

Auswirkungen der Energiewende auf den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes

Bernd Klöckl

Leiter Netzplanung, TenneT TSO GmbH, Bernecker Str. 70, D-95448 Bayreuth
+49 921 50740 4610, bernd.kloeckl@tennet.eu, www.tennet.eu

Kurzfassung: Die Energiewende stellt die Planung und den Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes vor ungeahnte Herausforderungen. Durch die schnelle und tiefgreifende Veränderung des Erzeugungsportfolios sind komplexe Bewertungen von Netzausbaumaßnahmen sowie die konsequente Integration von neuen Technologien in die Netzentwicklung durch die Übertragungsnetzbetreiber erforderlich.

Keywords: Energiewende, Netzplanung, Netzausbau, innovative Übertragungstechnologien

1 Randbedingungen

Mit dem im Jahre 2011 beschlossenen Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernkraft hat die deutsche Bundesregierung den kurzfristigen Abschied von einer der Grundsäulen des Elektrizitäts-Systems innerhalb von 10 Jahren und die langfristige Auslegung des Systems auf eine weitgehende Versorgung aus erneuerbaren Quellen angestoßen. So sollen im Jahr 2022 nicht nur alle Kernkraftwerke vom Netz gegangen sein, sondern auch ein erheblich beschleunigtes Ausbauszenario im Bereich der erneuerbaren Einspeiser (EE) eingesetzt haben. In Abb.1 wird der genehmigte Szenariorahmen für die Erstellung der Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2025 dargestellt [1, 2].

Besondere Beachtung verdienen dabei folgende Zusammenhänge:

- Abgeschlossener Ausstieg aus der Kernkraft
- Deutlicher Rückgang der installierten Leistung im konventionellen Bereich
- Konstante maximale Netzlast
- In etwa Verdoppelung der installierten Leistung in EE binnen 10 Jahren
- Damit mittelfristig doppelt so hohe installierte Leistung aus EE wie Maximallast
- Intrinsische Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte hin zu Regionen mit hoher Dichte an EE

Alle daraus abgeleiteten Betrachtungen müssen selbstverständlich sowohl auf der Markt- als auch auf der Netzseite die relevanten Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld geeignet rechen technisch berücksichtigen. Ein Szenariorahmen für die geplanten installierten Leistungen je Energieträger garantiert keineswegs unmittelbar dafür, dass auch die Ziele für die erzeugten Energiemengen je Energieträger erreicht werden. Diese Aussage kann erst nach den Markt- und Netzanalysen getroffen werden. Entscheidende Einflussparameter auf das Ergebnis sind die Annahmen und Ziele im europäischen Umfeld sowie die Möglichkeiten zum Energietransport über das Übertragungsnetz.

Installierte Erzeugungsleistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B1 2025	Szenario B1 2035	Szenario B2 2025	Szenario B2 2035	Szenario C 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,9	40,7	29,5
Öl	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6	12,7	8,6
sonstige konv. Erzeugung	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Summe konv. Erzeugung	101,1	79,6	77,3	77,5	77,3	77,5	67,4
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	4,0	4,2	3,9
sonstige reg. Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,8	1,2	0,5
Summe reg. Erzeugung	81,1	126,8	141,4	181,0	141,4	181,0	134,4
Summe Erzeugung	182,2	206,4	218,7	258,5	218,7	258,5	201,8
Nettostromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch ¹	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]							
Jahreshöchstlast ²	82,8	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	79,8
Marktmodellierung							
Vorgaben zur Marktmodellierung				Einhaltung einer maximalen CO ₂ -Emission von 187 Mio. t in 2025	Einhaltung einer maximalen CO ₂ -Emission von 134 Mio. t in 2035	Einhaltung einer maximalen CO ₂ -Emission von 187 Mio. t in 2025	

Abb.1: Szenariorahmen zum deutschen Netzentwicklungsplan 2025 [2]

Eine bedeutende und zentrale Rolle in dieser als „Energiewende“ bezeichneten Entwicklung kommt daher den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zu. Sowohl in ihrer Verantwortung als Transportnetzbetreiber als auch als systemverantwortliche Regelzonenführer liefern sie die technischen und organisatorischen Grundlagen für die Umsetzung der Energiewende.

Als Beispiel sei hier die korrekte rechentechnische Grundlagenarbeit bei der Abbildung der Mantelzahlen für die verschiedenen Einspeisearten in den Szenariorahmen erwähnt. Gerade wegen der zunehmend komplexen räumlichen und temporalen probabilistischen Abhängigkeiten zwischen den Erzeugungsschwerpunkten für EE ist es für den ÜNB unerlässlich, über genaue Prognosen für die Regionalisierung zu verfügen. Da die Verteilnetze mittelfristig wie flächig verteilte Großkraftwerke agieren werden, gibt es technisch betrachtet für diesen Bedarf daher v.a. zwei Gründe:

- Planung der Umspannwerke, Prognose über die erwartete Anzahl an Transformatoren pro Umspannwerk etc.
- Geeignete Einbeziehung der Rückspeisungen in die Prognose der regionalen, nationalen und europäischen Leistungsflüsse und damit der Ausbauplanung im Übertragungsnetz

Abb.2 illustriert die Regionalisierung der EE in Deutschland, wie sie von TenneT TSO für die Erstellung des NEP 2025 durchgeführt wurde. Eingangsgrößen sind zum Beispiel Informationen über Windvorrangflächen und für Photovoltaiknutzung geeignete Flächen, regionale Ausbauziele und Informationen über die Verteilnetze.

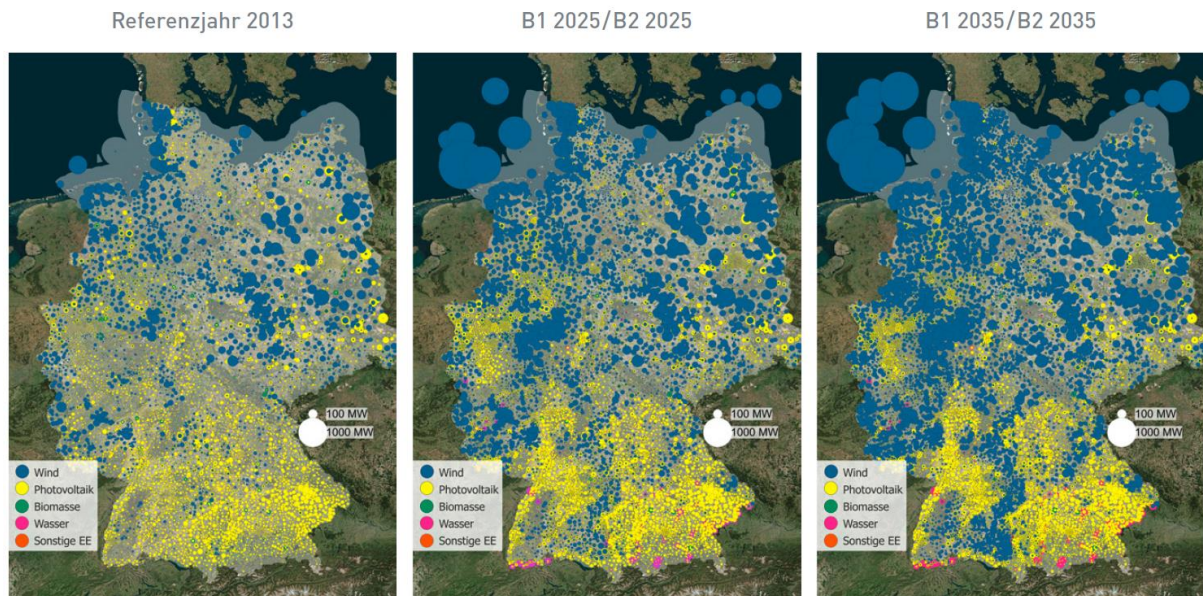


Abb.2: Regionalisierung der deutschen Onshore Windleistung für 2025 [1]

2 Netzausbau für die Energiewende

Mit der Veröffentlichung des ersten gemeinsamen Netzentwicklungsplans (NEP) der vier deutschen ÜNB im Jahre 2012 wurde das technische Grundgerüst für die Erfüllung des erforderlichen Transportbedarfs für die Energiewende gelegt. Vor allem die geografische Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte sowie die markante Veränderung des Erzeugungsportfolios bewirken neue und vor allem deutlich komplexere Anforderungen an die Ausbauplanung des stark vermaschten deutschen 380-kV-Systems. Der NEP stellt auf Basis von ausgedehnten Markt- und Netzsimulationen für ganz Europa die erforderlichen Transportquerschnitte sowie effiziente Impedanzverhältnisse im deutschen Höchstspannungsnetz basierend auf dem sogenannten NOVA-Prinzip dar [3].

Abb.3 zeigt den Ablauf der Berechnungen zum NEP. Die wichtigsten Schritte der Berechnungsabläufe sind:

- Regionalisierung der EE auf datentechnisch hohem Niveau, wie oben beschrieben
- Jahresläufe von Marktsimulationen für ganz Europa und für Deutschland blockscharf als Eingangsgröße für die Netzsimulationen
- Vollautomatisierter AC-Leistungsfluss mit Netzsicherheitsrechnung (N-1) für jede Stunde für Deutschland und Randnetze über komplette Modelljahre
- Daraus Zielnetzentwicklung auf Basis iterativer Lösungsansätze nach dem NOVA-Prinzip und Dokumentation für mehrere Szenarien
- Sensitivitätsuntersuchungen der Ergebnisse auf einzelne isolierte Eingangsgrößen

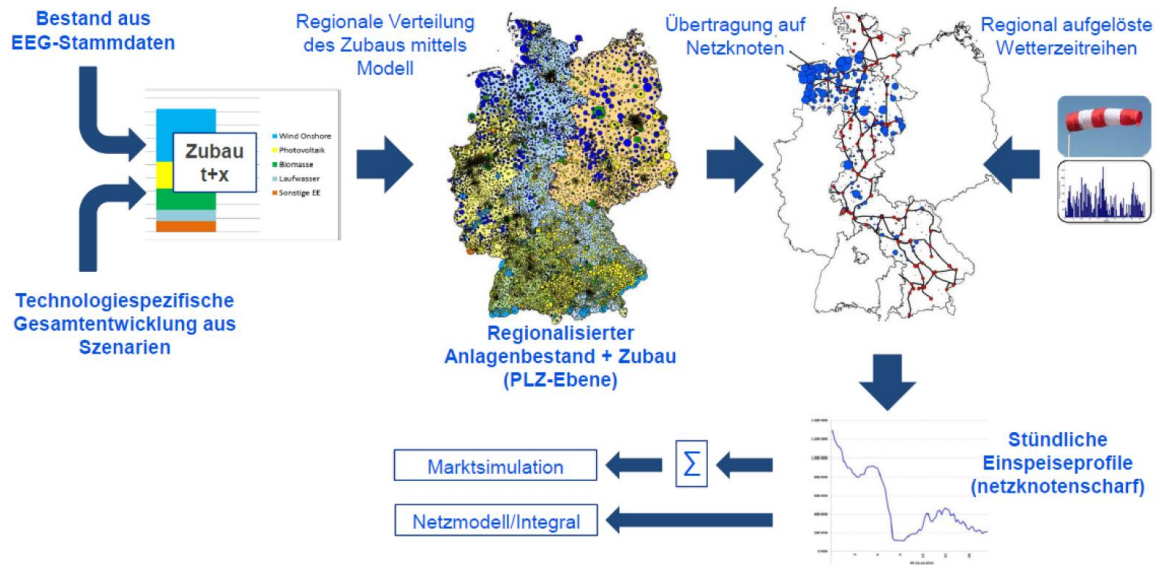
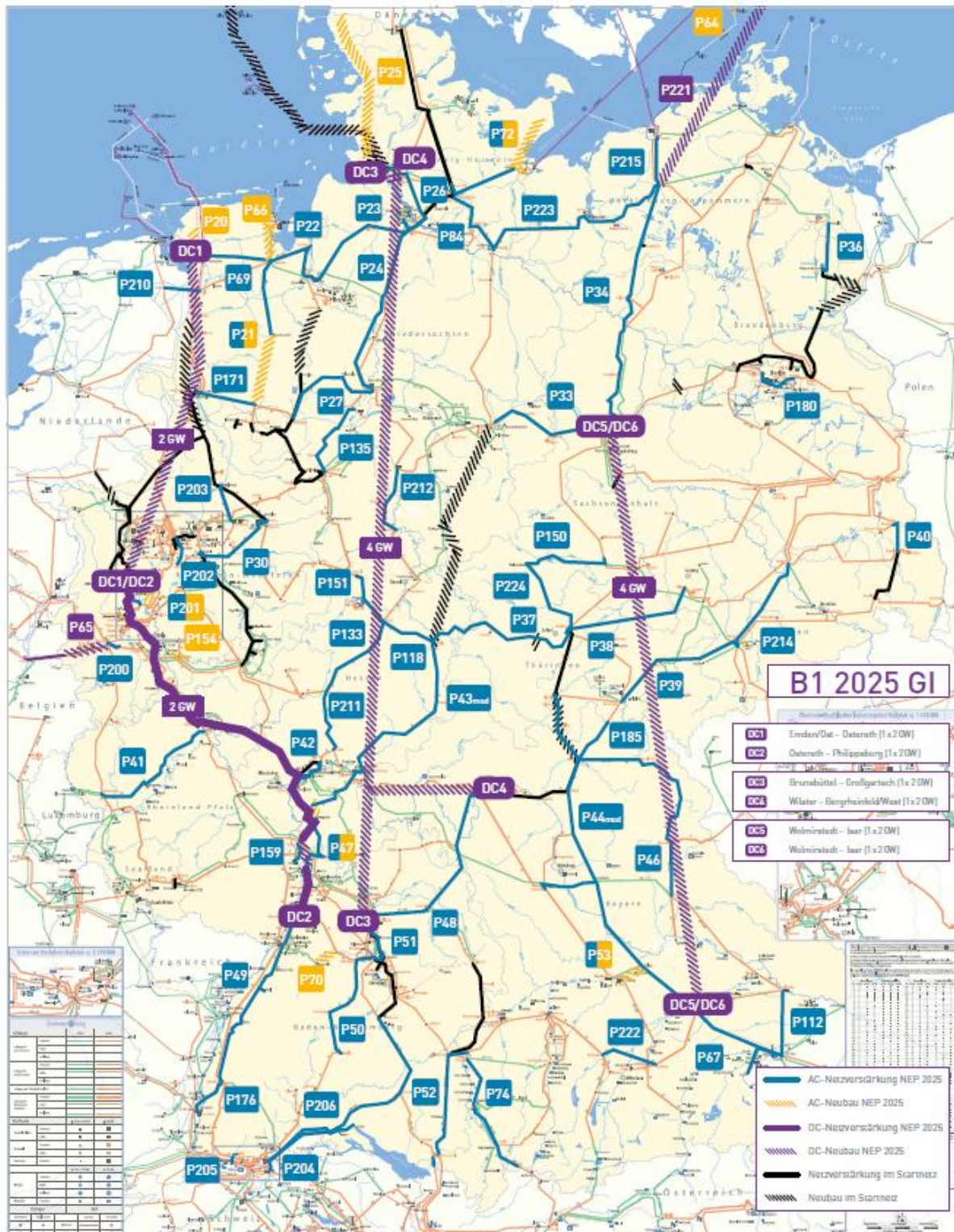


Abb.3: Ablauf der Berechnungen für einen deutschen Netzentwicklungsplan

Im Zuge der Berechnungen zum NEP 2012 hatte sich herausgestellt, dass die Zunahme des geforderten Transportsmoments vor allem in Nord-Süd Richtung im deutschen Übertragungsnetz unerwartet hoch ausfallen wird. Hohe Leistungen bei gleichzeitig großen Transportentfernungen wurden in Leistungsflussrechnungen und netzdynamischen Untersuchungen als entscheidende Eingangsgröße für die Technikwahl identifiziert. Daraus wurde ein Transportkonzept entwickelt, das eine insgesamt schlanke Netzstruktur bei sehr hohen transportierbaren Leistungen erlaubt, jedoch den erstmaligen Einsatz von neuartigen Übertragungstechnologien erfordert. Mittels einer Mischung aus 380-kV AC Ausbaumaßnahmen und neuartigen HGÜ-Strukturen (so genannte DC-Korridore) wurde ein System geschaffen, dass alle Randbedingungen an Übertragungskapazitäten, Netzsicherheit und Zukunftsfähigkeit erfüllt.

Kern der Konzeption sind HGÜ-Anlagen in VSC-Technik, die sowohl die Wirkleistungsflüsse steuern als auch entscheidend wichtige Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb unabhängig von der Erzeugung bereitstellen können. Diese innovativen Overlay-Übertragungs-Strukturen werden in Verbindung mit dem Drehstromsystem das weltweit erste hybride Transportsystem für Elektrizität bilden. Im Ergebnis der NEPs wurden für Deutschland über 8000 Trassenkilometer an neuen und bestehenden zu verstärkenden Leitungen identifiziert und in großen Teilen bereits von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Seit 2012 wird der NEP von den Planungsabteilungen der deutschen ÜNB jedes Jahr in vielen Szenarien und Sensitivitätsrechnungen für ein rollierendes 10- bis 20-Jahres-Zeitfenster neu errechnet und bewertet. Änderungen einzelner Maßnahmen gibt es zwar durch die stetige Fortschreibung der Szenarien, jedoch zeigt sich jedes Jahr derselbe robuste Grundstock an Projekten, die für die technische Umsetzung der Energiewende erforderlich sind. Abb.4 zeigt beispielhaft das Ergebnisnetz für das Jahr 2025 in Szenario B1.



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁹

Abb.4: Ergebnisnetz B1 2025 GI, erster Entwurf NEP 2025

3 Energiewirtschaftliche Bedeutung des Netzausbaus in Deutschland

Den im Zuge der Energiewende rasch steigenden Anforderungen an das Übertragungsnetz wird seitens der ÜNB bereits jetzt mit verschiedenen Maßnahmen begegnet, einerseits mit hohen Investitionen wie z.B. in neue Offshore-Netzanbindungssysteme, neue 380-kV Leitungsverbindungen, Um- oder Zubeseilungen, Neu- und Ersatzneubauten von Umspannwerken und die Vorbereitung des Baus der Overlay-HGÜ-Verbindungen. Andererseits ist die Beschaffung von Netzreserve und die Abwicklung von stetig steigenden Mengen an Redispatch im laufenden Betrieb eine Folge des aus verschiedenen Gründen noch nicht fristgerecht umsetzbaren Netzausbaus. Das Netzgebiet von TenneT TSO überspannt das gesamte Bundesgebiet von Dänemark bis Österreich, umfasst dabei den windreichen Norden und die PV-reichen Industrieschwerpunkte des Südens und verbindet somit wichtige Teile des Gesamtsystems. Einige der wichtigsten Maßnahmen der Energiewende liegen daher im Verantwortungsbereich von TenneT [4]. Der Bau jeder neuen Leitungsverbindung ist ein Schritt zur engpassfreien Integration der zukünftigen Erzeugungslandschaft und damit zu einer den Zielen der Bundesregierung entsprechenden Umsetzung der Energiewende. Die Berechnung der durch Leitungsneubauten oder -verstärkungen im System integrierbaren Erzeugungsarten und -mengen ist ein wichtiger Bestandteil moderner Netzplanungsmethoden und wird bei TenneT unter Einsatz komplexer Algorithmen und hohem Rechenaufwand ständig weiterentwickelt.

Im Wesentlichen werden im Zuge der Maßnahmenbewertung folgende Fragen beantwortet: Was geschieht, wenn ein Übertragungsprojekt nicht oder nicht rechtzeitig umgesetzt wird? Was sind die Folgekosten, was ist die Auswirkung auf die Netzintegration der in den politischen Zielen festgelegten Erzeugungsarten und wie verhält es sich mit der Rückwirkung auf andere Maßnahmen, die damit in Zusammenhang stehen?

Um der hohen Komplexität der Fragestellung sowie den Anforderungen an die Ergebnisqualität Rechnung zu tragen, hat TenneT bereits im Jahre 2012 unter der fachlichen Beratung von Softwarearchitekten, einer Universität und einem Forschungszentrum mit der Entwicklung eines umfangreichen Simulationssystems begonnen, das gegenüber den in Abschnitt 2 beschriebenen Berechnungsschritten noch einen entscheidenden Schritt hinzufügt. Darin wird allen Maßnahmen des Ergebnisnetzes ihre Auswirkung für die Integration jeder Erzeugungsart sowie die damit verbundenen Kosten zugewiesen. Mittels eigens entwickelter Algorithmen werden Zusammenhänge zwischen Netzausbaumaßnahmen gefunden und Maßnahmenbündel identifiziert.

Die rechentechnischen Anforderungen an ein derartiges System sind hoch: Es müssen Marktsimulationen für ganz Europa sowie vollautomatisierte N-1 Netzsicherheitsrechnungen durchgeführt und Kraftwerkseinsätze unter Engpassbedingungen simuliert werden können. Zeitlich koppelnde Nebenbedingungen für die zur Engpassbehebung eingesetzten Kraftwerke sind ebenso geeignet abzubilden wie die finale Umsetzung des Redispatch im Systembetrieb. Erst dadurch sind z.B. Aussagen über die Volumina der nicht integrierbaren Energie pro Erzeugungsart präzise möglich. Diese weitreichende Abbildung des Systembetriebs unter Engpass-Bedingungen bewirkt, dass Rechencluster mit mehreren hundert Kernen zur Verfügung stehen müssen, um die Berechnungen für vollständige Jahresläufe in überschaubarem Zeitrahmen bewerkstelligen zu können.

Abb.5 zeigt beispielhaft die Berechnungsergebnisse für das deutsche Gesamtsystem im Jahr 2025, einmal ohne Netzausbau, einmal mit teilweisem Ausbau, und einmal mit vollständiger Umsetzung des NEP.

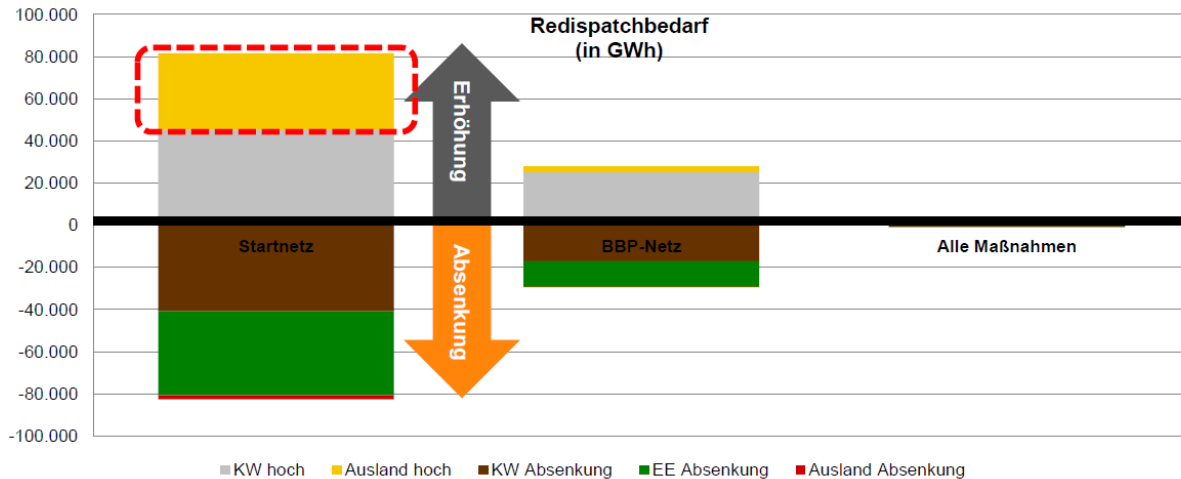


Abb.5: Redispatch-Berechnungsergebnisse für die nicht einspeisbaren Energiemengen

4 Technische Auswirkungen und Lösungen im Übertragungsnetz

Eine derart grundlegende Umplanung eines eng vermaschten, gut ausgebauten und stark belasteten Höchstspannungssystems wie dem deutschen ist im laufenden Betrieb nur mit technischen Änderungen durchzuführen, die über den Ausbau der Übertragungsquerschnitte und die Reduktion der Impedanzen entlang der neuen Haupttransportachsen hinaus gehen. Als Folge der oben beschriebenen energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten tragen mehrere Faktoren zu einer deutlich erhöhten Komplexität im technischen und systemtechnischen Planungsprozess bei. Im Wesentlichen sind sie alle auf die zunehmende stochastische Bereitstellung der Primärenergie aus EE sowie die tendenziell lastfernere Verortung der neuen Erzeugungsschwerpunkte zurückzuführen. Diese Faktoren sind unter anderem:

- Erhöhung des durchschnittlichen Transportmoments, damit zeitweilige „Entleerung“ des Netzes entlang der Transportachsen, dadurch große Leitungswinkel und Annäherung des Gesamtsystems an stabilitätsrelevante Kennwerte
- Hohe Volatilität der über die Querschnitte zu transportierenden Wirkleistung, dadurch volatilerer Blindleistungsbedarf und zusätzlich Bedarf an Spannung stabilisierenden Maßnahmen
- Durch den EE-getriebenen Kraftwerkseinsatz zeitweise starker Rückgang der System-Inertia sowie steigende Volatilität der lokal anstehenden Kurzschlussleistung, dadurch höhere Anforderungen an Schutzeinstellungen und steigende Komplexität von Systemautomatiken

Im Zuge der Energiewende schwanken also nicht nur die Leistungsflussmuster im horizontal vermaschten Netz immer dynamischer, sondern es verändern sich auch wesentliche Systemeigenschaften über das Jahr betrachtet in ständig schnellerer Abfolge.

Abb.6. zeigt als Indikation die Abhängigkeiten zwischen der aus AC-Netzzeit rotierenden (d.h. synchronen) Erzeugung und der gesamten Erzeugung in Deutschland für die 8760 Stunden des Jahres 2025. Deutlich ist zu erkennen, dass es immer noch Stunden mit sehr hoher Einspeisung aus Synchronmaschinen gibt, während in anderen Stunden durchaus 80% aus EE und damit aus Konvertern eingespeist werden.

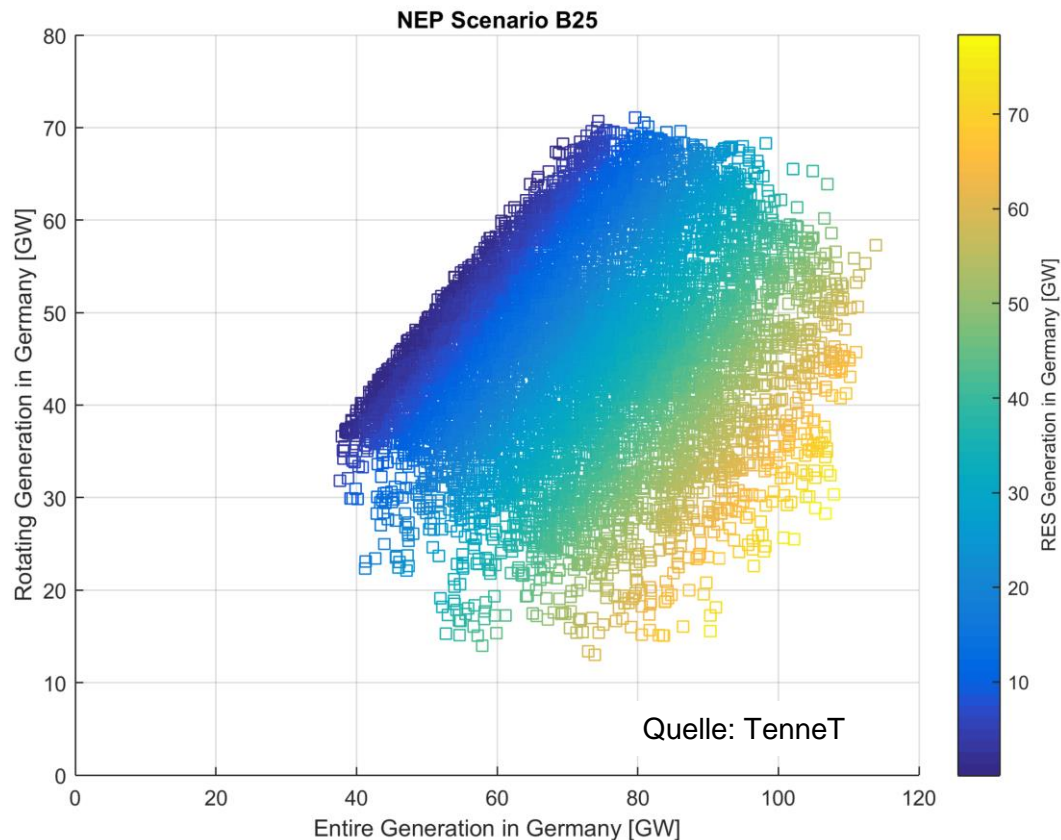


Abb.6: Anteil der rotierenden synchronen Einspeisung in Deutschland über das Jahr 2025

Die technische Umsetzung der aus diesen Entwicklungen folgenden Maßnahmen im Höchstspannungssystem manifestiert sich bei TenneT TSO in zahlreichen neu eingesetzten Primär- und Sekundärtechnologien. Dazu zählen z.B. der großflächige Einsatz von Freileitungsmonitoring und die Planung und teilweise bereits erfolgte Errichtung von Anlagen zur statischen und dynamischen Spannungsstützung im 380-kV-Netz. Darüber hinaus werden lange Leitungsabschnitte sowohl im AC- als auch im DC-Bereich aus Akzeptanzgründen verkabelt werden, was wiederum die systemtechnischen Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Höchstspannungskabel sowie an Schaltgeräte und Systemführungskonzepte deutlich erhöht.

Umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zur Beurteilung der vorstehend genannten Herausforderungen wurden und werden von den deutschen ÜNB laufend angestoßen und durchgeführt. Nachfolgend werden stellvertretend zwei Bereiche vorgestellt, die als wesentliche Elemente der technischen Innovation gelten können.

4.1 HGÜ-Korridore als wichtiges Element der Energiewende

Die technisch bedeutsamste Maßnahme ist der Bau von VSC-basierten HGÜ-Übertragungsleitungen (selbstgeführte Voltage Source Converter auf IGBT-Basis mit Spannungszwischenkreis) zum Transport der Offshore erzeugten Windenergie an Land und von Nord nach Süd sowie deren nahtlose Integration in das 380-kV Drehstromsystem. Die Konzeption des deutschen NEP definiert ein hybrides Übertragungssystem und macht sich die Vorteile von AC- und DC-Technik synergetisch zu Nutze. Die Wahl fiel aus mehreren Gründen auf die VSC-Technik, unter anderem:

- Unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt
- Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen unabhängig von Erzeugung
- Modularität, auch in Hinblick auf das zukünftige europäische Übertragungssystem
- Möglichkeit zum Einsatz von Kunststoffkabeln
- Relativ kompakte DC-Anlagenteile in den Konverterstationen

Die guten Erfahrungen von TenneT beim Einsatz der VSC-Technik bei inzwischen insgesamt 7 in Betrieb befindlichen Offshore-Anschlüssen mit einer Gesamtleistung von ca. 5 GW (Stand Ende 2015) und teilweise über 200 km langen DC-Kabeln haben zur positiven Beurteilung dieses technisch innovativen Ansatzes beigetragen.

4.2 Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz

Um die Unsicherheiten bei der Bewertung der immer stärker auftretenden Leistungsflussschwankungen auf den Übertragungsleitungen zu reduzieren, hat TenneT im Jahr 2012 damit begonnen, ein ausgedehntes Blindleistungsprogramm auf Basis wahrscheinlichkeitstheoretischer Ansätze zu beplanen. Ziel der umfangreichen Untersuchungen war es, den für die Unabhängigkeit des TSOs von der Erzeugungsstruktur erforderlichen Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung pro Netzregion unter Einbeziehung der Unsicherheiten durch den volatilen Erzeugungseinsatz zu bestimmen, um eine Überplanung der Asset Base auch unter Berücksichtigung der zukünftig neu hinzukommenden VSC-Konverter zu vermeiden.

Im Zuge der Berechnungen wurden darüber hinaus Bewertungskriterien für dynamische Spannungsstützung entwickelt, um auch ohne ausgedehnte Netzdynamik-Untersuchungen Indikationen dafür zu erhalten, in welchen Netzregionen gezielt nach potentiellen Spannungsproblemen gesucht werden muss, die im N-1 Fall durch überschießenden Blindleistungsbedarf bei gleichzeitig ausgedünnten Erzeugungsstrukturen entstehen können.

Das TenneT-Blindleistungsprogramm sieht derzeit vor, dass bis 2025 an über 20 Standorten Ladestromkompensationsspulen oder MSCDNs (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) sowie an zwei Standorten Anlagen zur dynamischen Spannungshaltung errichtet werden sollen. Neben der Inbetriebnahme von mehreren tausend MVar klassischer statischer Kompensation zwischen 2012 und 2015 ist darum im Dezember 2015 auch der erste rotierende Phasenschieber in der neu errichteten 380-kV Schaltanlage Bergheinfeld/West mit einer Nennscheinleistung von 270 MVA von TenneT in den Probebetrieb übernommen worden.

5 Schlussfolgerungen

Die Energiewende als Treiber für den Um- und Ausbau des deutschen Übertragungssystems ist dem Grunde nach eine Änderung des energiewirtschaftlichen Rahmens und als solche geeignet in den Netzentwicklungsprozess einzubeziehen. Die konkrete Planung und Umsetzung der Maßnahmen erfordert jedoch auch eine Fülle neuer, aufwändiger Analysemethoden und letztlich den Einsatz innovativer Technologien im Übertragungsnetz. Da die Energiewende die Integration von Einspeisetechnologien erfordert, deren Eigenschaften erhebliche Auswirkungen auf das elektrische Systemverhalten im Übertragungsnetz haben, ist eine holistische und risikobasierte Betrachtungsweise des Gesamtsystems in der Netzplanung mehr denn je unerlässlich geworden.

6 Referenzen

- [1] Netzentwicklungspläne der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
www.netzentwicklungsplan.de
- [2] Genehmigung des Szenariorahmens 2025 durch die Bundesnetzagentur
Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025, 19.12.2014
- [3] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes
<https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/planungsgrundsätze>
- [4] TenneT-Homepage zu Netzausbauprojekten
<http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte.html>