

Netzstresstest

Signifikante Einflussgrößen für den Transport- bzw.
Netzausbaubedarf

Karsten Lüdorf | Berlin | 4. Mai 2017

Die Szenarien für den Netzstresstest im Überblick

5 extreme, aber nicht unmögliche Entwicklungen bis 2035

Szenarien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung

DE 100% kohlestromfrei

- Kompletter Ausstieg aus Kohlestrom bis 2035
- Substitution der Energie durch Wind-Onshore

DEzentral

- Installierte PV-Leistung: 150 GW in 2035
- Weniger Wind-Onshore
- Kombination mit Kleinspeichern und E-Mobility

Flexibilisierung der Nachfrage

- Zuschaltbare Lasten v. a. in Überschuss-Regionen durch Flexibilisierung von Industrieprozessen
- Power-to-Heat

Kombinationsszenario

Bewertung auf Basis einer quant. Abschätzung der Auswirkungen auf auslegungsrelevante Belastungsfälle

Szenarien zur technologischen Entwicklung in Übertragungsnetzen

NOVA-Prinzip weiter gedacht

- Umbau Bestandsnetz auf 3600 A mit HTL-Seilen
- DC-Overlay-Netz mit Multi-Terminal Betrieb

Automatisierte Systemführung

- möglichst 100%ige Ausnutzung des Netzes
- Gewährleistung Netzsicherheit durch „Echtzeit“-Eingriffe und aktive Lastflusssteuerung

Bewertung auf Basis konkreter Netzberechnungen



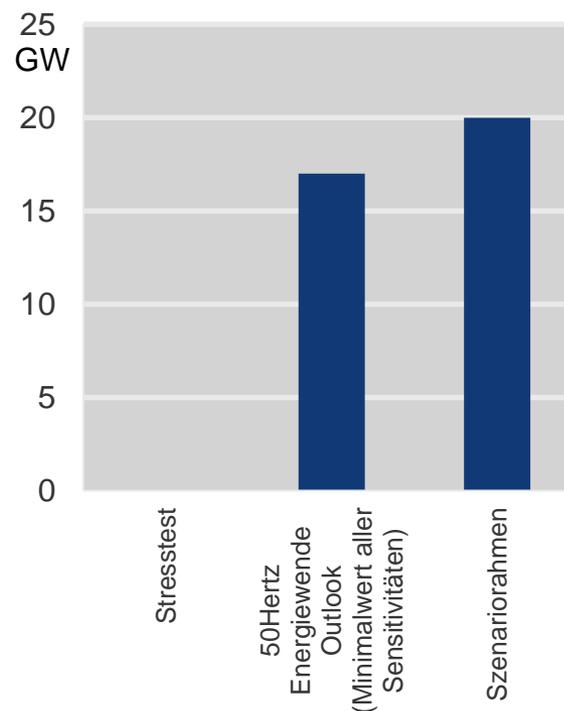
Szenario DE 100% Kohlestromfrei

Szenario DE 100% Kohlestromfrei

Vorstellung des Szenarios

- > In 2035 keine Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken
- > Die laut NEP erzeugten Kohlestrommengen werden in Wind onshore substituiert
 - » Aufteilung zwischen Nord (MV, NI und SH) und Süd (Rest) im Verhältnis 70:30
 - » Innerhalb der Zonen Aufteilung prop. zu erzeugten Energiemengen laut NEP
- > Betrachtete Netznutzungsfälle
 - » Starkwind/Starklast
 - » Stark-PV/Schwachwind/Starklast

Leistung Kohle-KW in Betrieb 2035



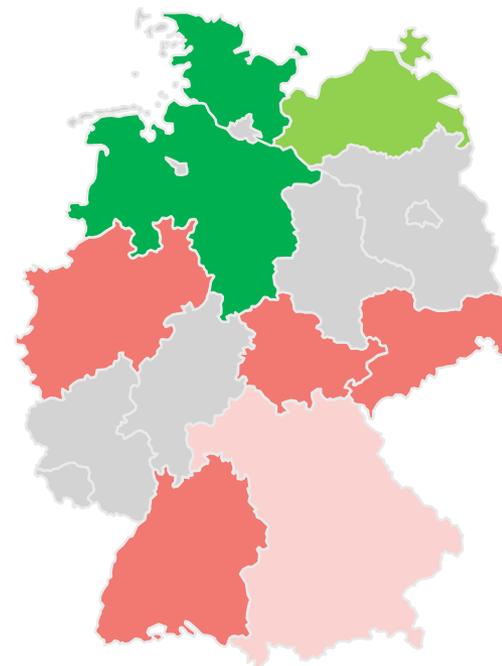
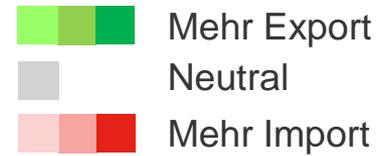
Szenario DE 100% Kohlestromfrei

Starkwind/Starklast

NEP B1 2035



Kohleausstieg



> Deutlich mehr Transport von Nord nach Mitte/Süd

Szenario DE 100% Kohlestromfrei

Konsequenzen für den Transportbedarf

- > Bei Kohleausstieg regional deutliche Änderungen im Export-/Importsaldo
 - > Transportbedarf über „Mainlinie“ ändert sich weniger stark als zw. Nord und Mitte
 - > Signifikant höherer Austausch zwischen Nord-DE und Mitte DE, so dass Anpassung der Struktur beim Netzausbau denkbar ist
 - > Bei Spitzenlast und gleichzeitig geringer Windenergieeinspeisung höhere Auslastung von neu zugebauten GuD und GT, deren Errichtung in der angenommenen Entwicklung des Erzeugungssystems wirtschaftlich ist
 - » Diese stehen vorzugsweise im Süden und wirken netzentlastend (Anreiz zur regionalen Steuerung z.B. über G-Komponente denkbar)
 - » Weniger Netzausbaubedarf (AC-Netz) im Süden nur dann realistisch, wenn solche Situationen auslegungsrelevant sind
- > Kaum Änderungen im System im Hinblick auf gesamten erforderlichen Transportbedarf
- » Eher Abtausch zwischen weniger Netzausbau im Süden und mehr Netzausbau im Norden, wobei zusätzlicher Bedarf im Norden überwiegt

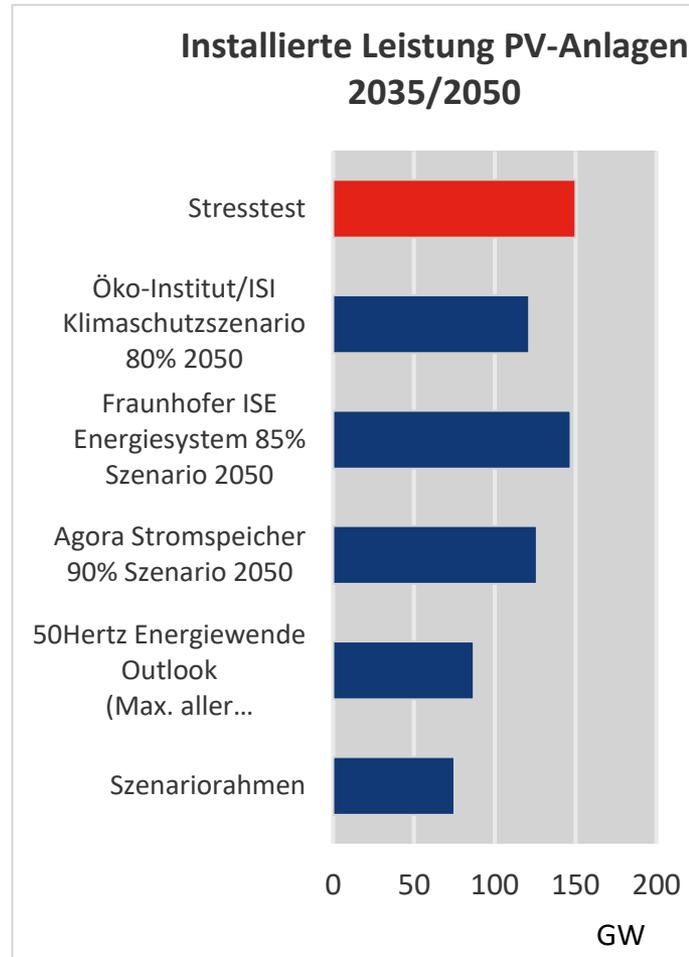


Szenario DEzentral

Szenario DEzentral

Vorstellung des Szenarios

- > 150 GW PV in 2035
 - » Aufteilung Süd/Nord: 80:20
 - » Regionalisierung gem. NEP
- > Konstante EE-Energiemenge
 - » Zusätzliche PV-Erzeugung wird in Wind onshore substituiert (Aufteilung Nord/Süd: 70:30)
- > Insbesondere Ausbau von PV-Dachanlagen zusammen mit Kleinspeicheranlagen
 - » Dabei netzdienlicher Betrieb der Speicher zur Kappung der Einspeisespitze
- > Nutzung von Speicherpotenzial aus E-Mobility (Verteilungsschlüssel über Gebäudezahl je Bundesland)
- > Betrachtete Netznutzungsfälle
 - » Starkwind/Starklast
 - » Stark-PV/Schwachwind/Starklast



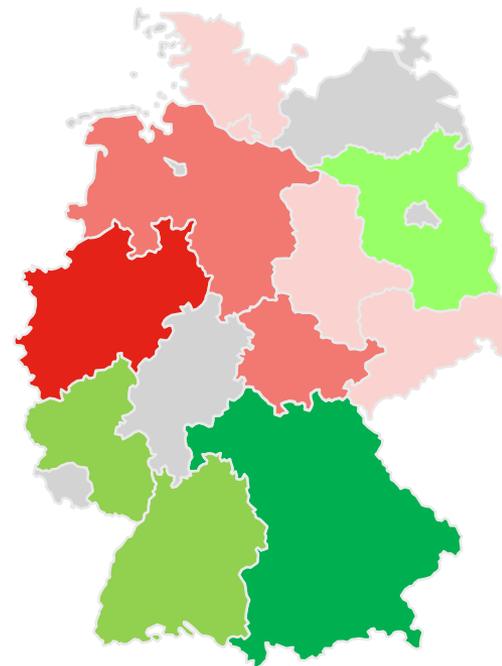
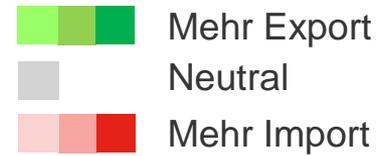
Szenario DEzentral

Stark-PV/Schwachwind/Starklast

NEP B1 2035



PV-Speicher



> Umkehr der Nord-Süd-Transportrichtung bei hohem PV-Anteil

Szenario DEzentral

Konsequenzen für den Transportbedarf

- > Bei Konzentration der PV-Anlagen im Süden:
 - » Stark-PV und Schwachwind bei Starklast:
 - > Zusätzliche Erzeugung aus PV-Anlagen und gleichzeitige Reduktion der Erzeugung aus Wind onshore führt dazu, dass Transportbedarf von Nord-Süd-Richtung in Süd-Nord-Richtung umgekehrt wird
 - > Dieser Effekt wird durch die Nutzung von PV-Kleinspeichieranlagen und E-Mobility weiter verstärkt
 - » Kein PV und Starkwind bei Starklast:
 - > Auch ohne PV-Einspeisung entlastender Effekt, da die fehlende EE-Einspeisung durch Gas-KW im Süden und Kohle-KW in der Mitte kompensiert wird
 - » Folge: Saldoänderungen führen zu einer weiträumigen Veränderung der Netzbelastung
- > **Zum Vergleich: Bei Regionalisierung entsprechend Dachflächenpotenzial NEP führt das Szenario hingegen zu weitgehend ähnlicher Netzbelastung wie im NEP**

- > Unter bestimmten Voraussetzungen signifikante Änderungen im System im Hinblick auf gesamten erforderlichen Transportbedarf zu erwarten
 - » Durch Vergleichmäßigung der Netzbelastung deutlich weniger Transportbedarf als im NEP sehr wahrscheinlich
 - » Aber: starke Abhängigkeit von der regionalen Verteilung der PV-Anlagen!

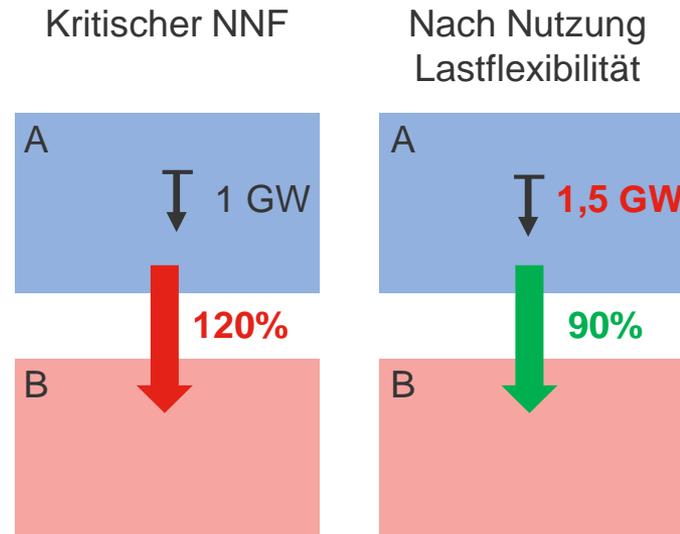


Szenario Flexibilisierung der Nachfrage

Szenario Flexibilisierung der Nachfrage

Vorstellung des Szenarios

- > Erhöhung der Last in kritischen Situationen
 - » Industrieprozesse
 - » Power-to-Heat
- > Grundlage Parametrierung: Agora-Studie zu Power-to-Heat
 - » Theoretisches Potenzial: 10 GW Industrie und 45 GW Power-to-Heat deutschlandweit
 - » Tatsächlich einsetzbares Potenzial situativ deutlich geringer
- > Betrachtete Netznutzungsfälle
 - » Starkwind/Starklast
 - » Starkwind/Schwachlast
- > Varianten zur Potenzialnutzung
 - » Alle Bundesländer
 - » Nur potenzielle Überschussregionen (SH, NI, MV und BB)



Nutzung des Flexibilitätspotenzials zur dynamischen Lasterhöhung kann zur Engpassbeseitigung beitragen

Szenario Flexibilisierung der Nachfrage

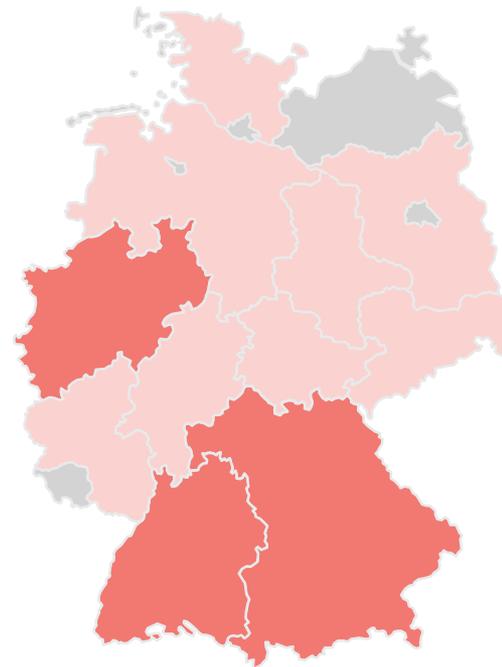
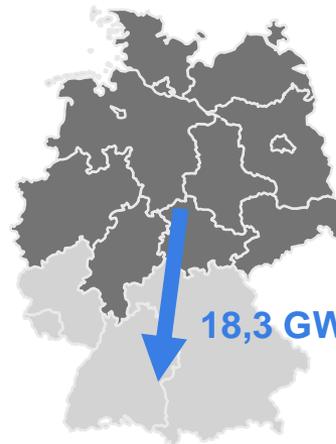
Alle Bundesländer

Starkwind/Starklast

NEP B1 2035



Lastflexibilität



> Netzentlastung v.a. zwischen Süd und Mitte

Szenario Flexibilisierung der Nachfrage

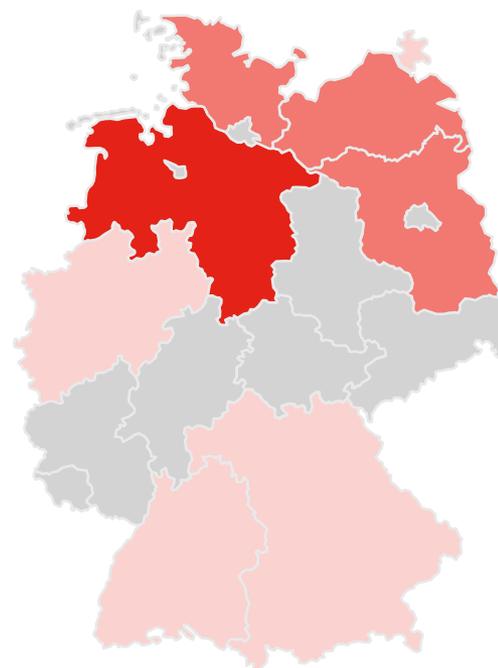
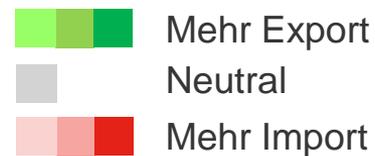
Nur Überschussregionen

Starkwind/Starklast

NEP B1 2035



Lastflexibilität



> Höhere Netzentlastung als bei Betrachtung aller Bundesländer

Szenario Flexibilisierung der Nachfrage

Konsequenzen für den Transportbedarf

- > Unabhängig von Lastfall ergibt sich immer eine Reduktion des Transportbedarfs in Nord-Süd-Richtung gegenüber dem NEP
- > Abhängig vom betrachteten Lastfall erstrecken sich die Entlastungseffekte über unterschiedlich große Transportentfernungen
 - » Schwachlast: hauptsächlich Entlastung zwischen Regionen Süd und Nord
 - » Starklast: hauptsächlich Entlastung zwischen Regionen Süd und Mitte

- > Durch Vergleichmäßigung der Netzbelastung grundsätzlich weniger Transportbedarf als im NEP sehr wahrscheinlich
- > Höhe der ermittelten Netzentlastungen weisen allerdings nicht auf einen strukturell anderen Netzausbaubedarf hin, da nach wie vor – wenn auch niedrigerer - Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung besteht



Kombinationsszenario

Kombinationsszenario

Vorstellung des Szenarios

- > Kombinationsszenario:
 - » In 2035 keine Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken
 - » Die laut NEP erzeugten Kohlestrommengen werden in PV substituiert (nicht in Wind-onshore wie im Szenario „DE 100% Kohlestromfrei“!)
 - > Installierte Leistung der PV-Anlagen auf 150 GW beschränkt
 - > Aufteilung Süd/Nord: 80:20
 - » Annahmen zum Ausbau von PV- Dachanlagen zusammen mit Kleinspeicheranlagen und zur Nutzung von Speicherpotenzial aus E-Mobility gemäß Szenario „Dezentrale Erzeugung“
 - » Annahmen zum Potential für dynamische Lasterhöhung gemäß Szenario „Flexibilisierung der Nachfrage“
 - > Betrachtung aller Bundesländer
- > Betrachtete Netznutzungsfälle
 - » Starkwind/Starklast
 - » Stark-PV/Schwachwind/Starklast

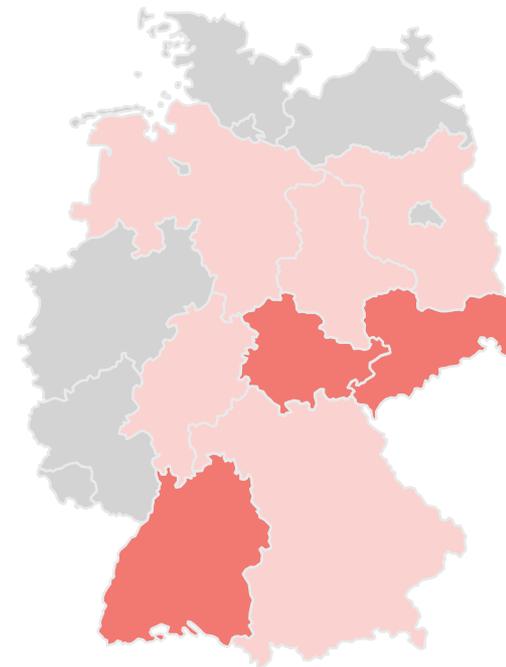
Kombinationsszenario

Starkwind/Starklast

NEP B1 2035



Kombination



> Trotz fehlender Erzeugung aus Kohle-KW und ohne (netzentlastende) PV-Einspeisung leichte Reduktion des Nord-Süd-Transportbedarfs

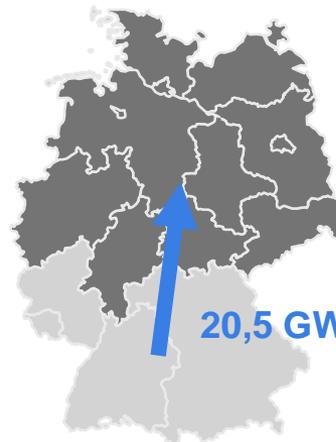
Kombinationsszenario

Stark-PV/Schwachwind/Starklast

NEP B1 2035



Kombination



> Signifikante Änderung der Netzbelastung mit Umkehr der Nord-Süd-Transportrichtung über DE-Mitte

Kombinationsszenario

Konsequenzen für den Transportbedarf

- > Kein PV und Starkwind bei Starklast
 - » Da Kohleausstieg nicht mehr in Wind-onshore, sondern in PV substituiert und zudem Lastflexibilität unterstellt wird, fällt die im Szenario „Kohleausstieg“ zusätzliche Netzbelastung in Nord-Süd-Richtung weg
- > Stark-PV und Schwachwind bei Starklast:
 - » Überlagerung mehrerer teilweise gegenläufiger Effekte auf die Netzbelastung führen im Resultat zu einem mit dem Szenario „Dezentrale Erzeugung“ vergleichbaren Ergebnis
 - » Transportbedarf wird von Nord-Süd- in Süd-Nord-Richtung umgekehrt
- > Folge: Saldoänderungen führen zu einer weiträumigen Veränderung der Netzbelastung

- > In den betrachteten Netznutzungsfällen werden durch die Kombination der Szenarien systematisch belastende Effekte (wie z.B. im Szenario „Kohleausstieg“) vermieden
- > Die entlastenden Wirkungen der einzelnen Szenarien können nicht superponiert werden, sondern es ergibt sich eine Überlagerung ent- und belastender Effekte, die in Summe zu einer Entlastung des Nord-Süd-Transportbedarfs führen



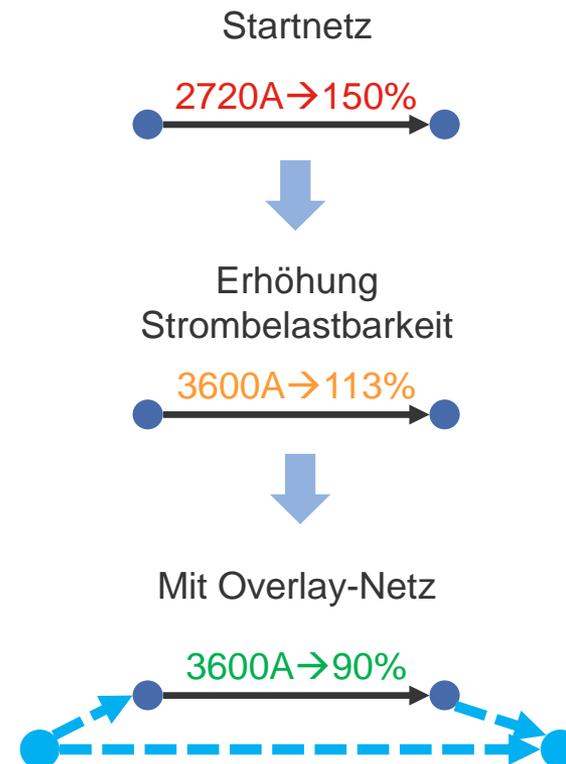
Szenario NOVA-Prinzip weiter gedacht

Szenario NOVA-Prinzip weiter gedacht

Vorstellung des Szenarios

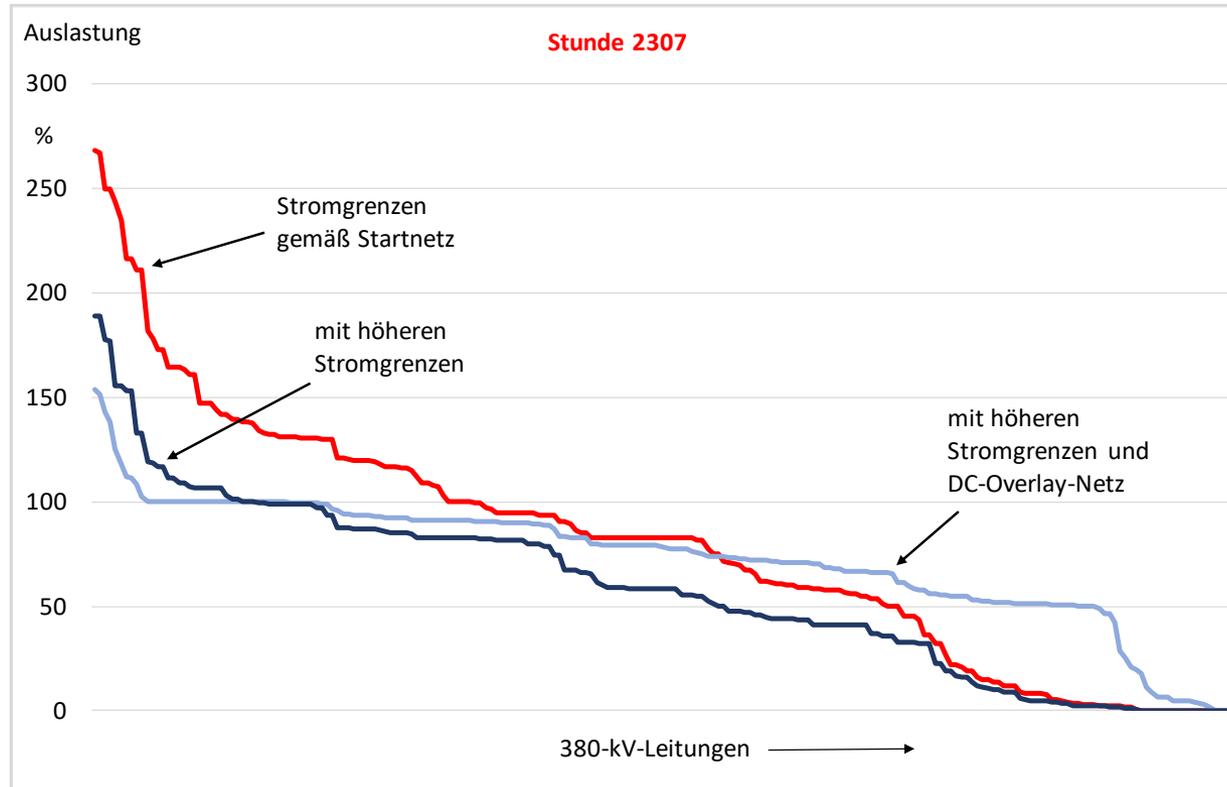
- > Ziel: Verringerung der Leitungsbelastungen im AC-Netz
 - » Fokus auf 380-kV-Ebene
- > Betrachtung von 2 Entwicklungen
 - » Strombelastbarkeit aller Leitungen kann auf 3600 A erhöht werden
(heute: wg. Stabilität und genehmigungsrechtlichen Aspekten nur auf ausgewählten Leitungen möglich)
 - » Existenz eines DC-Overlay-Netzes
 - » Betrachtete Netzregion: TenneT-Regelzone nördlich der Linie Aschaffenburg-Grafenrheinfeld-Würgau
- > Betrachtete Netznutzungsfälle
 - » Insgesamt 5 Stunden mit den höchsten Netzüberlastungen

Schematische Darstellung der prinzipiellen Effekte



Szenario NOVA-Prinzip weiter gedacht

Leitungsbelastungen im AC-Netz für exemplarischen Netznutzungsfall



- > Durch höhere Strombelastbarkeiten sind nur noch 1/3 der zuvor überlasteten Leitungen zu mehr als 100% ausgelastet
- > Mit Overlay-Netz weitere deutliche Reduktion der Anzahl überlasteter Leitungen
- > Effekte auch in anderen Netznutzungsfällen deutlich erkennbar

Szenario NOVA-Prinzip weiter gedacht

Konsequenzen für den Netzausbaubedarf

- > Entlastender Effekt durch die heute noch nicht mögliche flächendeckende Erhöhung der Stromgrenzen führt zu einer deutlichen Reduktion der Leitungsbelastungen
 - » z.B. weisen etwa 2/3 der zuvor überlasteten Leitungen im Betrachtungsfall Auslastungen von unter 100% auf
 - » **Umsetzung erfordert allerdings immissionsschutzrechtliche Anpassungen**
- > Durch Annahme eines (zusätzlichen) Overlay-Netzes ergibt sich eine Vergleichmäßigung der Leitungsbelastungen und ein weiterer Rückgang der Anzahl überlasteter Leitungen
 - » Allerdings verursacht die Errichtung des Overlay-Netzes selbst erheblichen Ausbaubedarf (als Erdkabel)
 - » Die Auswirkungen eines europaweiten Overlay-Netzes wurden hier noch nicht betrachtet

- > Flächendeckend höhere Strombelastbarkeit der bestehenden Leitungen kann zu einer deutlichen Reduktion des zukünftigen Netzausbaubedarfs führen, ohne dass es zu einem strukturell vollständig anderem Netzausbau kommt
- > Bei Annahme eines Overlay-Netzes verschiebt sich der Ausbaubedarf vom bestehenden AC-Netz in das Overlay-Netz



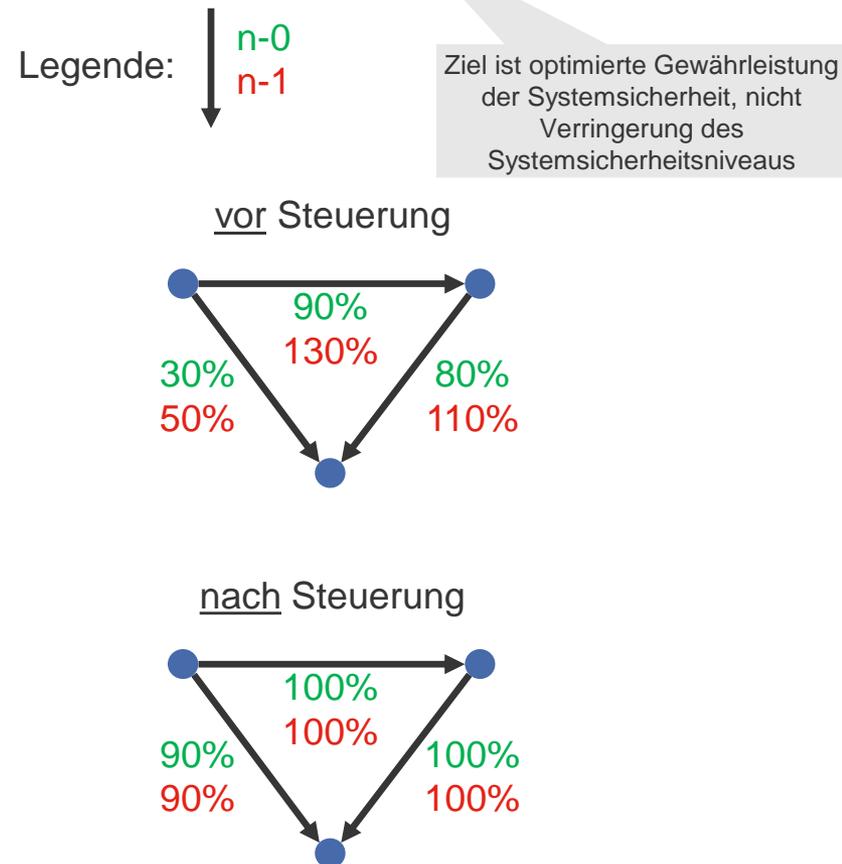
Szenario Automatisierte Systemführung

Szenario Automatisierte Systemführung

Grundkonzept

Vorstellung des Szenarios

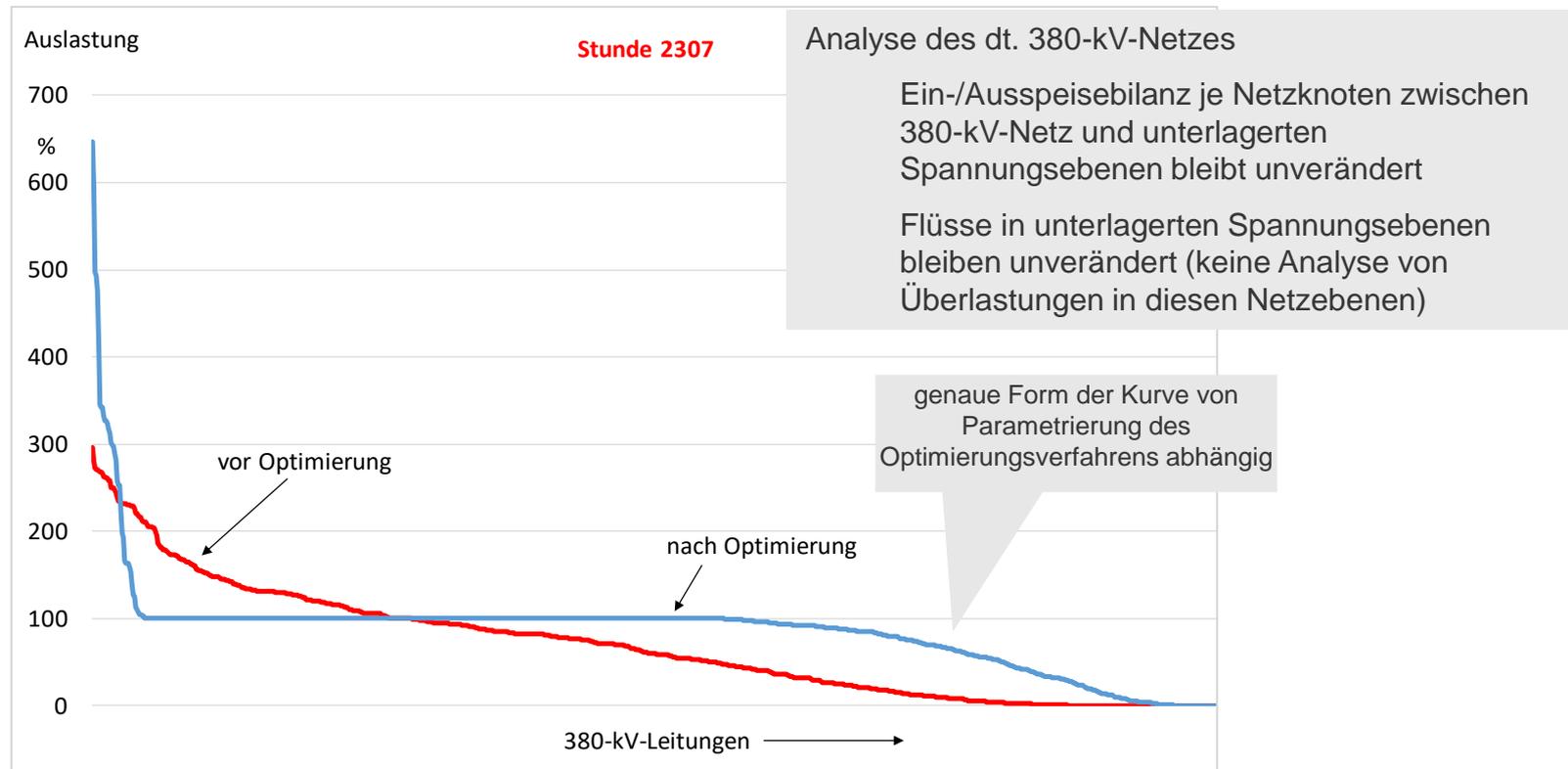
- > Ziel: Möglichst vollständige Ausnutzung der vorhandenen thermischen Übertragungskapazitäten
- > *Maßnahme 1*: Optimierte Gewährleistung (n-1)-Sicherheit
 - » 100% Auslastung im (n-0)-Fall zulässig (Abruf von Gegenmaßnahmen im Fehlerfall, Nutzung der thermischen Trägheit)
- > *Maßnahme 2*: Gezielte Steuerung von Flüssen zur gleichmäßigen Leistungsauslastung
 - » Technische Einrichtungen in den Netzstationen zur aktiven LF-Steuerung
- > Automatisierte Systemführung ist heute nicht Stand der Technik
 - » Umsetzung erscheint jedoch im 10-Jahres-Zeithorizont zumindest denkbar
 - » Stresstest prüft zunächst lediglich Potenzial
 - » In der Folge Forschungsarbeiten zu Randbedingungen und Möglichkeiten der Umsetzung notwendig



Szenario Automatisierte Systemführung

Potenzialabschätzung

Leitungsbelastungen im AC-Netz für exemplarischen Netznutzungsfall



- > Unter den gegebenen Annahmen ist eine gleichzeitige Ausnutzung der maximalen Leitungskapazitäten auf vielen Leitungen möglich
- > Auf sehr wenigen Leitungen verbleiben (allerdings hohe) Überlastungen
- > Effekte auch in anderen Netznutzungsfällen deutlich erkennbar

Szenario Automatisierte Systemführung

Potenzialabschätzung/Einordnung

Grundsätzliche Konsequenzen für den Netzausbaubedarf

- > Bei Existenz der angenommenen Steuerungsmöglichkeiten kann die Nutzbarkeit der Übertragungskapazität bestehender Leitungen erheblich erhöht werden.
 - » z.B. weisen etwa 85% der zuvor überlasteten Leitungen im Betrachtungsfall Auslastungen von 100% oder weniger auf
 - » Es ergibt sich eine deutliche Vergleichmäßigung der Leitungsauslastungen
- > Verbleibende Überlastungen betreffen nur sehr wenige Leitungen (ca. 40 in den betrachteten Netznutzungsfällen)
 - » Diese entstehen teilweise durch die Modellannahmen und Parametrierung
 - > in Modellrechnung war Höhe verbleibender Überlastung irrelevant
 - > Alternative Optimierungsziele, z. B. Begrenzung verbleibender Überlastungen, denkbar
 - » Abwägung erforderlich, wie diesen (teilweise hohen) Überlastungen begegnet werden soll („punktueller“ Netzausbau, Netzverstärkung, Redispatch)

Szenario Automatisierte Systemführung

Herausforderungen für die Umsetzung

Optimierte Gewährleistung (n-1)-Sicherheit

- > Informationstechnische Umsetzung
- > Potenzialanalyse
 - » Vermutlich (deutlich) mehr Abregelungsmöglichkeiten als Optionen
 - Erzeugungserhöhung/DSM für schnellen Bilanzausgleich vorhanden

Gleichmäßige Netzauslastung

- > Genutzte Technologie zur Lastflusssteuerung, z. B.
 - » DC-Kurzkupplung
 - » UPFC (Wirkung ähnlich wie Querregeltransformator)
- > Regelung (kontinuierliche Anpassungen im Betrieb, Stabilisierung nach Fehler)
- > Zusammenspiel mit automatischem Redispatch (s.o.)

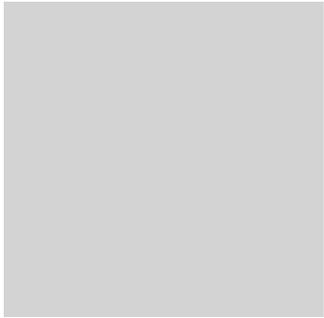
Sinnvoller Einsatz, u. a. Kosten vs. Nutzen, VS-Effekte...

- > Auch 220 kV? Zusammenspiel mit HGÜ?
- > Robustheit ggü. Mehrfachfehlern
- > Punktuell vs. flächendeckend
- > Einbindung in Rechts- und Regelungsrahmen

Szenario Automatisierte Systemführung

Fazit

- > Innovationen in der Systemführung könnten den künftigen Netzausbaubedarf erheblich beeinflussen
 - » Reduzierung des künftigen Leitungsausbaus (AC und DC) auf ein Mindestmaß denkbar
 - » Hierzu sind Forschung und Investitionen in technische Lösungen zur Lastflusssteuerung und Aktivierung von Gegenmaßnahmen im Fehlerfall erforderlich
- > Es existieren Freiheitsgrade und Randbedingungen bei der konkreten Realisierung, die einen stufenweisen Einsatz der technischen Weiterentwicklung ermöglichen und auch nahelegen
- > Der vorgestellte Ansatz führt nicht zu einem Wegfall der künftigen Investitionen in das Übertragungsnetz, sondern zeigt auf, dass die Weiterentwicklung des Netzes künftig deutlich weniger vom Leitungszubau sondern mehr von Innovationen der Netztechnik in den Umspannwerken dominiert werden kann
 - » Im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz könnten dadurch die notwendigen Prozesse zum Erreichen der Ziele der Energiewende erleichtert werden



consentec

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

info@consentec.de

www.consentec.de