Planung von Anlagen und Netzen und der Entwicklung von Energieversorgungskonzepten hat BET sein Tätigkeitsfeld kontinuierlich erweitert. Aufgrund der ausgewiesenen energiewirtschaftlichen Expertise hat sich darüber hinaus in den vergangenen Jahren die Transaktionsberatung, die Bewertung von Unternehmen und einzelnen Assets sowie die Gestaltung von Organisationen als weiterer Beratungsschwerpunkt herausgebildet.

Das Beratungsgeschäft der BET ist mit über 70 Ingenieuren, Wirtschaftsingenieuren und Ökonomen auf die Geschäftsbereiche Netz-, Management- und Marktberatung verteilt. Von operativen Unterstützungsleistungen bis hin zur strategisch-wirtschaftlichen Unternehmensberatung ist die BET in allen Wertschöpfungsstufen und Sparten tätig. Die Projektteams werden interdisziplinär und geschäftsbereichsübergreifend besetzt, so dass für die Kunden eine enge Verzahnung von Beratungskompetenz garantiert ist.

Unterstützt durch ein Netzwerk aus strategischen Partnern, gibt es nahezu keine energiewirtschaftliche Aufgabenstellung, welche die BET nicht erfolgreich bearbeiten kann.



Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH

Die Berater der Energie- und Wasserwirtschaft



BET GmbH

Aachen

Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Leipzig

Karl-Liebknecht-Straße 64
04275 Leipzig

Telefon +49 341 30501-0
Telefax +49 341 30501-49
info@bet-leipzig.de
www.bet-leipzig.de

Hamm

Rotdornschleife 23
59063 Hamm

Telefon +49 2381 4500-76
Telefax +49 2381 4500-57
info@bet-hamm.de
www.bet-hamm.de

BET Dynamo Suisse AG

Zofingen

Junkerbifangstrasse 2
4800 Zofingen

Telefon +41 62 751 5894
Telefax +41 62 751 6093
info@bet-dynamo.ch
www.bet-dynamo.ch

Puidoux

Route du Vergnolet 8
1070 Puidoux

Telefon +41 21 791 6545
Telefax +41 21 791 6530
info@bet-dynamo.ch
www.bet-dynamo.ch

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

[12 Thesen zur Energiewende](#)

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

[Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

[Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

[Entwicklung der Windenergie in Deutschland](#)

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

[Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022](#)

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland. Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

[Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?](#)

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

[Kostens optimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

[Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland](#)

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

[Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012](#)

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

[Reform des Konzessionsabgabenrechts](#)

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

[Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden](#)

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

[Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

[Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?](#)

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie "Entwicklung der Windenergie in Deutschland" am 5. Juli 2013

[Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen](#)

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

[Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany](#)

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

[Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany](#)

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Alle Publikationen sind über die Internetseite www.agora-energiewende.de verfügbar

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin | Germany

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

