

Kombinierte Optimierung, Simulation und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems im europäischen Kontext (KOSiNeK)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

4. Beiratssitzung | Projektabschluss | 02.02.2021

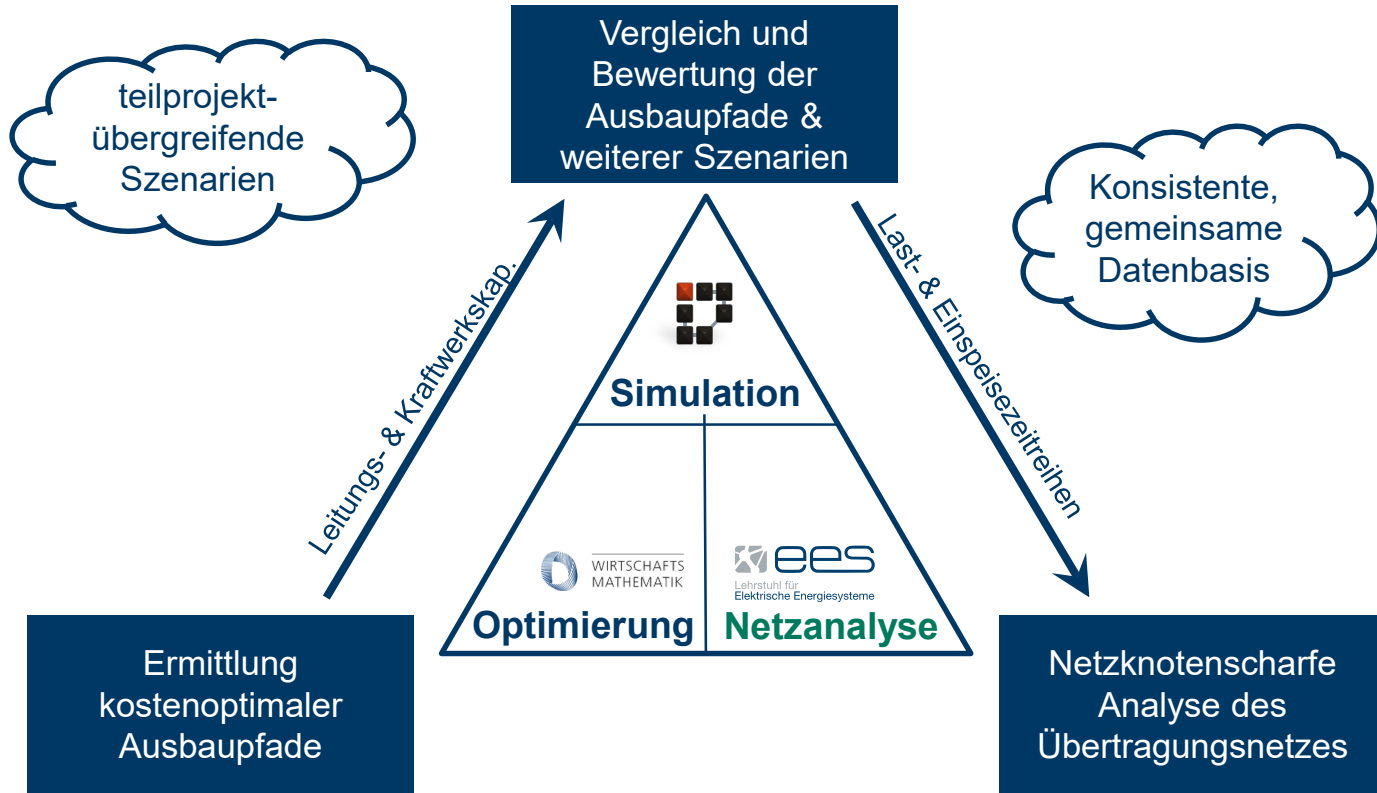
Teilprojekt Netzanalyse

Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther



Teilprojekt Netzanalyse

- **Untersuchungsschwerpunkte**
- **Methodik und Modellierung**
- **Berechnungen und Ergebnisse**
- **Zusammenfassung**



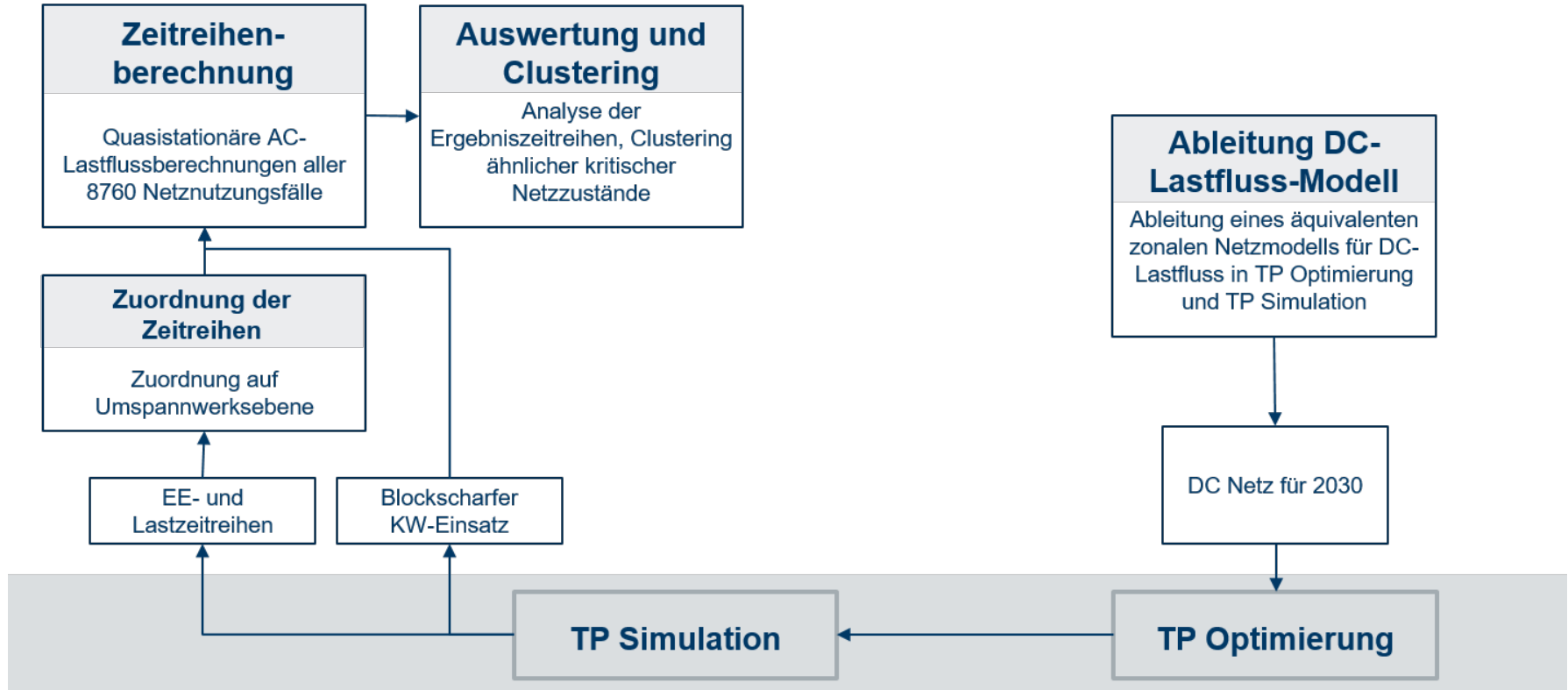
Schwerpunkte der Netzanalysen

- Untersuchung verschiedener Last- und Einspeiseszenarien mit Hilfe von Zeitreihen...
 - der Verbrauchsleistungen,
 - der Einspeiseleistungen Erneuerbarer-Energie-Anlagen,
 - des anlagenscharfen Kraftwerkseinsatzes,
 - unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und der technischen Realisierbarkeit
- Iterative Analyse mittels stationärer AC-Lastflussberechnung der knotenscharfen Netzvarianten Deutschlands unter Berücksichtigung eines europäischen Netzäquivalents (Nachbildung der Nachbarstaaten):
 - Zeitpunktanalysen
 - Zeitreihenanalysen
 - Potentialanalysen innovativer betrieblicher Optionen

Teilprojekt Netzanalyse

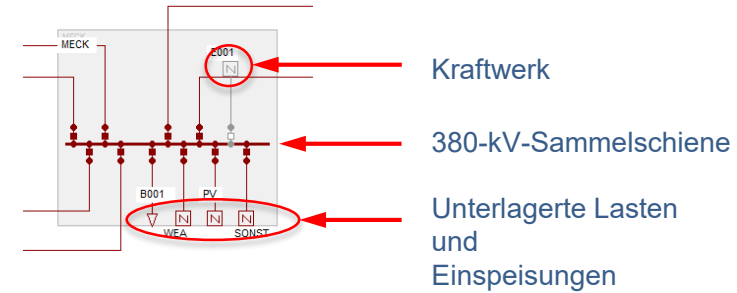
- **Projektübersicht**
- **Methodik und Modellierung**
- **Berechnungen und Ergebnisse**
- **Zusammenfassung**

Prozessablauf der Netzuntersuchungen



Zeitreihenberechnung - Modellierung des Basis-Netzes

- Basis: Ist-Zustand des Übertragungsnetzes auf der Basis eines am Lehrstuhl entwickelten Netzmodells mit Daten der Bundesnetzagentur
- Umspannwerks-scharfe Abbildung des deutschen Höchstspannungsnetzes (380 kV und 220 kV)
- Modellierung der Nachbarstaaten sowie und des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes durch reduzierte Äquivalente
- Aggregierte Abbildung der unterlagerten Lasten und Einspeisungen



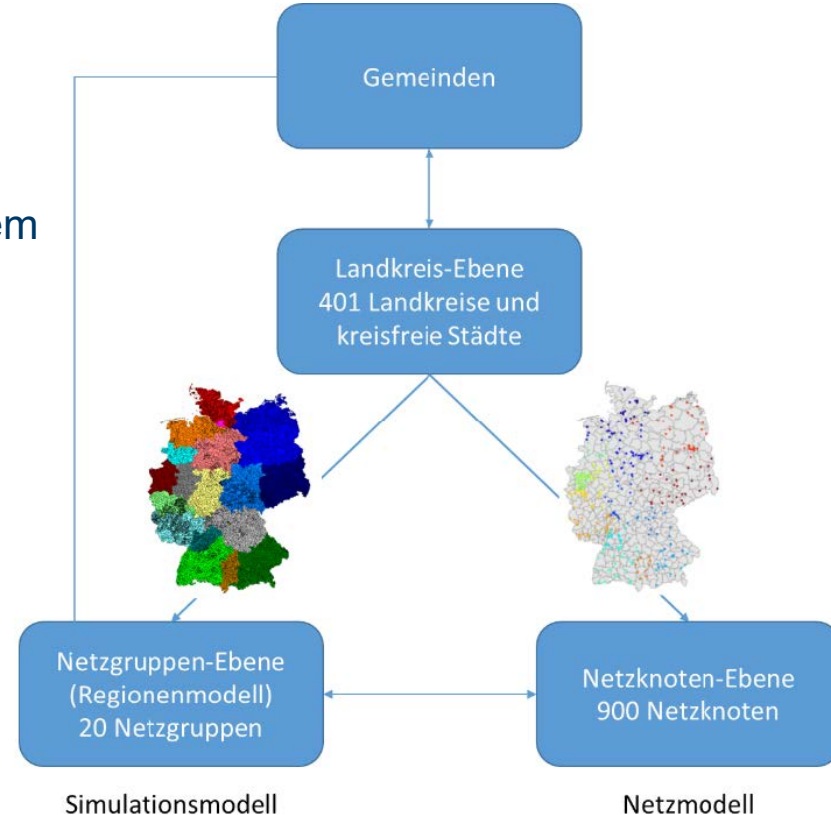
	Deutschland	Gesamtnetz reduziert (D+CE)
Netznoten	850	1200
Leitungen	1100	1500
Netzeinspeisungen	1800	1800
Lasten	500	500
Transformatoren	130	150

Zuordnung der Einspeise- und Lastzeitreihen

Zuordnung der Landkreisdaten auf Umspannwerksebene

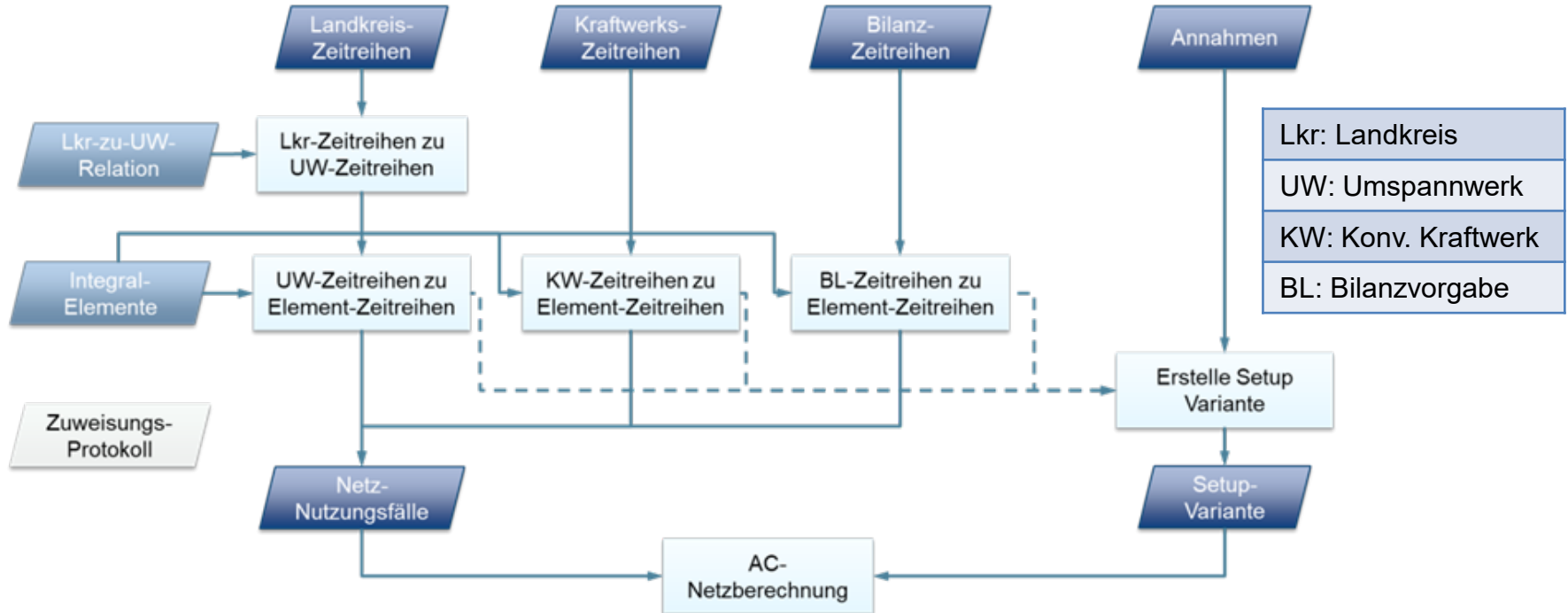
Vorgehensweise:

- Direkte Zuweisung aller Landkreise mit nur einem Umspannwerk
- Gleichmäßige Aufteilung der Leistungswerte im Falle von mehreren Umspannwerken in einem Landkreis
- Wenn ein Landkreis kein Umspannwerk beinhaltet, erfolgt die Umverteilung der Leistungswerte auf die drei Umspannwerke mit der kürzesten geografischen Entfernung



Randbedingungen der AC-Netzberechnungen

Datenfluss der Zeitreihen (Landkreise in Deutschland, konventionelle Kraftwerke, Länderbilanzen) und Verifikation über eigene Annahmen



Teilprojekt Netzanalyse

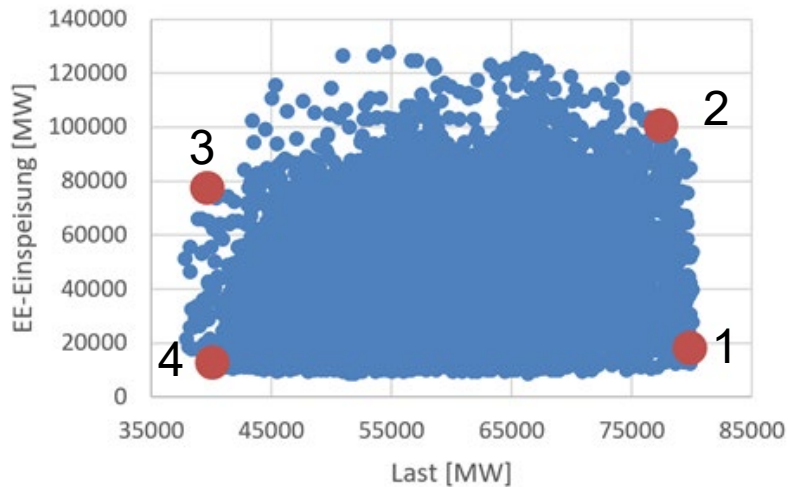
- **Projektübersicht**
- **Methodik und Modellierung**
- **Berechnungen und Ergebnisse**
- **Zusammenfassung**

Netzanalyse der Entwicklungsszenarien für 2030

- Durchführung der AC-Leistungsflussberechnungen mit dem Zeithorizont 2030 als Basis-Szenario
- Unterscheidung zwischen zwei Netzausbauszenarien bzw. Netzvarianten, welche die Eckpunkte der möglichen Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes darstellen:
 - **Voller Netzausbau:** Alle Maßnahmen nach EnLAG, BBPIG (einschließlich HGÜ-Trassen) und TYNDP (europäische Netzausbaumaßnahmen) sind umgesetzt.
 - **Geringer Netzausbau:** Nur Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Maßnahmen nach EnLAG sowie die BBPIG-Maßnahme 34 (Emden-Ost - Conneforde)
- Das zugrundeliegende Wetterjahr ist das Jahr 2015, da es sich als das netztechnisch kritischste Wetterjahr herausstellt.
- Voraussetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs in allen Szenarien
→ **NOVA-Prinzip:** Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau

Zeitpunktanalyse

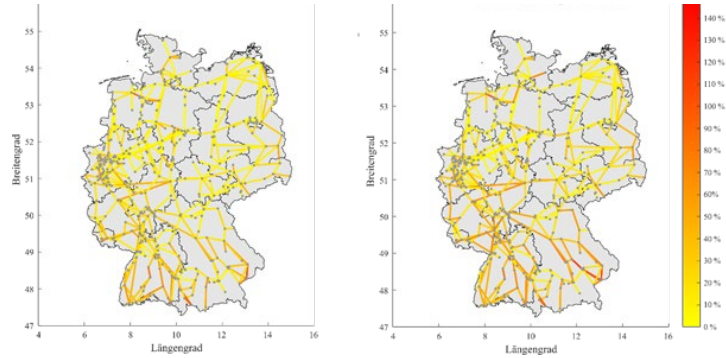
- Aus den 8760 Stunden des Jahres wurden vier signifikante Zeitpunkte für erweiterte Analysen ausgewählt. Diese repräsentieren die Extrema der Lasten und der regenerativen Einspeisung
- Leistungsdiagramm
 - Jeder Zeitpunkt im Basis-Szenario für das Jahr 2030 ist mit einem „blauen Punkt“ dargestellt.



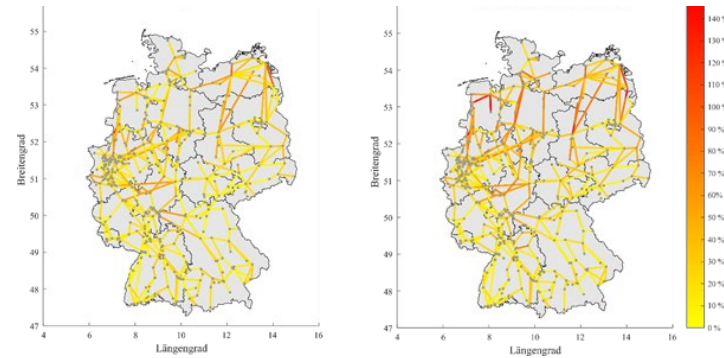
Zeitpunkt	Beschreibung	Zeitschritt (Datum / Uhrzeit)	Last in GW	EE-Einspeisung in GW
1.	Starklast und geringe EE	12.02.2030 12:00	78	22
2.	Starklast und hohe EE	04.03.2030 11:00	77	102
3.	Schwachlast und hohe EE	30.05.2030 08:00	40	78
4.	Schwachlast und geringe EE	03.10.2030 04:00	40	10

Netznutzungsfälle und Leitungsauslastungen

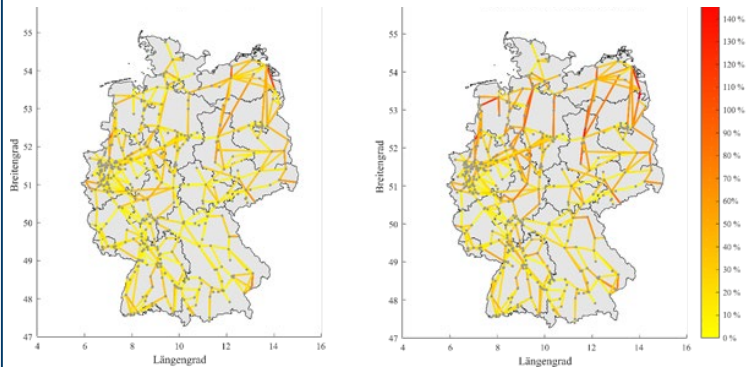
Starklast und geringe EEE



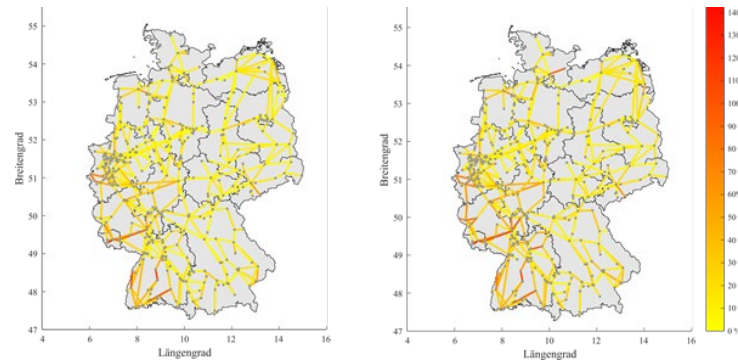
Starklast und hohe EEE



Schwachlast und hohe EEE



Schwachlast und geringe EEE



Links:
Voller Netzausbau
Rechts:
Geringer Netzausbau

Netznutzungsfälle – Zusammenfassung

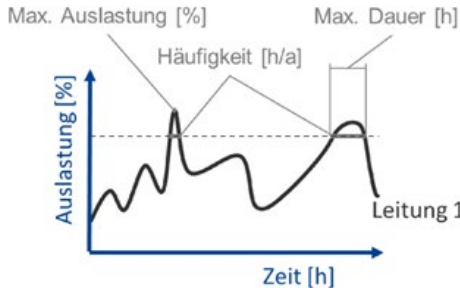
- Es lässt sich feststellen, dass die Netzvariante „Voller Netzausbau“ eine relativ geringe Anzahl an Überlastungen im Netz aufweist.

Netzvariante:	Voller Netzausbau		Geringer Netzausbau	
	> 70 %	> 100 %	> 70 %	> 100 %
Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel:				
Starklast und geringe EEE	29	5	56	13
Starklast und hohe EEE	21	4	50	14
Schwachlast und hohe EEE	17	2	53	9
Schwachlast und geringe EEE	27	7	31	10

- Es handelt sich bei den untersuchten Netznutzungsfällen um Extremzeitpunkte im Netz. In der Praxis können solche Extremfälle mit betrieblichen Maßnahmen beherrscht werden.
- Die entwickelten Netzmodelle liefert für die hier unterstellten Übertragungsaufgaben der Szenarien plausible und vergleichbare Ergebnisse.

Zeitreihenanalyse

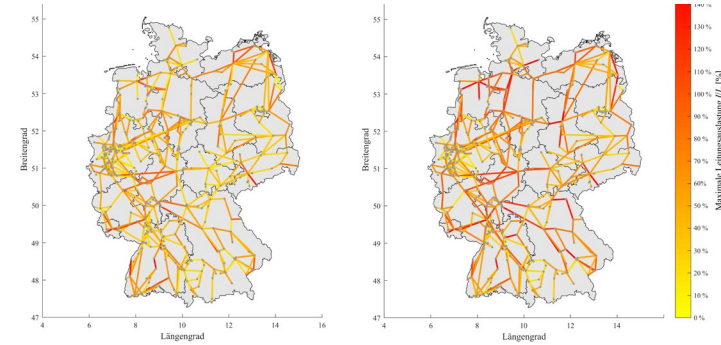
- Der Vergleich der Zeitreihenanalyse zwischen den Netzvarianten zeigt, dass die Ausbaumaßnahmen nach BBPIG zu signifikanten Netzentlastungen führen.
- Eine relativ gleichmäßige Auslastung der Leitungen weist auf eine bedarfsgerechte Planung hin.
- Die Auswertung der Häufigkeitsprofile ergab eine deutliche Verringerung der überlasteten Leitungen in der Variante „Voller Netzausbau“



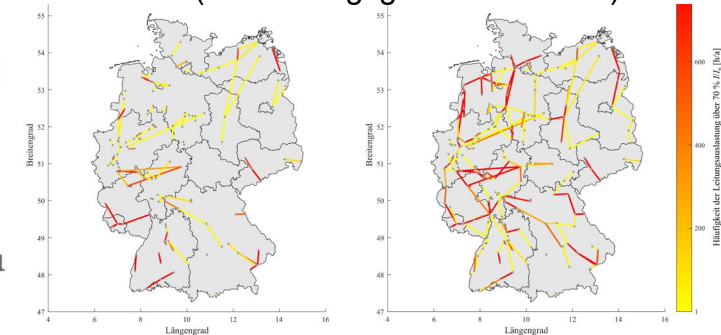
Links:
Voller Netzausbau

Rechts:
Geringer Netzausbau

Jahresmaximum der Leitungsauslastung



Häufigkeit der jährlichen Leitungsauslastung
(Auslastungsgrenze von 70%)

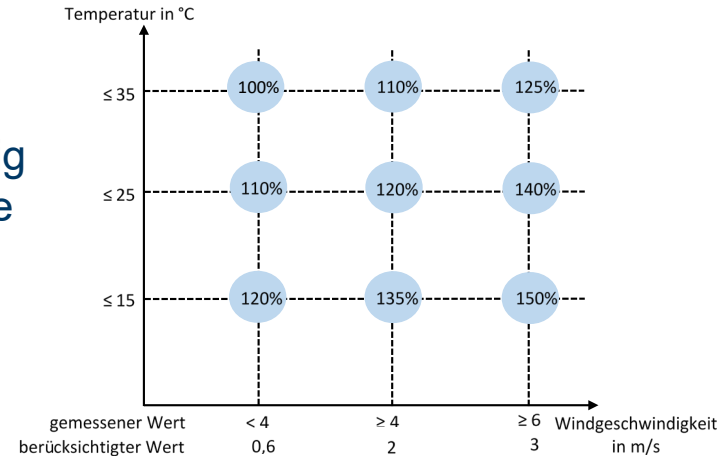


Potentialanalyse innovativer betrieblicher Optionen (1/3)

- Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WFB):
 - Leitungen werden temporär über die Grenzen des Nennbetriebs belastet.
 - Ausnutzung der Witterung zur Kühlung (Temperatur, Windgeschwindigkeit).
 - Die Leitungen können witterungsabhängig höher ausgelastet werden.

- „Passiver WFB“ als Methodik zur Bestimmung der Strombelastbarkeit: Um die maximale Belastbarkeit der Leitungen nicht zu überschreiten und gleichzeitig eine einfache Anwendung zu ermöglichen, wird eine Matrix entsprechend der Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen.

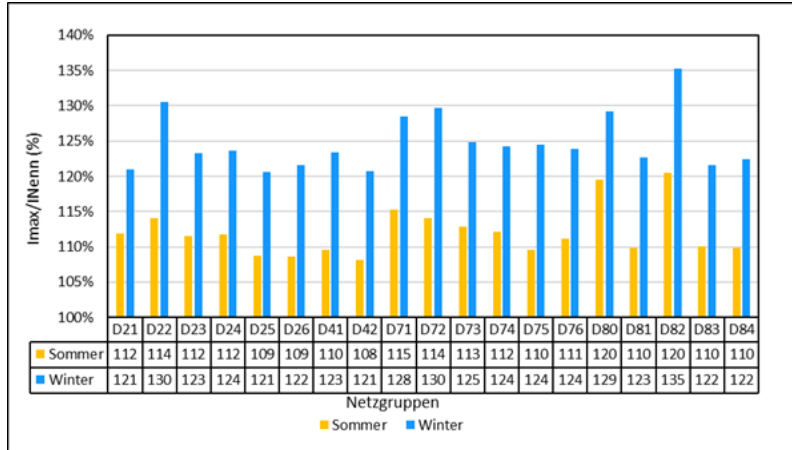
Prozentuelle Strombelastbarkeit in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit



Potentialanalyse innovativer betrieblicher Optionen (2/3)

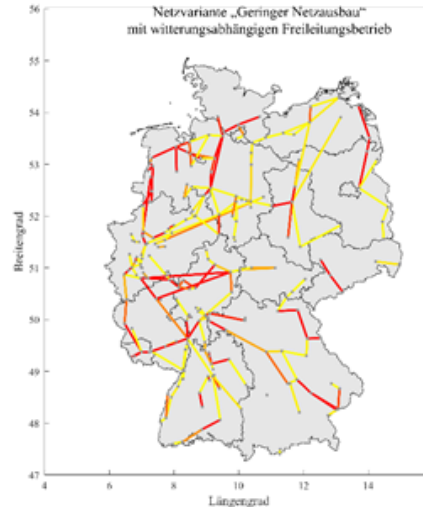
- Aus den Häufigkeitsprofilen der jährlichen Leitungsauslastung lässt sich feststellen, dass der WFB den erwarteten Einfluss auf die Leitungsentlastung hat.
- Durch den Netzausbau kann die Auslastung der Leitungen zusätzlich reduziert werden.

Berechnete durchschnittlich mögliche Höherauslastung der Netzgebiete im Wetterjahr 2015

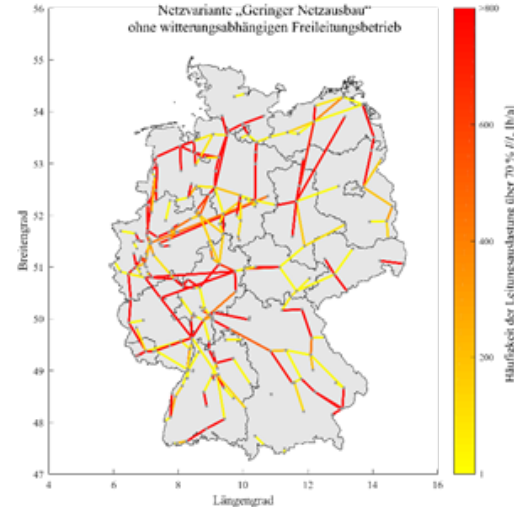


Geringer Netzausbau

mit WFB

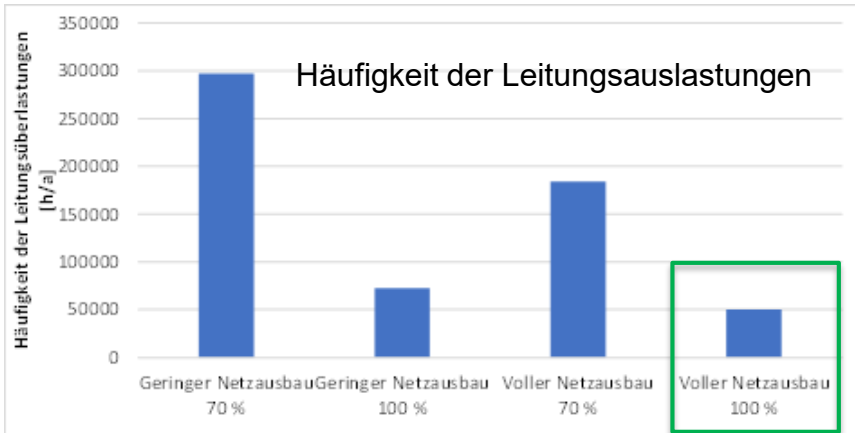


ohne WFB



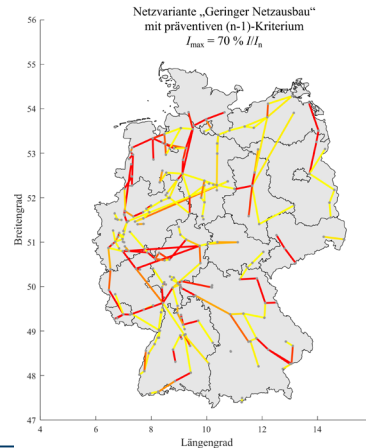
Potentialanalyse innovativer betrieblicher Optionen (3/3)

- Eine Alternative zum heutigen konventionellen Planungsansatz (präventives (n-1)-Kriterium) ist die Anwendung eines kurativen (n-1)-Kriteriums.
- Hierbei wird eine bis zu 100 % Auslastung der Betriebsmittel im ungestörten Betrieb zugelassen, unter der Annahme, dass im Fehlerfall lastflusststeuernde Betriebsmittel (HGÜ, FACTS, Großspeicher) bereitstehen und für eine Entlastung sorgen
- Das kurative (n-1)-Kriterium in der Netzvariante „Voller Netzausbau“ weist die geringste Häufigkeit von Leitungsüberlastungen auf.

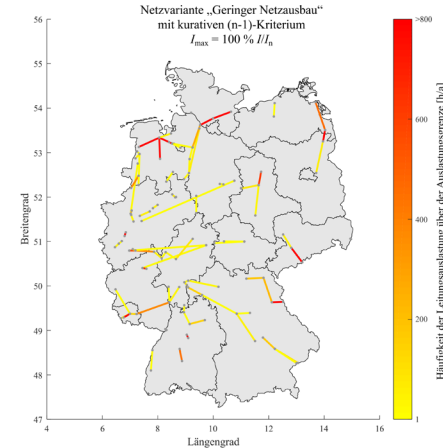


Geringer Netzausbau

Präventiv



Kurativ



Teilprojekt Netzanalyse

- **Projektübersicht**
- **Methodik und Modellierung**
- **Berechnungen und Ergebnisse**
- **Zusammenfassung**

Zusammenfassung (1/2)

- Verifikation der Modellierung und Netzmodelle für 2030: Zeitreihen- und Zeitpunktanalysen liefern übereinstimmend plausible und nachvollziehbare Ergebnisse.
- Der Zeitpunkt „Schwachlast und hohe EE“ zeigt markante Leitungsauslastungen im Norden Deutschlands, insbesondere im Bereich der Netzanbindungen der Offshore-Windparks.
- Zum Zeitpunkt „Starklast und geringe EE“ kommt es zu signifikanten Auslastungen in Süddeutschland. Dies ist auf die hohen Stromimporte aus den Nachbarstaaten zurückzuführen.
- Die Netzausbaumaßnahmen nach dem BBPIG tragen entscheidend wesentlich zur Netzentlastung bei.
- Aus den stündlichen Zeitreihen-Ergebnissen geht hervor, dass erhöhte Netzauslastungen auch außerhalb der signifikanten Zeitpunkte auftreten.
- Die Anwendung der Zeitreihenrechnung bietet die Möglichkeit weitere probabilistische Analysen und Bewertungen durchzuführen.

Zusammenfassung (2/2)

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WFB)

- Insgesamt ist der WFB eine Option , die bei der Netzplanung berücksichtigt werden sollte.
- Der WFB bietet allerdings kein ausreichendes Potential, um auf die angedachten Netzausbaumaßnahmen für den geplanten Ausbau der Erneuerbaren Energien für das Zieljahr 2030 zu verzichten.

Echtzeit-Systemführung

- Die Anwendung des kurativen (n-1)-Kriteriums mit Fehlerklärung in Echtzeit führt zu einer deutlichen Reduktion der über das Jahr auftretenden Überlastungen im Übertragungsnetz und ist eine Alternative zum Netzausbau nach dem BBPIG.
- Zur Umsetzung und Anwendung bedarf es allerdings hoher Investitionen in neuartige Systemkomponenten, TSO-übergreifende Anpassungen in der Betriebsführung, umfangreicher Forschung und Entwicklung und nicht zuletzt richtungsweisender Eingriffe in die regulatorischen Rahmenbedingungen