

## **Netzstresstest**

**Executive Summary einer Studie für die Tennet TSO GmbH**

**24. November 2016**

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1  
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

[www.consentec.de](http://www.consentec.de)



## 1 Hintergrund der Studie

Der Ausbau der Übertragungsnetze wird für die fortschreitende Umsetzung der Energiewende in Deutschland zu einem zunehmend kritischen Faktor. Bedingt durch den fortschreitend starken Ausbau erneuerbarer Energien – insbesondere der Windenergie an Land und auf See – und nach wie vor erheblichen Verzögerungen in der Umsetzung wichtiger Netzausbauprojekte auf Höchstspannungsebene, steigen die technischen und ökonomischen Aufwendungen für die Gewährleistung der Systemsicherheit durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber weiter stark an.<sup>1</sup>

Der Umbau der Energieversorgung hin zu 80% Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2050 soll gemäß der aktuellen energiepolitischen Pläne auf dem wirtschaftlich effizienten Weg eines systematischen und großangelegten Ausbau des Übertragungsnetzes überwunden werden. Allein innerhalb der nächsten 10 Jahre müssen hierzu deutschlandweit rund 7.200 km<sup>2</sup> Höchstspannungsnetze neu errichtet und umgebaut werden, um die Integration von 45% erneuerbarer Energien in das Netz zu ermöglichen. Weiterer Zubau erneuerbarer Energien wird – in Abhängigkeit von Ort und Technologie – weitere Netzaus- und -umbaumaßnahmen nach sich ziehen.

Zur Steigerung der Akzeptanz für diese Vorhaben wurden in den vergangenen Jahren die Rahmenbedingungen für die Netzplanung und den Netzausbau wiederholt angepasst. Diesbezügliche Regelungen wie die vorrangige Erdverkabelung der in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen HGÜ-Verbindungen nehmen dabei auch erhebliche Mehrkosten gegenüber technisch-wirtschaftlich optimalen Lösungen in Kauf. Dennoch – und trotz der nach wie vor hohen grundsätzlichen Unterstützung für die Ziele der Energiewende – gibt es weiterhin erhebliche lokale wie überregionale Widerstände gegen den Netzausbau auf der Höchstspannungsebene. Insbesondere wird dessen Notwendigkeit zur Erreichung der Energiewendeziele von den Gegnern

---

<sup>1</sup> Die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement betragen in 2014 187 Mio. € (Redispatch) bzw. 83 Mio. € (Einspeisemanagement) und sind in 2015 auf 402 Mio. € bzw. 478 Mio. € angestiegen. Für den Zeithorizont 2023 schätzt die Bundesnetzagentur die Gesamtkosten für Redispatch und Einspeisemanagement auf über 4 Mrd. € ab.

<sup>2</sup> Dieser Wert setzt sich aus EnLAG: (630 km bereits fertiggestellt, 1.170 km noch in Planung und Genehmigung) und BBPIG (70 km realisiert, 6.030 km noch in Planung und Genehmigung) zusammen. Im NEP 2025 Basisszenario B1 sind von den ÜNB 9.600 km an Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen (inkl. Startnetzmaßnahmen) ausgewiesen, um 45% Anteil erneuerbarer Energien engpassfrei ins Netz zu integrieren.

immer wieder in Frage gestellt. Ein wesentliches Argument ist dabei die relative Ähnlichkeit der im Netzentwicklungsplan (NEP) betrachteten Szenarien. Hierdurch würden alternative Energiewendepfade und mögliche technologische Entwicklungen nicht betrachtet.

## 2 Ziele der Studie

Die TenneT TSO GmbH als größter Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands und Vorhabenträger für einen wesentlichen Teil der im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Vorhaben sieht durch die andauernden Diskussionen um mögliche zukünftige Projekte die Realisierung der aktuell geplanten Vorhaben in Gefahr und ist daher an einer Versachlichung dieser Debatte interessiert. Daher hat TenneT Consentec mit der Durchführung eines Stresstests für die Netzausbauplanung (kurz: Netzstresstest) beauftragt. Der Netzstresstest soll die Frage beantworten, wie eine Umsetzung der Energiewende entlang alternativer Pfade oder die Erschließung von Innovationspotenzialen im Bereich der Übertragungsnetzplanung und des Übertragungsnetzbetriebs den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz signifikant verändern würden.

Die im Netzstresstest betrachteten Szenarien für das Zieljahr 2035 wurden in einem Steuerkreis bestehend aus TenneT, Consentec und Agora Energiewende erarbeitet:

Die Studie soll eine gesellschaftspolitische Debatte für die Fortführung der Energiewende nach 2030 anstoßen und stellt keinen alternativen Netzentwicklungsplan dar. Vielmehr soll durch Variationen des Erzeugungssystems und einzelne konkrete aber nicht maßnahmenscharfe Netzberechnungen das Potential alternativer Entwicklungen nach 2030 aufgezeigt und diskutiert werden als eine mögliche Basis für weitergehende Untersuchungen in Einzelstudien und Netzentwicklungsplänen der ÜNB.

Unabhängig davon ob und welche der vorgeschlagenen Maßnahmen zukünftig Eingang in die gesetzlich festgelegte Netzausbauplanung finden sollten, stellen die aktuell im Gesetz verankerten Netzausbaumaßnahmen (EnLAG und BBPIG) eine solide und notwendige Grundlage dar, die auch unter der Voraussetzung einer technologisch veränderten Energiewende für die Integration von rund 80% erneuerbarer Energien bis 2050 notwendig werden.

### 3 Methodik

Grundlage des Netzstresstests sind - anders als im NEP - Szenarien, die nicht den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen entsprechen und ohne eine Veränderung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien daher nicht die wahrscheinliche Entwicklung widerspiegeln. Vielmehr sollen sowohl in energiewirtschaftlicher als auch in technologischer Hinsicht Entwicklungsrichtungen betrachtet werden, die zwar grundsätzlich möglich und umsetzbar erscheinen, aber dennoch „extreme“ Annahmen enthalten. In diesem Sinne spielt zum Beispiel auch die ökonomische Vorteilhaftigkeit der betrachteten energiewirtschaftlichen Szenarien im Rahmen des Netzstresstests eine untergeordnete Rolle<sup>3</sup>.

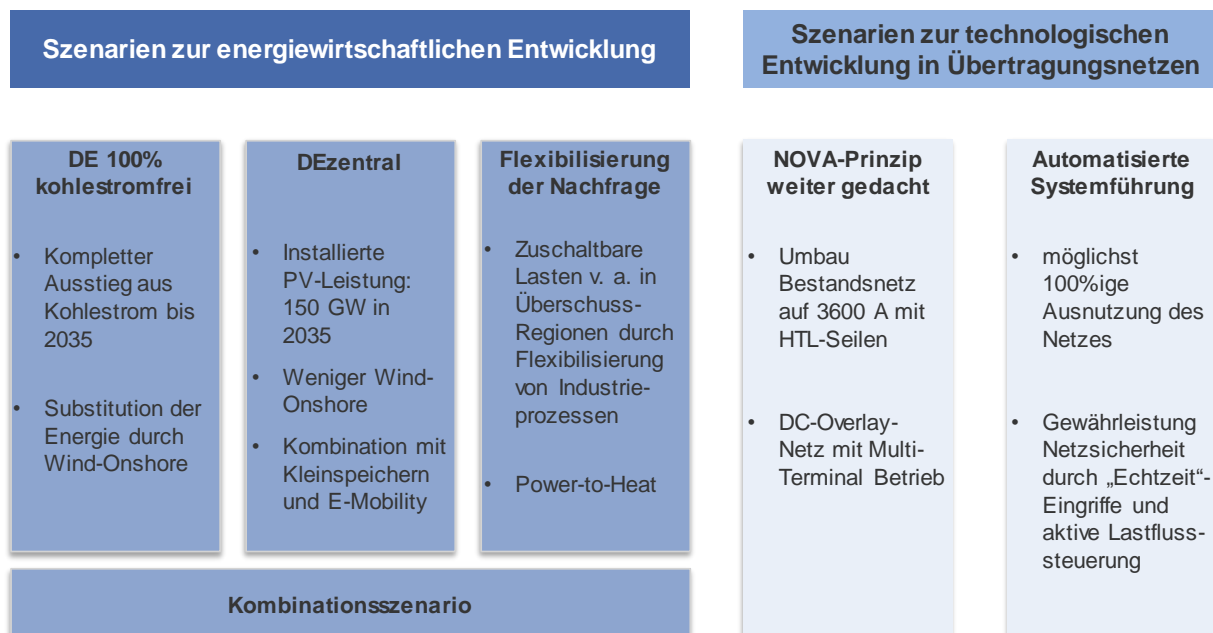


Abbildung 1: Die Szenarien für den Netzstresstest im Überblick

<sup>3</sup> Aufgrund der technologischen Entwicklungen und dem damit verbundenen Kostenrückgang gehen wir davon aus, dass die hier betrachteten energiewirtschaftlichen Szenarien zwar aus heutiger Sicht kein wirtschaftliches Optimum darstellen, jedoch in Zukunft ökonomisch erstrebenswerte Optionen bieten können. Beispielhaft sei hier der zu erwartende technologische Fortschritt in der Speichertechnik verbunden mit der Reduktion der Herstellungs- und Betriebskosten zu nennen.

## 4 Energiewirtschaftliche Szenarien

Für die beschriebenen energiewirtschaftlichen Szenarien werden Konsequenzen für den Netzausbaubedarf anhand der Veränderungen der Netznutzungssituation gegenüber dem im NEP 2025 betrachteten Szenario B 2035 in typischerweise für die Netzauslegung besonders kritischen Situationen (Starklast/Starkwind, Schwachlast/Starkwind, Schwachlast/Schwachwind/Stark-PV) abgeschätzt. Ausgangspunkt bildeten die bundeslandscharfen Daten zu installierter Leistung je Energieträger und Last aus dem NEP 2025.

Bei der Definition der zu untersuchenden energiewirtschaftlichen Szenarien wurden verschiedene in der Debatte relevante mögliche Politikmaßnahmen und Entwicklungen, die den weiteren Verlauf der Energiewende erheblich beeinflussen könnten, aufgegriffen und die möglichen Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf diskutiert. Solche Auswirkungen wurden insbesondere für möglich erachtet bei

- einem mittelfristigen Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung,
- einem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien,
- einem starken Preisverfall bei Batteriespeichern,
- einer steigenden Bedeutung der Eigenversorgung,
- einer zunehmenden Kopplung der Sektoren Strom und Wärme bzw. Verkehr und
- einer zunehmenden Flexibilisierung der Nachfrage insbesondere großer industrieller Verbraucher.

Vor diesem Hintergrund wurden zunächst drei energiewirtschaftliche Szenarien definiert, die einzelne der o. g. Entwicklungen aufgreifen und deren Auswirkung auf den Netzausbaubedarf betrachtet.

Im Szenario „DE 100% kohlestromfrei“ wird eine beschleunigte Umsetzung der Energiewende angenommen, bei der bis 2035 in Deutschland ein vollständiger Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle erfolgt<sup>4</sup>. Die dadurch wegfallende Stromerzeugungsmenge wird durch einen beschleunigten Ausbau der Windenergie substituiert, der überwiegend (zu 70%) in

---

<sup>4</sup> Im Vergleich zu noch ca. 20 GW im Betrieb befindlicher Kohlekraftwerke im Szenariorahmen 2025 und 2030 jeweils für das Szenario B 2035.

den windstarken Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern stattfindet.

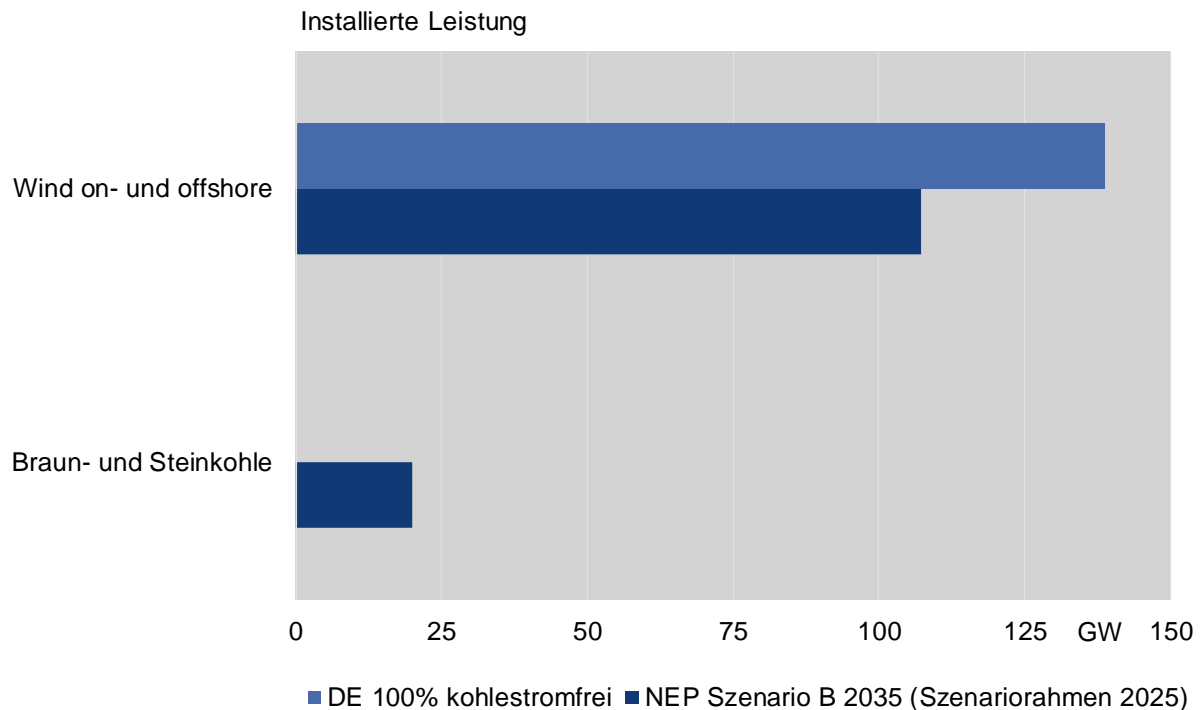


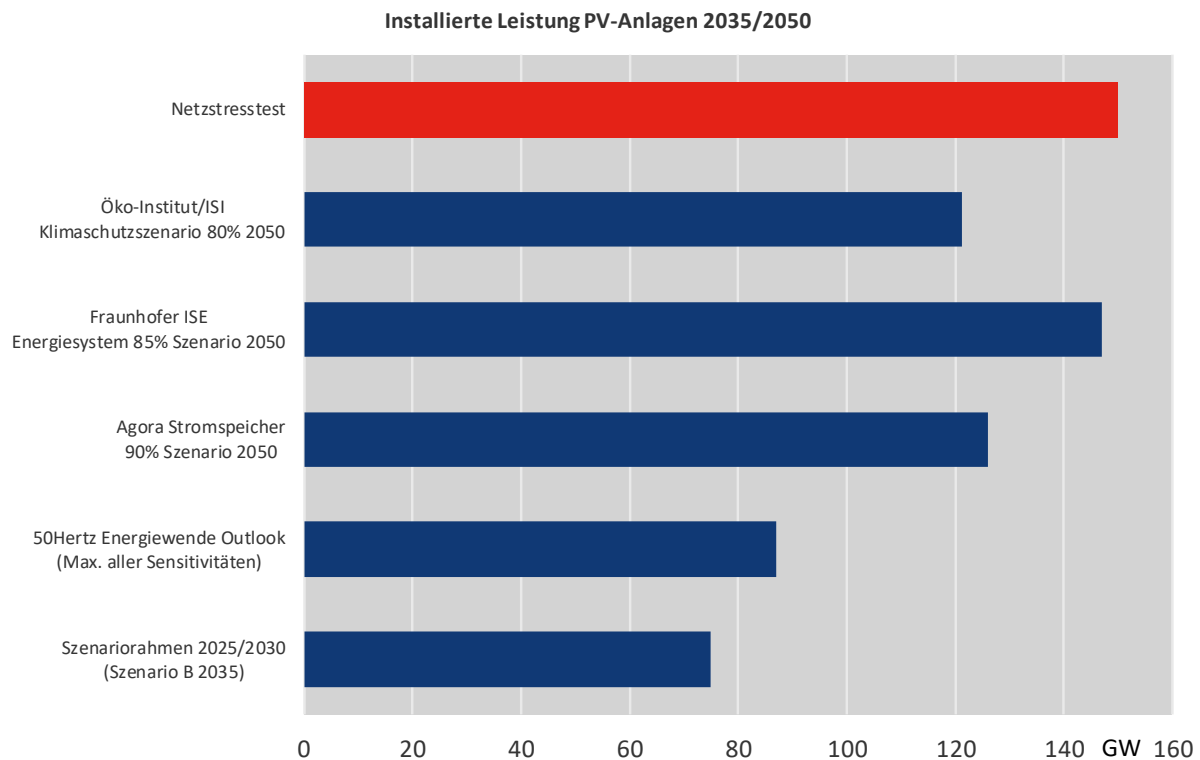
Abbildung 2: Vergleich der installierten Leistung von Kohlekraftwerken und Windenergieanlagen zwischen NEP (Szenariorahmen 2025) und Szenario „DE 100% kohlestromfrei“ (Anteil Braun- und Steinkohle zu Null angenommen)

Das Szenario „DEzentral“ beschreibt eine Welt, in welcher der Ausbau der erneuerbaren Energien vor allem durch Eigenversorgungskonzepte mit dezentralen PV-Speicher-Kombinationen getragen wird. Dabei wird ein systemdienlicher, d. h. Einspeisespitzen beschränkender, Betrieb der Speicher angenommen<sup>5</sup>. Im Szenario wird für 2035 von 150 GW installierter PV-Leistung ausgegangen<sup>6</sup>. Diese werden im Rahmen von Sensitivitätsberechnungen in Süddeutschland

<sup>5</sup> Im Gegensatz zu PV-Speicher-Kombinationen ist ein systemdienlicher Einsatz von Batteriespeichern in Elektroautos aufgrund der zeitlichen Kopplung der Lade- und Entladezyklen nur in geringem Maße zu realisieren, so dass aus diesen Speichern nur kurzfristige Flexibilitäten genutzt werden können. In jedem Fall sind die hier getroffenen Annahmen zur Speichernutzung aus heutiger Sicht als optimistisch zu bezeichnen.

<sup>6</sup> Im Vergleich zu ca. 70 GW im genehmigten Szenariorahmen 2025 bzw. 75 GW im Szenariorahmen 2035 jeweils für das Szenario B 2035

(Bayern, Baden-Württemberg und südliche Bereiche von Hessen und Rheinland-Pfalz) konzentriert (zu 70%) oder gemäß Dachflächenpotenzialen auf Deutschland verteilt. Der Wind-Onshore-Ausbau wird gegenüber dem NEP so weit reduziert, dass die gesamte produzierte EE-Menge unverändert bleibt. Auch die regionale Verteilung der übrigen Erzeugung bleibt gegenüber dem Szenario B 2035 unverändert.



*Abbildung 3: Vergleich der installierten Leistung von PV-Anlagen zwischen Netzstresstest und weiteren Studien*

Das Szenario „Flexibilisierung der Nachfrage“ geht von einer systematischen Erschließung von Lastmanagementpotenzialen in der Industrie (max. 10 GW) und der Nutzung von flexiblen Wärmeversorgungskonzepten mit Power-to-Heat und Wärmespeichern (max. 45 GW) aus<sup>7</sup>. Diese Lasten können im Bedarfsfall – soweit nicht ohnehin in Betrieb – zur Netzentlastung

<sup>7</sup> Aus den Zahlenwerten für Schleswig-Holstein und Hamburg der Studie „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“ von Agora Energiewende wurde das Potenzial für alle Bundesländer unter Berücksichtigung von Industrie- und Wärmeverbrauch sowie Gebäudezahlen abgeschätzt.



zugeschaltet werden. Als Sensitivität wird eine bundesweite Verteilung sowie eine Beschränkung auf die in den Regionen mit hohem Windenergieüberschuss (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg) erschließbaren Potenziale untersucht. Auch die regionale Verteilung der übrigen Erzeugung bleibt gegenüber dem Szenario B 2035 unverändert.

In einem *Kombinationsszenario* wird ergänzend die Auswirkung einer Kombination dieser drei Szenarien untersucht. Hierbei wird im Berechnungsmodell eine Optimierung im Hinblick auf einen möglichst geringen Transportbedarf und damit eine möglichst geringe Belastung der Netze vorgenommen.

## 5 Technologie-Szenarien

Neben den energiewirtschaftlichen Szenarien wurden auch zwei Technologie-Szenarien untersucht unter der Annahme innovativer Entwicklungen, die eine Auswirkung auf die Übertragungsnetzplanung und Übertragungsnetzbetrieb haben. Die in den Szenarien enthaltenen Maßnahmen und Konzepte entsprechen vielfach zwar heute noch nicht dem Stand der Technik, sind aber als zumindest mittelfristig wahrscheinlich umsetzbare Entwicklungen eingeschätzt worden. Dabei muss betont werden, dass für das Konzept der automatisierten Netzführung noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig ist, um final über die Einsatzmöglichkeiten entscheiden zu können.

Anders als für die energiewirtschaftlichen Szenarien können die Auswirkungen der Technologie-Szenarien auf den Netzausbaubedarf nicht über vergleichsweise einfach zu ermittelnde Kenngrößen wie den Nord-Süd-Transportbedarf abgeschätzt werden. Stattdessen ist hier die Durchführung konkreter Netzberechnungen erforderlich. Zu diesem Zweck wurden für ausgewählte besonders kritische Netznutzungsfälle<sup>8</sup> die Belastungssituation im deutschen Übertragungsnetz einerseits für den Referenzfall und andererseits bei Umsetzung der in den Technologie-Szenarien enthaltenen Maßnahmen ausgewertet. Als Referenzfall dienten die Netztopologie des Startnetzes für den NEP 2025, welches aus dem Ist-Netz, den EnLAG-Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie

---

<sup>8</sup> Die Auswahl dieser Netznutzungsfälle erfolgte auf Basis einer stundenscharfen Netzsicherheitsanalyse des gesamten Jahres (8760 Stunden). Konkret untersucht wurden diejenigen 5 Stunden mit den summarisch höchsten Leitungsbelastungen.

Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden) besteht, sowie die knotenscharfen Einspeise- und Lastzeitreihen des NEP-Szenarios B1 2035. Die im NEP-Zielnetz ermittelten Netzausbaumaßnahmen wurden nicht modelliert. Entsprechend ergeben sich für dieses Referenznetz nahezu flächendeckende Leitungsüberlastungen, wobei die (n-1)-Belastungen einzelner Leitungen deutlich über 200 % des thermischen Grenzstroms erreichen.

Das Szenario „NOVA-Prinzip weiter gedacht“ geht davon aus, dass zukünftig im deutschen 380-kV-Übertragungsnetz flächendeckend – und nicht nur, wo es heute schon technisch möglich bzw. genehmigungsrechtlich machbar ist – für bestehende Leitungen Hochstromleiterseile mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A (heutiger Standard: ca. 2.700 A) eingesetzt werden können, um die Übertragungsfähigkeit des Netzes ohne Erschließung neuer Trassen und möglichst auch ohne den Bau neuer Masten zu erhöhen. Dabei wird angenommen, dass durch den Einsatz leistungselektronischer Betriebsmittel wie STATCOMs<sup>9</sup> heute noch bestehende Beschränkungen, z. B. aufgrund von Risiken für die Spannungsstabilität, überwunden werden können. Um die Maßnahmen vor Ort möglichst verträglich umsetzen zu können, wird eine Netzoptimierung angenommen, die einen Um- oder Neubau der Maste und damit einen Ersatzneubau der Leitung möglichst vermeidet. Grundsätzlich erscheint dies durch die Verwendung von heute bereits existierenden innovativen Leiterseilmaterialien möglich, die bei größerem Querschnitt das gleiche Gewicht wie herkömmliche Leiterseile aufweisen und somit im Hinblick auf die Maststatik keine zusätzlichen Anforderungen mit sich bringen<sup>10</sup>. Für die Erhöhung der Stromtragfähigkeit bzw. eine Neubeseilung bedürfte es aber der Anpassungen im Zulassungs- und Genehmigungsrecht (vor allem 26. BImSchV und TA Lärm), um den technisch möglichen Einsatz genehmigungsrechtlich auch zu erlauben.

---

<sup>9</sup> Der Static Synchronous Compensator (STATCOM) ist ein leistungselektronisches Betriebsmittel zur Erzeugung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung, welches dadurch stabilisierend auf die Netzspannung wirken kann. Im heutigen Übertragungsnetz wird die Blindleistung hauptsächlich in den Generatoren von konventionellen Großkraftwerke erbracht. Da viele dieser Generatoren künftig außer Betrieb genommen werden, wird künftig ein verstärkter Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln erforderlich.

<sup>10</sup> Bei einigen dieser Technologien ist die Frage noch offen, inwiefern die bestehenden Masten die höheren Wind- und Eislasten (in Folge der größeren Leiterquerschnitte) beherrschen können.

Die Anwendung wäre im betrachteten Zeitbereich grundsätzlich möglich und könnte bei Bedarf ergänzend mit der Errichtung eines verkabelten, Europa überspannenden DC-Overlay-Netzes zur Verringerung des Ausbaubedarfs in 380-kV-Freileitungstechnik kombiniert werden.

Demgegenüber stellt das Szenario „*Automatisierte Systemführung*“ eine mittelfristige Vision für die Weiterentwicklung des Netzbetriebs durch forcierte Anwendung neuartiger Regel- und Steuerungstechniken dar. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein fehlertoleranter, (n-1)-sicherer Netzbetrieb unter Ausnutzung von temporären Überlastungen der Betriebsmittel zukünftig durch erst im Fehlerfall erfolgende automatische, schnelle Eingriffe in das Netznutzungsverhalten von ausgewählten Einspeisern und Verbrauchern sichergestellt werden kann, was zukünftig die Digitalisierung der Energiewende ermöglichen sollte. Somit können bestehende Leitungen im Normalbetrieb bis an ihre thermische Leistungsgrenze ausgenutzt werden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass Übertragungsnetzstationen zukünftig mit speziellen leistungselektronischen Betriebsmitteln (z. B. DC-Kurzkupplungen) zur Steuerung des Lastflusses ausgerüstet werden können, die eine weitgehend gleichmäßige Auslastung der Leitungen unabhängig von den physikalischen Gegebenheiten (Impedanzverhältnissen<sup>11</sup>) erlaubt. Gleichzeitig können die grenzüberschreitenden Flüsse im Übertragungsnetz so geregelt werden, dass sie dem kommerziellen Austausch entsprechen und keine unerwünschten Loop Flows entstehen. Eine solche automatisierte Systemführung entspricht zwar heute noch nicht dem Stand der Technik und bedarf noch umfangreicher Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, nach Einschätzung von TenneT ist sie jedoch eine grundsätzlich interessante technische Option für die mittelfristige Zukunft und wird daher bereits schon heute vom Unternehmen aktiv vorangetrieben und untersucht.

---

<sup>11</sup> Die Verteilung der zu übertragenden Energie im europäischen Verbundnetz folgt gemäß physikalischer Gesetze den Impedanzverhältnissen der einzelnen Verbindungen, so dass der Stromfluss vorzugsweise über widerstandsarme Leitungen fließt. Daher kann die insgesamt vorhandene Übertragungskapazität des Netzes nicht gleichzeitig voll ausgenutzt werden, d. h. wenn eine bestimmte Leitung bereits bis an ihre Grenze belastet ist, kann eine andere Leitung noch freie Übertragungskapazität aufweisen. Durch Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln kann der ansonsten freie Stromfluss im passiven Netz aktiv gesteuert werden und somit eine gleichmäßigere Auslastung der Leitungen erreicht werden.

## 6 Ergebnisse des Netzstresstests

Auch unter extrem veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bis 2035 ist der Ausbau der Übertragungsnetze im heute durch EnLAG und Bundesbedarfsplan festgelegten Umfang erforderlich. Was darüber hinaus erforderlich ist, hängt von der Umsetzung der Energiewende, der zukünftigen Ausgestaltung der energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der technologischen Entwicklung ab.

Aus dem „Netzstresstest“ ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Für den notwendigen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz ist der sich insbesondere durch die hohe Konzentration der Windenergieeinspeisung im Norden ergebende Nord-Süd-Transportbedarf entscheidend. Eine Reduktion des Transportbedarfs (und damit auch des zukünftigen Netzausbaubedarfs) ergibt sich in solchen Szenarien, in denen dieser Nord-Süd-Transportbedarf verringert wird. Entsprechend führen Szenarien, in denen sich diesbezüglich keine strukturelle Veränderung ergibt (z. B. das Szenario *DE 100% kohlestromfrei*, in dem die Kohlestromerzeugung durch forcierten Windenergieausbau im Norden substituiert wird), nicht zu einer Entlastung der Leitungsflüsse.
- Eine deutliche Verringerung des Transportbedarfs (und damit auch des zukünftigen Netzausbaubedarfs) ist vor allem in Szenarien für die weitere Entwicklung der Energiewende zu erwarten, die sich deutlich von den am Prinzip der Wirtschaftlichkeit orientierten Szenarien und Regelwerken der Bundesregierung unterscheiden. So führt insbesondere das Szenario „*DEzentral*“ mit Konzentration der PV-Speicher-Kombinationen in Süddeutschland und entsprechend geringerer Windenergieerzeugung im Norden zu einer signifikanten Verringerung der Nord-Süd-Lastflüsse. Bei flächiger Substitution (d. h. über alle Bundesländer) von Windenergieerzeugung durch PV-Speicher-Kombinationen sinkt der Transportbedarf hingegen kaum.
- Eine mit Blick auf die Verringerung des Transportbedarfs vergleichsweise effektive Kombination der untersuchten Entwicklungen besteht in einem Ausstieg aus der Kohleverstromung bei gleichzeitiger Substitution der wegfallenden Energiemengen durch in Süddeutschland konzentrierte PV-Speicher-Kombinationen und einer flächendeckenden Erschließung von Lastflexibilitätpotenzialen durch industrielles Lastmanagement und Power-to-Heat. In diesem Kombinationsszenario lässt sich der Transportbedarf sowohl zwischen Norden und Mitte als auch Mitte und Süden Deutschlands ggü. dem NEP-Szenario

bei gleichzeitig steigendem EE-Anteil reduzieren. In Abbildung 4 sind die besonders hohen Veränderungen für den Transportbedarf zwischen Mitte und Süden Deutschlands exemplarisch dargestellt.

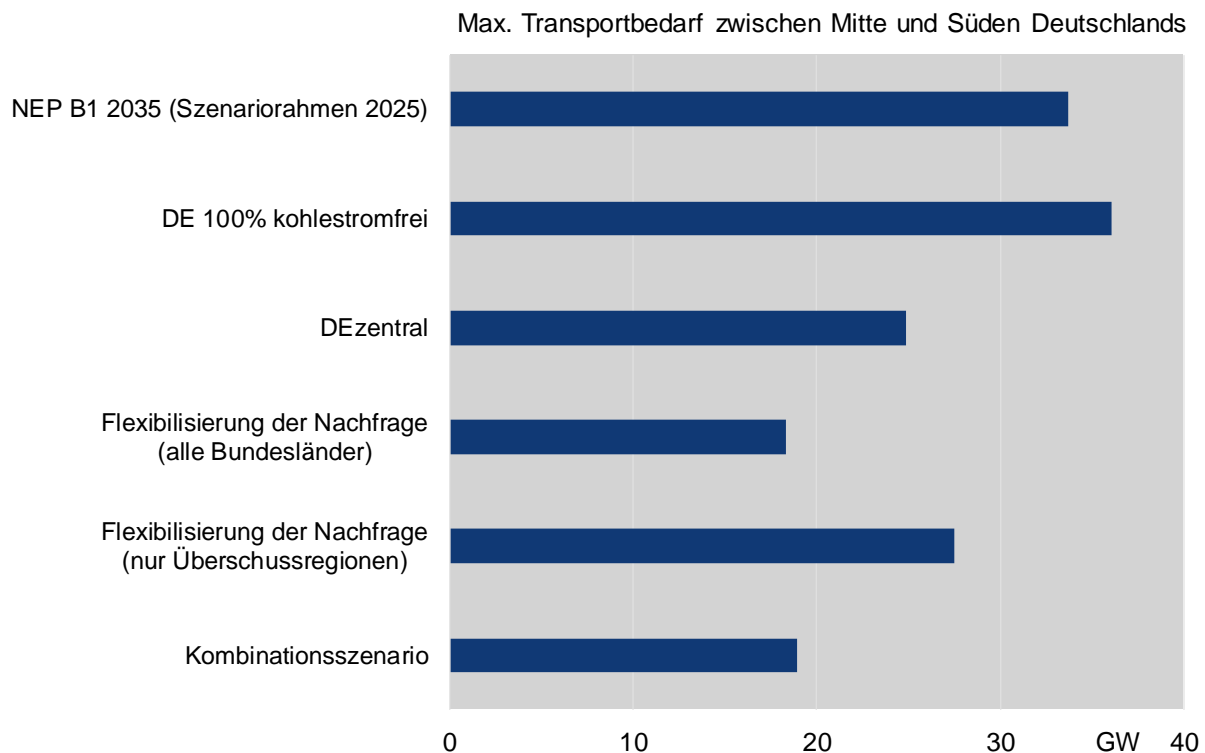


Abbildung 4: Quervergleich des max. Transportbedarfs zwischen der Mitte und dem Süden Deutschlands über alle Szenarien

- Durch eine weitergehende Anwendung des NOVA-Prinzips – welche allerdings die Anpassung zahlreichen immisionsschutzrechtlicher Normen notwendig machen würde – kann die Zahl der Leitungsüberlastungen durch die flächendeckende Erhöhung der Stromtragfähigkeiten bestehender Leitungen signifikant verringert und damit mehr Energie im Bestandsnetz transportiert werden. In den betrachteten Netznutzungsfällen weisen ca. 2/3 der im Referenznetz überlasteten Leitungen (n-1)-Belastungen von weniger als 100 % auf. Was den Anpassungsbedarf in den entsprechenden Regelwerken anbetrifft, so bedarf es hierzu eines intensiven Expertenaustausches zwischen Bundesoberbehörden, den ÜNB, den Planungs- und Genehmigungsbehörden und Nichtregierungsorganisationen (NGOs) über die Auswirkungen von solchen Optimierungen vor Ort. Durch ein zusätzlich realisiertes HGÜ-Overlaynetz können die Überlastungen im

Drehstromnetz weiter reduziert werden. Allerdings bedeutet die Errichtung der Overlaynetze selbst einen technisch und wirtschaftlich erheblichen Netzausbau von mehreren 10 GW Übertragungsleistung – wenn auch in Erdkabeltechnologie.

- Mit einer schrittweisen Umstellung hin zu einer „Automatisierten Systemführung“ könnte zukünftig eine weitgehend vollständige und gleichmäßige Auslastung der Netzinfrasturktur bei gleichzeitiger Vermeidung von zusätzlichen Loop Flows durch Nachbarnetze ermöglicht werden. Unter der Annahme eines flächendeckenden Einsatzes dieser Technologie konnten in den Berechnungen rund 85% der im Referenznetz auftretenden Leitungsüberlastungen vermieden werden. Die verbleibenden Überlastungen auf rund 15 Prozent der Leitungen in den Referenzstunden können mit Redispatch oder Netzausbau gelöst werden. Die Umsetzung dieser Maßnahmen, die heute noch nicht dem Stand der Technik entsprechen, hätte somit sehr signifikante Auswirkungen auf den künftigen Netzausbaubedarf. Unter der Annahme einer künftigen stufenweisen Einführung dieser Technologie ließe sich ein Netzausbau über das im Gesetz festgelegte Maß hinaus auf ein Minimum beschränken. Vor diesem Hintergrund scheinen weitere intensive Untersuchungen der im Szenario „Automatisierte Systemführung“ angelegten Konzepte z. B. im Rahmen von konkreten Projekten bei den ÜNB und der Industrie als sinnvoll und dringend notwendig, um den über das Jahr 2030 hinausgehenden Netzausbaubedarf zu begrenzen.

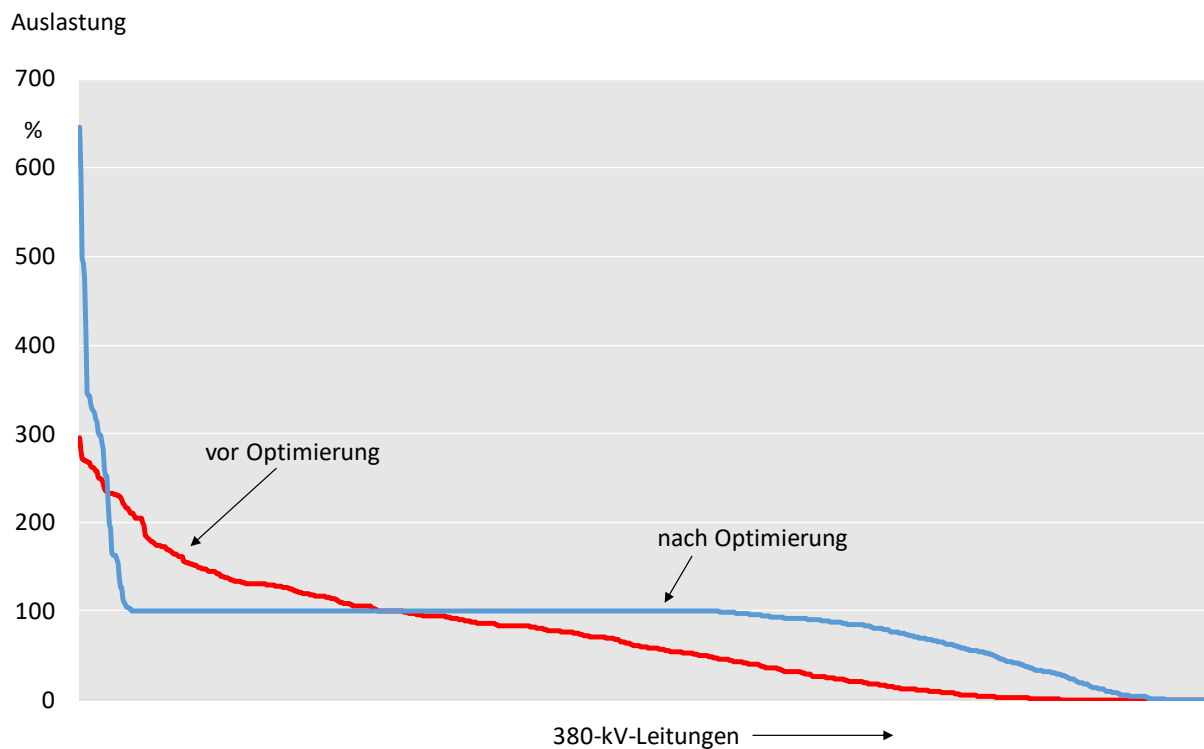


Abbildung 5: Vergleich der Netzauslastung im Startnetz und nach Optimierung im Szenario „Automatisierte Systemführung“ für eine exemplarische Stunde

Die Technologieszenarien zeigen die Potentiale dieser technologischen Innovationen auf und können den für das Jahr 2025 notwendigen und gesetzlich festgelegten Netzausbau nicht ersetzen. Vielmehr sollen diese Abschätzungen einen Ausblick auf die Umsetzung einer 80%igen erneuerbaren Energieversorgung im Jahr 2050 möglich machen und ergänzend zu den energie-wirtschaftlichen Szenarien Diskussionsoptionen über den Fortgang der Energiewende schaffen.