



Ein robustes Stromnetz für die Zukunft – Vorschlag für einen neuen Planungsprozess

Lars Waldmann

BERLIN, JUNI 2014



Die derzeitige Netzplanung – eine kritische Evaluation

Derzeitige Netzplanung

1. ÜNB erstellen Entwurf des Szenariorahmens mit 3 Szenarien, NetzA konsultiert und genehmigt ihn.
 2. ÜNB erstellen Entwurf des NEP auf Basis des *Leitzszenarios* und den geltenden EnWG- und EEG-Regelungen und konsultieren ihn.
 3. BNetzA prüft NEP-Entwurf, ändert ihn ggf. (siehe aktuellen NEP) und bestätigt ihn.
 4. BReg erstellt auf Basis des bestätigten NEP einen Bundesbedarfsplan, BT und BRat beschließen ihn: Das „ob“ der jeweiligen Trassen ist entschieden.
 5. ÜNB konkretisieren Planung und Streckenführung
-

Würdigung der Netzplanung

- Klare gesetzliche Basis mit demokratischer Legitimation
- Öffentlicher Prozess mit vielen Konsultationsphasen (früher: ÜNB planen autonom ohne Konsultationen)
- Aktive Kommunikation und Diskussion in den Regionen
- BNetzA übt Prüfungs- und Kontrollfunktion aktiv aus
- Rollierendes Verfahren ermöglicht Überarbeitung von Plänen bei neuen Erkenntnissen

Schwachstellen der derzeitigen Netzplanung

1. Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien, der genehmigte NEP deckt ausschließlich das Leitszenario ab -> NEP ist nicht robust für andere mögliche Zukunftsentwicklungen
 2. Netzplanung erfolgt auf Basis geltender EEG- und EnWG-Regelungen und bezieht nicht von Anfang an alle Netzminimierungspotenziale ein:
 - Abregelung von EE-Einspeisespitzen,
 - Lastmanagement,
 - gezielte Standortwahl für neue fossile Kraftwerke
 - innovative Betriebsmittel
-

Koalitionsvertrag hat Auswirkungen auf die Netzplanung

- Ausbaukorridor für EE: 40 bis 45% EE-Anteil bis 2025
- Weniger Wind Offshore (6,5 GW bis 2020)
- Abregelung von Einspeisespitzen bis zu 5% der Energiemenge
- Prüfung G-Komponente
- Kapazitätsmarkt

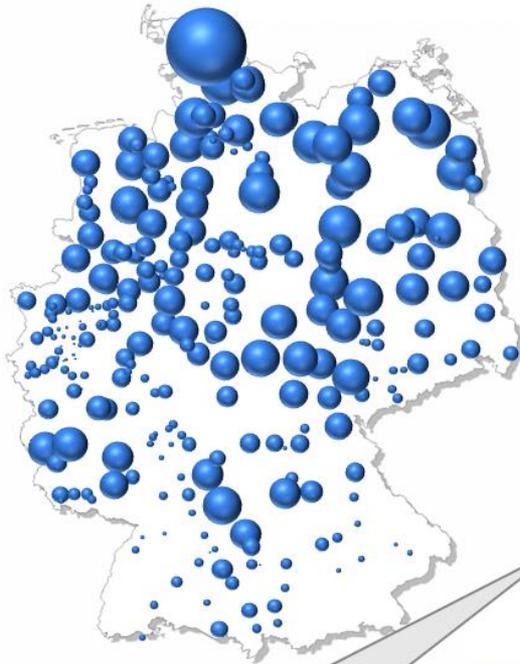
-> Zu klären:

Was heißt das für den Bundesbedarfsplan und das dazugehörige Aufstellungsverfahren?

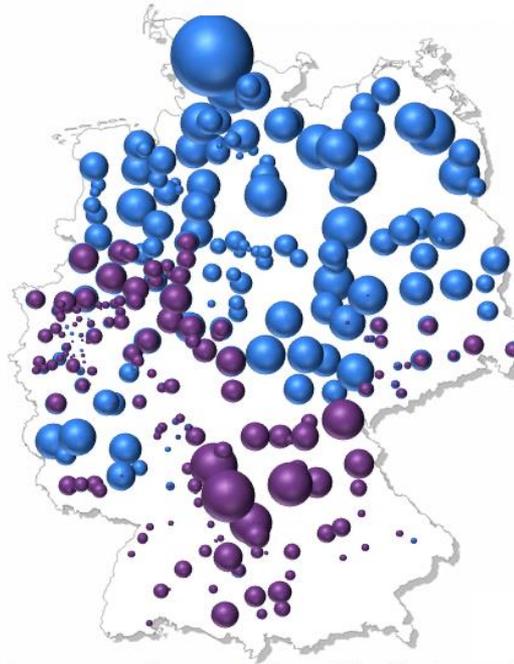
Auswirkungen unterschiedlicher Parameter

Zusätzliche Windkraftanlagen werden entweder im Süden oder eher im Norden gebaut, je nach Optimierungsstrategie

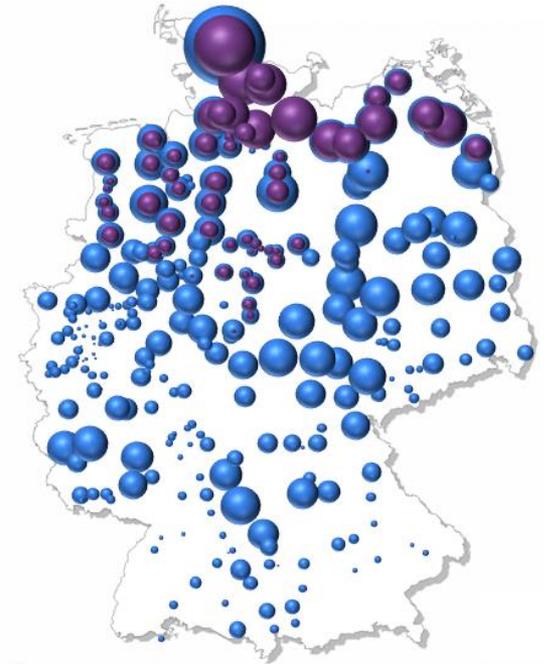
Verteilung der Windanlagen
im Basisszenario
(66 GW in 2033)



Verteilung der Windanlagen
„verbrauchsnahe Erzeugung“
(89 GW in 2033)

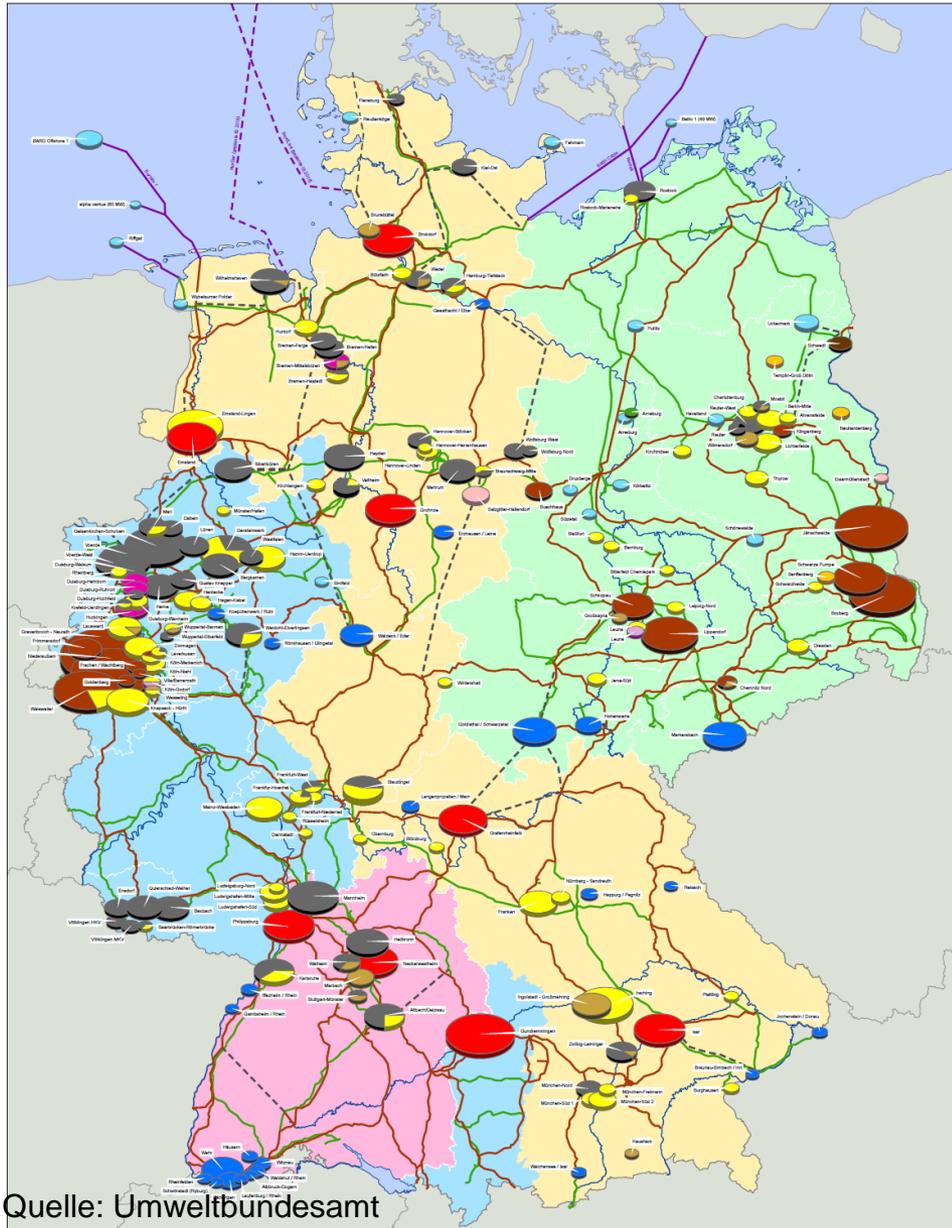


Verteilung der Windanlagen
„beste Standorte“
(85 GW in 2033)



● Basiszenario ● Zusätzlicher Ausbau

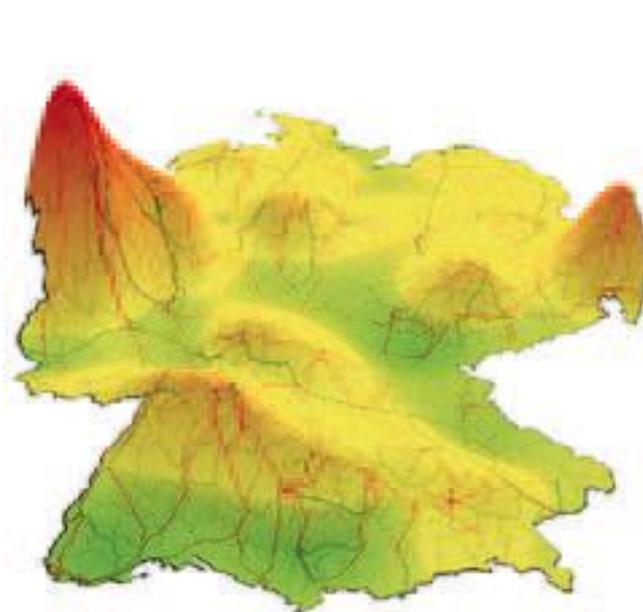
Indikative geografische Darstellungen
anhand der Übertragungsnetzknotten,
nicht maßstabsgetreu



Quelle: Umweltbundesamt

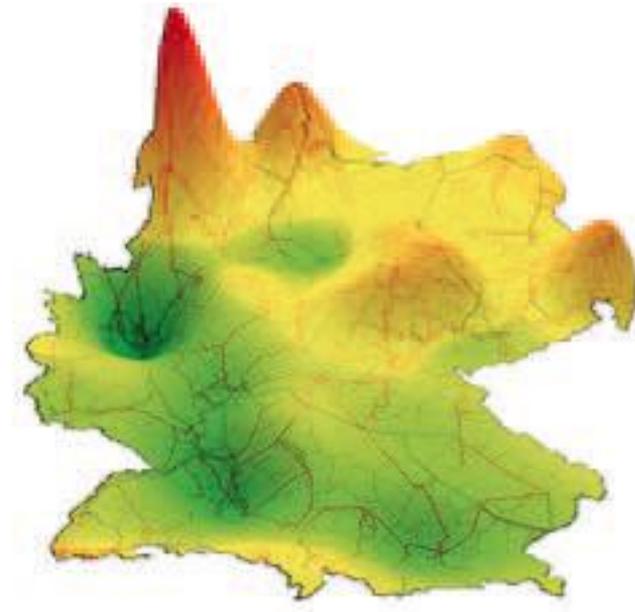
- Standorte neuer fossiler Kraftwerke hängen u.a. von Kapazitätsmechanismus ab
- Stromhandel innerhalb Deutschlands und mit dem Ausland ist relevanter Faktor (-> zwei Preiszonen in Deutschland?)

Räumliche Verteilung von Last und Erzeugung im Stromnetz



-500 9000

Leistungsbilanz 2012 (MW)



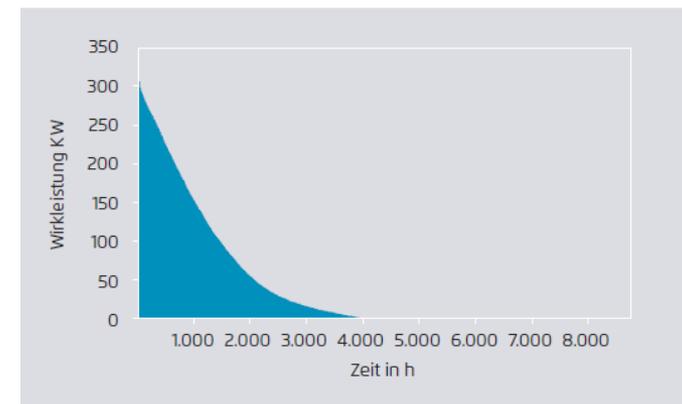
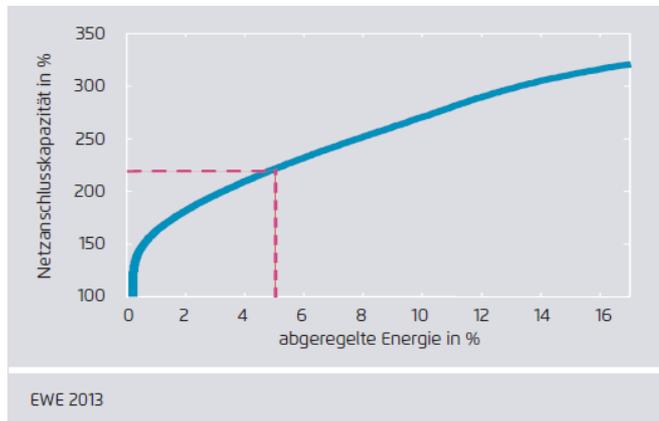
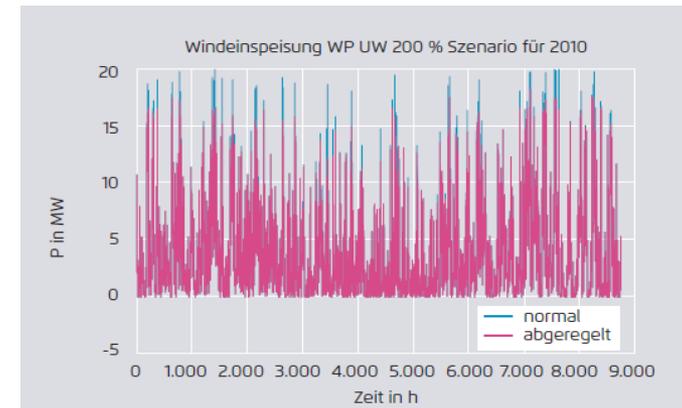
-500 9000

Leistungsbilanz 2022 (MW)

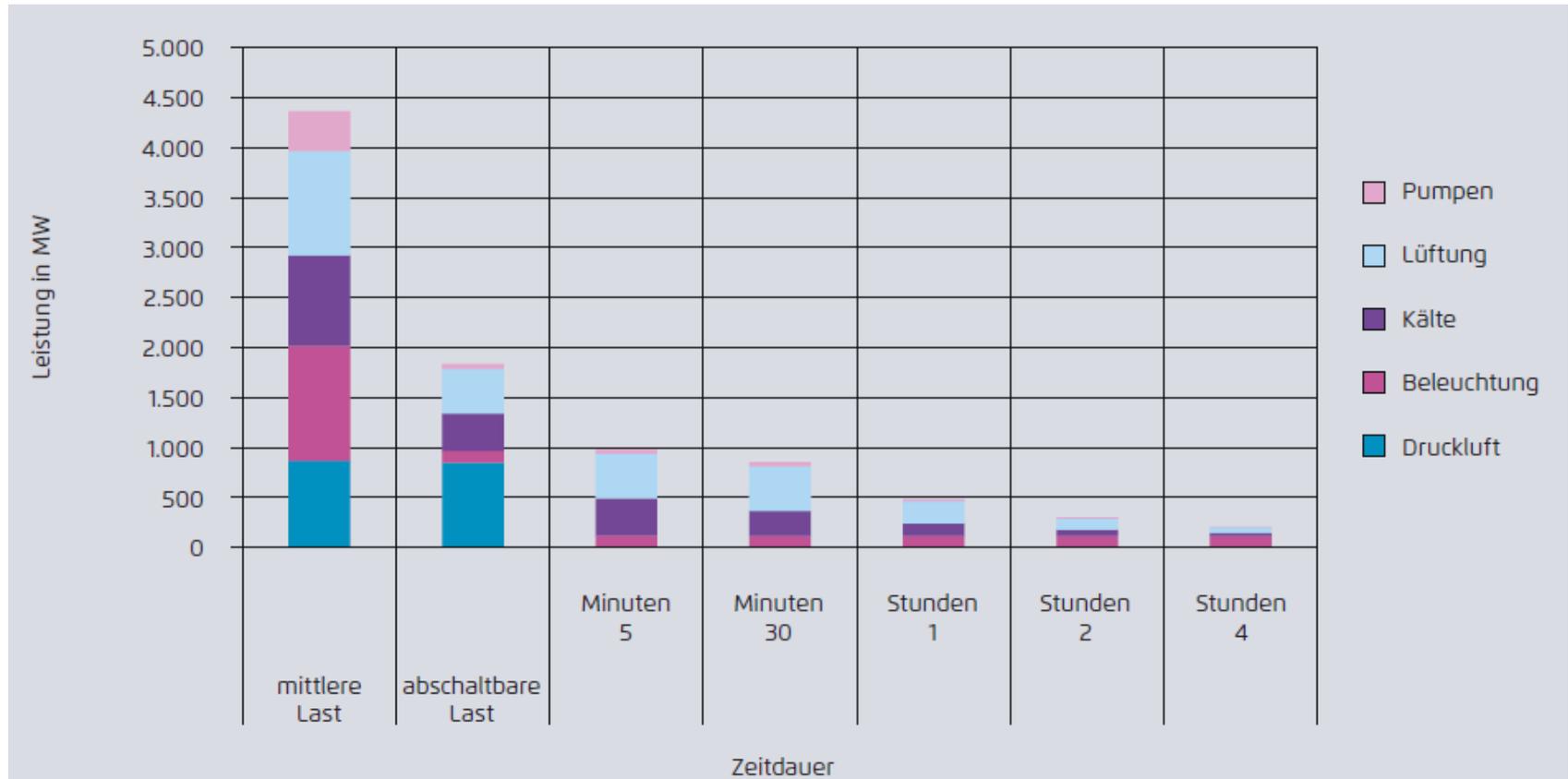
Leistungsbilanz zum Zeitpunkt höchster Netzbelastung in MW

Vermeidung von Einspeisespitzen reduziert Netzausbaubedarf

- Abregelung von Erzeugungsanlagen bei Einspeisespitzen
- Abgeregelte Energiemenge maximal 5%
- Bis zu Verdoppelung der Netzanschlusskapazität



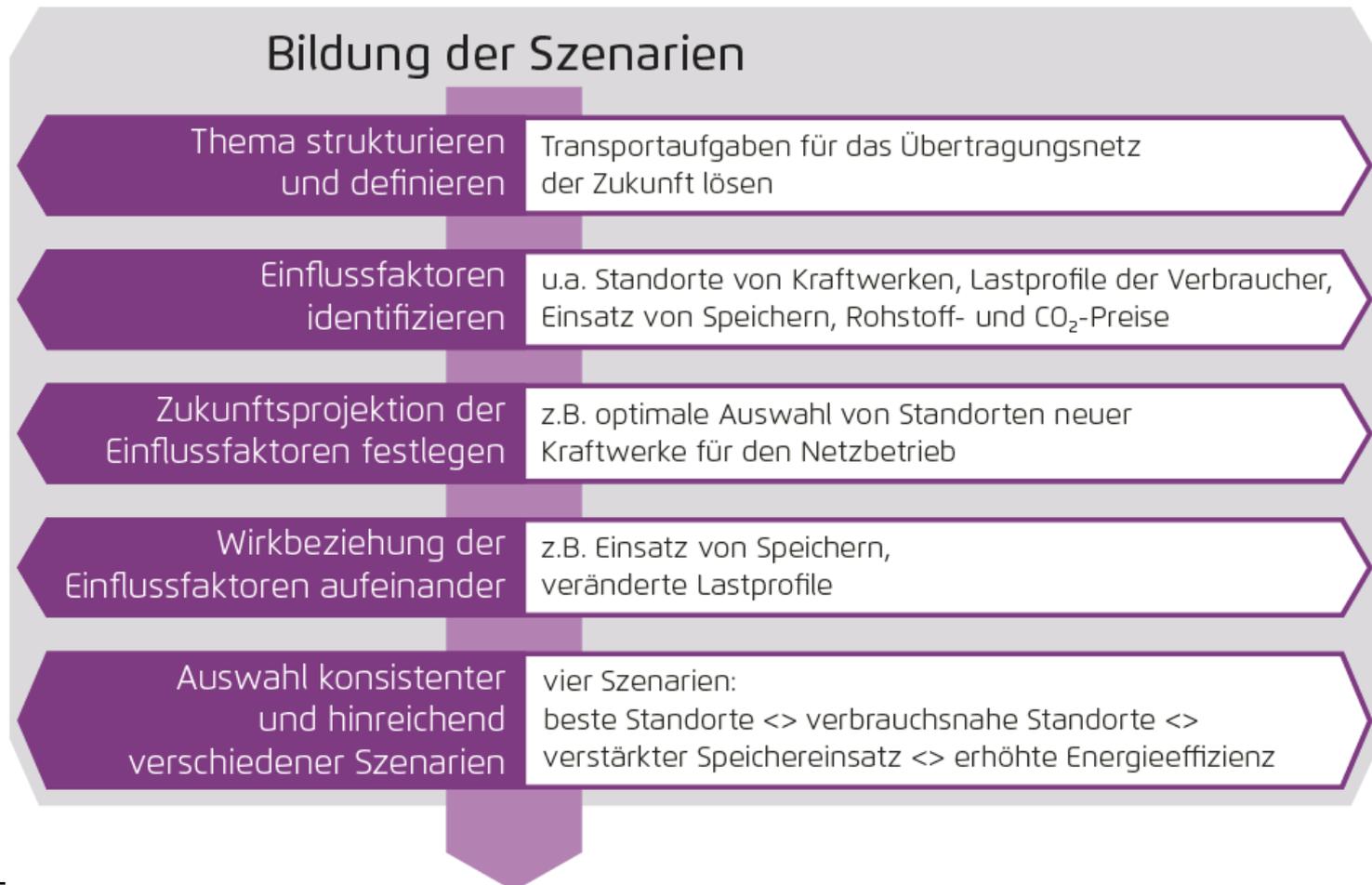
Lastmanagementpotenziale am Beispiel Süddeutschlands



Quelle: Agora Energiewende

Methodenvorschlag für die Entwicklung eines robusten Stromnetzes

Schritt 1: Szenariendefinition (=Einigung auf mögliche zukünftige Entwicklungen, die das Netz abdecken soll)



Szenario „Transportaufgabe 2033 – ausgefüllte Konsistenzmatrix

Deskriptor	Projektion		1		2		3		6		9		12		14	
			a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
1 Allokation EE	a	Ansiedlung an den besten Standorten			0	0	1	0	2	-2	0	2	0	0	0	0
	b	verbrauchsnahe Ansiedlung			0	0	0	1	-2	2	2	-1	0	0	0	0
2 Verbraucherlast	a	Konstant	0	0			2	1	0	0	0	0	0	1	2	0
	b	Gesunken (Einsparziele Bundesregierung)	0	0			0	2	0	0	0	0	1	-1	0	2
3 Laststruktur (zeitlich)	a	keine Veränderungen	1	0	2	0			1	0	1	1	0	0	0	0
	b	Veränderung der Struktur	0	1	1	2			0	2	1	-1	0	0	0	0
6 Ausbau EE (Leistung)	a	Fokus auf Wind Onshore; Anteil Wind Off-Shore ist zu Lasten PV gestiegen	2	-2	0	0	1	0			-1	2	0	0	0	0
	b	Fokus auf Wind Onshore; Anteil PV ist zu Lasten Wind-Offshore gestiegen	-2	2	0	0	0	2			0	-1	0	0	0	0
9 Zentrale Großspeicher-Kapazität	a	Moderat gestiegen (I=125)	0	2	0	0	1	1	-1	0			0	1	2	1
	b	Speicher-Boom (I=186)	2	-1	0	0	1	-1	2	-1			1	-2	-1	2
12 Brennstoffpreis: Gas	a	Leicht gestiegen (I= 113)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1			1	2
	b	Leicht gesunken (I=89)	0	0	1	-1	0	0	0	0	1	-2			2	0
14 CO2-Preis	a	Moderat gestiegen	0	0	2	0	0	0	0	0	2	-1	1	2		
	b	Stark gestiegen	0	0	0	2	0	0	0	0	1	2	2	0		

Skala:

+3: gehört zwingend zusammen; bedingt sich gegenseitig

+2: unterstützt sich gegenseitig

+1: passt ins gleiche fördernde Klima

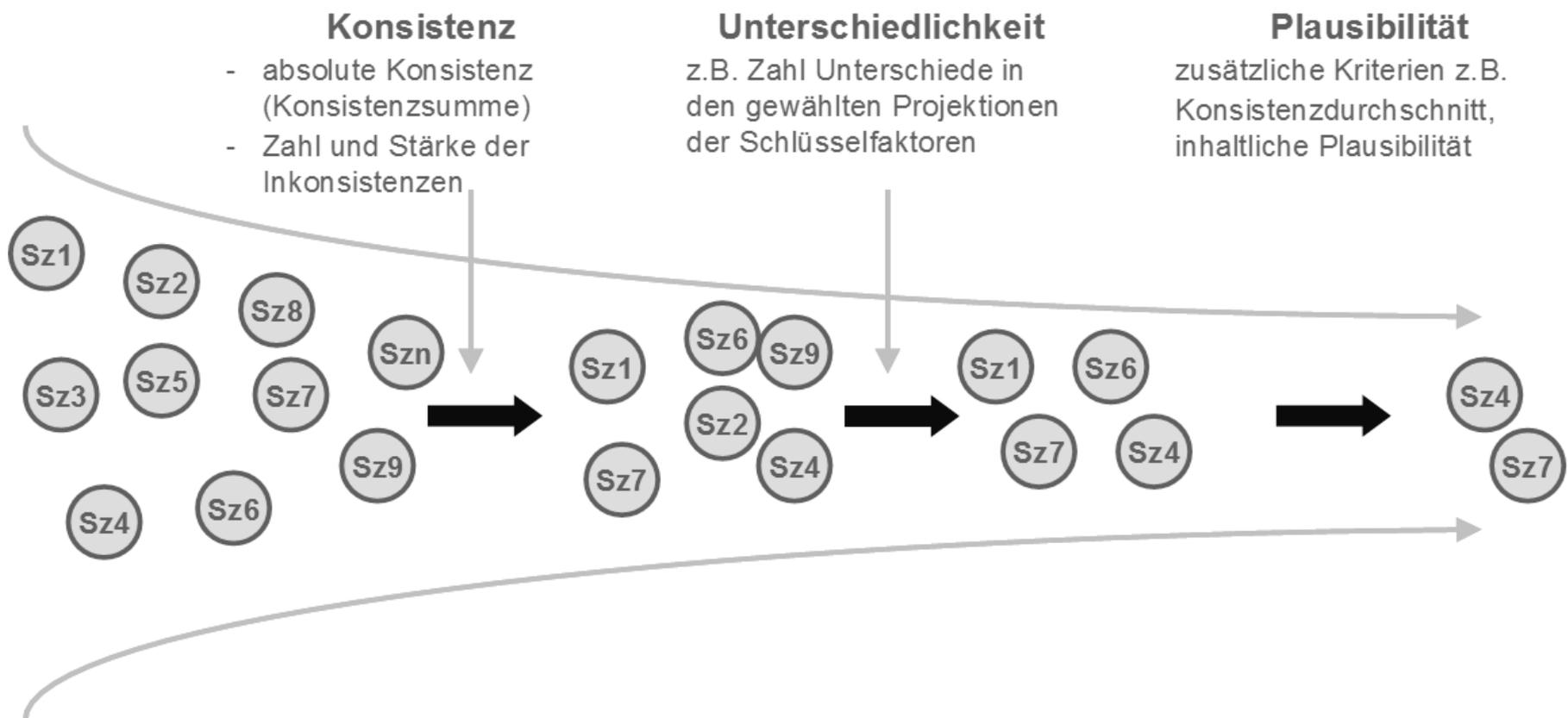
0: kein Zusammenhang (beziehungslos)

-1: passt schlecht zusammen

-2: widersprüchlich

-3: schließt sich zwingend gegenseitig aus

Szenarien bilden und auswählen



Ergebnis: Vier Szenarien im Überblick

■ **Szenario A**

■ **Markante Merkmale:**

- EE verbrauchsnahe
- Konstante Last
- Mäßiger Speicherzubau
- Preiswerte Brennstoffe

■ **Szenario B**

■ **Markante Merkmale:**

- EE an besten Standorten
- Sinkende Last
- Stärkerer Speicherzubau
- Teurere Brennstoffe

■ **Szenario C**

■ **Markante Merkmale:**

- EE an besten Standorten
- Konstante Last
- Mäßiger Speicherzubau
- Preiswerte Brennstoffe

■ **Szenario D**

■ **Markante Merkmale:**

- EE verbrauchsnahe
- Sinkende Last
- Mäßiger Speicherzubau
- Teurere Brennstoffe

Schritt 2: Marktmodellierung und Netzentwicklung für alle Szenarien -> Robustes Netz deckt alle Szenarien ab



Schritt 3: 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"

Ergebnis des Gutachtens von Raue LLP

- ✓ Die Agora/BET Methode entspricht den gesetzlichen Vorgaben besser als die bisher praktizierte Vorgehensweise
 - ✓ Der Szenariorahmen spannt einen Raum zukünftiger Entwicklungen auf und erfüllt damit die Vorgaben des §12a Abs. 1 EnWG
 - ✓ Der Ansatz enthält alle Maßnahmen die nach den Szenarien erforderlich sind und entspricht damit den Vorgaben des § 12 Abs. 2 EnWG
 - ✓ Auch die Bundesnetzagentur kann diesen Planungsansatz anwenden
-

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.

Schlussfolgerungen auf einen Blick

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 Netzausbaus einbeziehen. Abregelung von Einspeisespitzen, Lastmanagement, gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke und innovative Betriebsmittel können den Netzausbau 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 Planungsmethoden 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.
-

Agora Energiewende
Rosenstraße 2
10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00
F +49 (0)30 284 49 01-29
www.agora-energiewende.de



Alle Informationen auch zum Download unter www.agora-energiewende.de



Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!

Kommentare sind herzlich willkommen:
lars.waldmann@agora-energiewende.de

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative
der Stiftung Mercator und
der European Climate Foundation im Rahmen
der Smart Energy for Europe Platform (SEFEP)