

Wesentliche Kritikpunkte und Stichpunkte aus VNB-Sicht

Die sich abzeichnenden Entwicklungen im Bereich der Sektorenkopplung werden stark unterschätzt, sowohl in ihrer stromverbrauchssteigernden als auch in Ihrer potenziell netzentlastenden Wirkung. Auffällig ist, dass hier ausschließlich bereits bestehende Flexibilität im Bereich Wärmepumpen, industrieller Großverbraucher sowie bestehender Fernwärmesysteme Berücksichtigung finden. Dies erscheint in Anbetracht des Zeithorizontes der Studie sowie der Klimaschutzziele viel zu kurz gegriffen. Die sich bereits heute abzeichnenden Entwicklungen auf Verteilnetzebene werden vollständig ausgeblendet. Zukünftige Verbraucher für regenerativen Wasserstoff im Verkehrs- und Wärmesektor wurden ebenso wenig wie Hybridheizsystem im Haushalts- und Gewerbesektor in Rechnung gestellt. Auch werden Brennstoffzellen im Verkehrssektor sowie im Bereich der Gebäudeheizung nicht erwähnt.

Die systemtechnischen Freiheitsgrade, die sich aus einem geschickten Ersatz von konventionellen Kraftwerken durch Gaskraftwerke ergeben, finden keinerlei Berücksichtigung. Eine geschickte Positionierung von Gaskraftwerken auf der Nord-Süd-Achse könnte den Netzausbaubedarf erheblich reduzieren. Zudem könnten Gaskraftwerke als Brückentechnologie perspektivisch mit regenerativen Gasen befeuert und mit Kavernenspeichern kombiniert werden. Untersucht werden sollte, inwieweit diesbezüglich das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Konzept der „Netzbooster“, neben der Funktion der Sicherstellung der n-1-Sicherheit, auch zur Netzentlastung im Normalbetrieb eingesetzt werden könnte.

Das Potenzial regionaler Flexibilitätsmärkte, wie sie derzeit im SINTEG-Projekt enera erprobt werden, wurde vermutlich nicht ausreichend berücksichtigt. Es ist intransparent, inwieweit in den Szenarien von der klassischen Worst-Auslegung unter in Rechnung Stellung des Flexibilitätspotenzials auf Verteilnetzebene abgewichen wurde.

Die Möglichkeit des Baus von Interkonnektoren auf VNB-Ebene wird nicht betrachtet

Der CO₂-Preisanstieg aufgrund möglicher CO₂-Besteuerung wurde zu niedrig angesetzt. Ein höherer Preisanstieg hätte einen starken Einfluss auf die Merit Order.

Spitzenkappung wurde entsprechend der Verteilernetzstudie nur vereinfacht modelliert (spezielle Variante der statischen Spitzenkappung). Die Entlastungswirkung einer dynamischen Spitzenkappung ist nachweislich deutlich höher.

In allen Szenarien wurde die Spitzenkappung nur mit 3% zugrunde gelegt. Das EU-Winterpaket sieht bereits eine Erhöhung auf 5% vor. Die netzentlastende Wirkung wird im Rahmen des NEP damit deutlich unterschätzt.

Das EU-Winterpaket enthält bereits klare Anreize zur CO₂-Reduktion im Bereich Wärme – auch explizit im Bereich Privatkunden - durch Sektorkopplung sowie weitere Dezentralisierung des Energiesystems (lokale Bürgerenergiegemeinschaften). Beide Aspekte beziehen sich vollständig auf das Verteilnetz, finden im NEP 2030 aber keinerlei Berücksichtigung.

Maximierung der Übertragungskapazität bestehender und neuer Anlagen

Die Maximierung der Übertragungskapazität bestehender Netze nach dem NOVA Prinzip und die maximal mögliche Kapazitätsnutzung neuer Anlagen ist wesentlich für den Umfang des notwendigen Netzausbaus und für die anschließbare Kapazität Erneuerbarer Anlagen an das bestehende Netz. Wird das Prinzip nicht konsequent und flächendeckend angewandt so führt das einerseits zu unnötigen Begrenzungen des Erneuerbaren Ausbaus im Bestandsnetz und zusätzlichem Einspeisemanagement. Andererseits wird mehr Netz gebaut als notwendig und damit die Kosten für Kunden und nachgelagerte Netzbetreiber über Gebühr erhöht.

Im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) sind Elemente des NOVA Prinzips noch nicht flächendeckend bei allen 4 ÜNB vollständig angesetzt:

1) Freileitungsmonitoring

Das Freileitungsmonitoring (FLM) kann die Kapazität des bestehenden Netzes - ggf durch Ertüchtigung - signifikant erhöhen. Dieses Prinzip wird planerisch aber nicht gleich bei den ÜNB angewandt. Zum Teil wird angenommen, dass bis 2030 alle Netzelemente dem FLM unterworfen werden, andere ÜNB verwenden das FLM lediglich zur betrieblichen Optimierung und verwenden es nicht komplett planerisch, wieder andere unterstellen, dass eine Umstellung auf FLM alter Leitung auch innerhalb von 10 Jahren nicht möglich sei.

Kritik: Das FLM ist planerisch vollständig und gleichgerichtet bei allen ÜNB anzuwenden

2) Maximalstrom auf den Leitungen

Die Strombelastbarkeit der Freileitungen liegt historisch bei 3600 A. Es ist ohne Probleme eine Verwendung von 4000 A möglich, bei Neubauten in bestimmten Fällen auch darüber. Dies wird in anderen europäischen Ländern z.T. bereits praktiziert. Durch diese Anwendung wäre ein spürbarer Hub bei der planerischen Übertragungskapazität erreichbar

Kritik: Anwendung des Maximalstroms von mind 4000 A auf den Leitungen, nach Prüfung auch höher möglich

3) Dauer und Häufigkeit der Überlastungsfälle

Im NEP wird angegeben, welche Leitungen im Fehlerfall um wieviel Prozent überlastet werden. Diese Information ist für eine Bewertung der Notwendigkeit neuer Netze alleine nicht ausreichend. Zum einen muss die Grenze der 100% sauber definiert werden (siehe Punkte 1) und 2)) und zum Anderen fehlt die Angabe, über welche Dauer und wie häufig im Jahr diese Überlastung auftritt. Im Extremfall könnte eine neue Leitung notwendig werden, weil ein Fehler statistisch nur alle paar Jahre auftritt und rechnerisch zu einer begrenzten Überlastung für sehr kurze Zeit führt. Diese Situation könnte man dann durch andere Maßnahmen kostengünstiger beherrschen als durch einen Neubau.

Kritik: Die Überlastungsfälle des Netzes müssen in Höhe, Dauer und Häufigkeit je Leitung vollständig dargestellt werden, um eine Notwendigkeit für den Ausbau beurteilen zu können.

Im Folgenden sind wesentliche Textabschnitte mit der dazugehörigen Kritik dargestellt.

Zugrunde gelegter Szenariorahmen zur Stromnachfrage

Nettostromnachfrage nach Sektoren [TWh]		B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Konventionelle Stromanwendungen	Verarbeitendes Gewerbe	218	215	215	215	214
	Haushalt	122	119	119	119	116
	GHD und übrige Verbraucher	128	125	125	125	123
	Verkehr (ohne E-PKW)	12	12	12	12	11
	Umwandlungssektor (Kohle, Erdgas, Öl)	5	5	5	5	5
Summe konv. Stromanwendungen		486	477	477	477	470
Verteilernetzverluste	Netzverluste im Verteilernetz*	18	18	18	18	18
	Summe inkl. Verteilernetzverluste	503	495	495	495	487
Sektorenkopplung	Elektromobilität	5	3	15	25	20
	Wärmepumpen	12	8	18	29	20
	Summe inkl. Sektorenkopplung	520	505	528	548	528
Flexibilitätsoptionen** (Marktsimulation)	Power-to-Heat	6	3	9	19	13
	Power-to-Gas	2	5	7	9	9
	Summe gesamt***	528	512	544	576	549

* Nicht berücksichtigt sind in dieser Darstellung Netzverluste im Übertragungsnetz.

** Die Angaben zu den Flexibilitätsoptionen basieren in dieser Darstellung auf der Genehmigung des Szenariorahmens. Die sich tatsächlich ergebenden Energiemengen sind ein Modellergebnis und daher in Kapitel 4 zu finden.

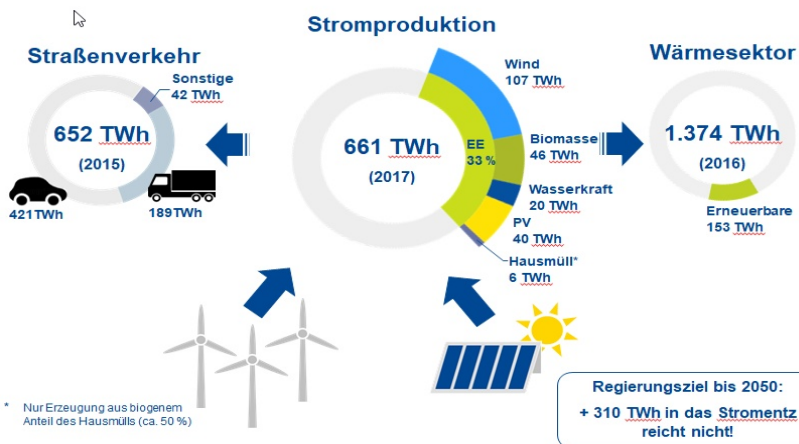
*** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Tabelle 7: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage

DSM installiert [GW]	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Industrie	1,4	0,9	1,8	2,7	2,3
GHD	1,6	1,1	2,2	3,3	2,7
Summe	3,0	2,0	4,0	6,0	5,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Heutiger Energieverbrauch der drei Hauptsektoren (eigene Darstellung):



Kritik: Zur Erreichung der Klimaschutzziele sind bis zu den Jahren 2030/2035 bereits mehrere hundert TWh regenerative durch Sektorenkopplung für den Wärme- und Verkehrssektor bereitzustellen. Andernfalls erscheint eine weitgehende Dekarbonisierung bis zum Jahre 2050 aussichtslos. Selbst im progressiven Szenario C2030 werden hier aber in Summe nur 82TWh in Rechnung gestellt (siehe rote Markierung). Dies entspricht einem Anteil von nur 4% des heutigen Gesamtenergieverbrauchs des Verkehrs- und Wärmesektors. Hauptgrund für diese Fehldarstellung scheint das Ausblenden der Sektorenkopplung auf Verteilnetzebene zu sein.

Entwicklung des Stromverbrauchs:

„Brutto- und Nettostromverbrauch umfassen neben den klassischen Stromanwendungen auch neue Stromanwendungen im Zusammenhang mit PtG, PtH, Wärmepumpen und Elektromobilität. Der Anstieg des Stromverbrauchs dieser neuen Stromanwendungen kompensiert den Rückgang des Stromverbrauchs der klassischen Stromanwendungen in den Szenarien unterschiedlich stark. Im Ergebnis reicht die Bandbreite der Veränderung des Nettostromverbrauchs von einer Reduktion um 8 % in A 2030 bis zu einem leichten Anstieg um 4 % in C 2030.“

Kritik: Der Anstieg des Stromverbrauchs wird unterschätzt. Die für die Energiewende notwendig Sektorenkopplung (Wärme und Verkehr) dürfte zu einem deutlich stärkeren Anstieg des Stromverbrauchs führen.

Power-to-Wasserstoff

„Die räumliche Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen erfolgt anhand der Standorte und des anteiligen regionalen Wasserstoffbedarfs der Hauptnachfrageindustrien zur Herstellung von Ammoniak, Methanol, Mineralöl (Raffinerien) und Stahl. Dieser Ansatz führt zu einer räumlich fokussierten Verteilung der Power-to-Wasserstoff-Anlagen auf wenige Landkreise mit Schwerpunkt im Norden und der Mitte Deutschlands, siehe Abbildung 16.“

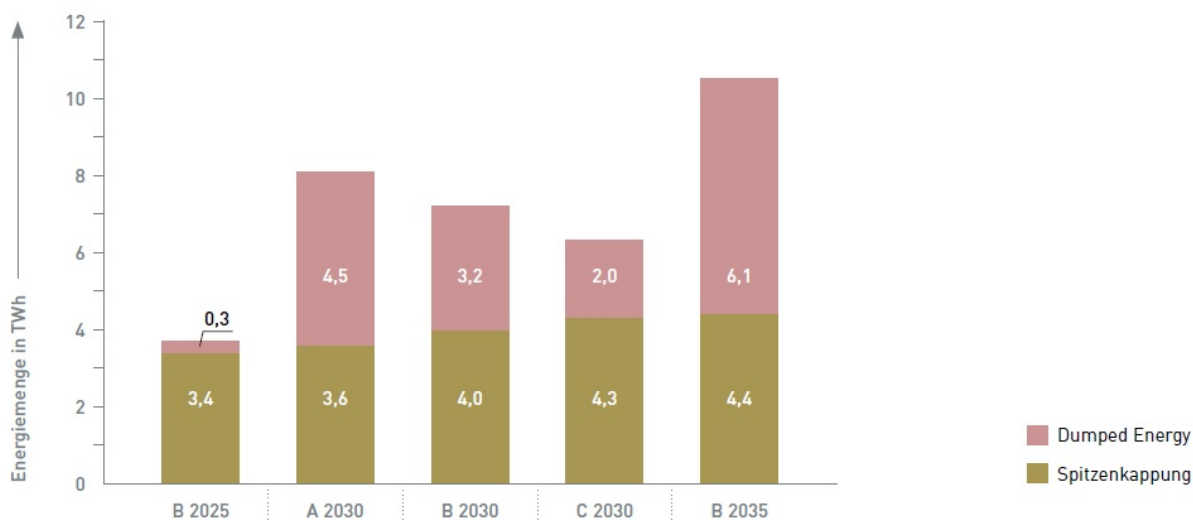
Kritik: Potenzial wird dadurch deutlich unterschätzt, da wesentlich zukünftige Wasserstoffbedarfe im Bereich der Sektorenkopplung unberücksichtigt bleiben (Verkehrssektor, Wärmesektor, Brennstoffzellen...). Diese sind dann auch nicht räumlich fokussiert.

Marktsimulation

„Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Nord- und ostdeutsche Bundesländer erzielen dagegen Erzeugungsüberschüsse. Sie können mehr als das Doppelte ihrer jährlichen Nachfrage decken.“

„In der im Szenariopfad B beschriebenen Entwicklung des Energiesystems lässt sich erkennen, dass die Menge an Dumped Energy mit steigendem EE-Anteil stetig zunimmt. Während Dumped Energy in B 2025 noch keine Rolle spielt, können ab 2030 signifikante Mengen von EE-Erzeugung strommarktseitig nicht mehr integriert werden. In B 2035 übersteigt die Menge an Dumped Energy die bereits zuvor durch Spitzenkappung abgeregelte EE-Erzeugung. Insgesamt werden damit in B 2035 10,5 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch Dumped Power nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 2,4 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2030 schwankt dieser Wert zwischen 1,5 % in Szenario C 2030 und 2,2 % in Szenario A 2030.“

Abbildung 42: Spitzenkappung und Dumped Energy von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kritik: Es ist grundsätzlich in Frage zu stellen, ob das im Szenariorahmen zugrunde gelegte Erzeugungsgefälle in dieser Ausprägung bestand hat. Zum einen könnte eine verstärkte Regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren zu einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien im Süden führen. Zum anderen wird es – unter den heutigen verschärften Genehmigungsrahmen für Wind – zu einem verstärkten Rückbau ohne entsprechendes Repowering im Norden kommen, da sehr viele Anlagen in den nächsten Jahren aus der 20jährigen EEG-Förderung laufen. Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf den notwendigen Ausbau des Übertragungsnetzes sowie auf die nicht eingespeisten Energiemengen.

„Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungs-freien Netzzugangs ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2030 (2019) und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Dennoch wurde im aktuellen NEP 2030 (2019) eine von den Planungsgrundsätzen abweichende Vorgehensweise eines bedarfsgerechten Netzausbaus gewählt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen zu berücksichtigen (siehe Kapitel 5.2).“

„Die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im genehmigten Szenariorahmen zum NEP 2030 (2019) vorgegebene Spitzenkappung für EE-Anlagen wird von den ÜNB gemäß den im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.4.2). Demand Side Management (DSM) und weitere Flexibilitätsoptionen werden in der Marktsimulation gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens bereits berücksichtigt (siehe für

die Berücksichtigung des Szenariorahmens Kapitel 2 und für die Ergebnisse der Marktsimulation Kapitel 4).“

Kritik: Es wird nicht deutlich, inwieweit **tatsächlich** in den Szenarien von der klassischen Worst-Case-Dimensionierung des Übertragungsnetzes abgewichen wurde. Die Textpassage erscheint hier widersprüchlich. Ein zukünftiger Flexibilitätsmarkt ermöglicht eine Abkehr von der Worst-Case-Auslegung, indem für einen gewissen Prozentsatz seltener Maximalbelastungen des Übertragungsnetzes Flexibilitätsoptionen und Spitzenkappung in Rechnung gestellt wird.

Ergebnisse der Netzanalysen:

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch mit dem Ausland. Die Ergebnisse des in diesem NEP ermittelten Offshore-Netzausbaus finden sich in den Kapiteln 3.2.3 und 3.2.4

Bewertung: Hier liegt offensichtlich eine Chance für Interkonnektoren auf Verteilnetzebene.