

Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP Strom 2030

Freiburg, 28.02.2017

Autorinnen und Autoren

Franziska Flachsbarth

Dr. Matthias Koch

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71

79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173

79100 Freiburg

Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin

Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt

Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de

www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
1. Überblick über den NEP Strom 2030	5
2. Weiterentwicklung vom historischen zum generischen Lastprofil	6
3. Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen des Stromsektors	7
4. Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO₂-Ziele	9
5. KWK-Stromerzeugung	10
6. Identifizierter Netzausbaubedarf	11
7. Integration eines Langfristszenarios zur Steigerung der Akzeptanz des Transformationspfades hin zu einer Erneuerbaren Energieversorgung	14
Literaturverzeichnis	16

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 6-1:	Szenarioabhängige Netzausbaubedarfe der NEP 2024, 2025 und 2030 im Vergleich	12
----------------	--	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 6-1:	Vergleich der installierten EE-Leistungen zwischen den Szenarien A 2025 (NEP 2025) und A 2030 interpoliert auf das Szenariojahr 2025 (NEP 2030)	12
Tabelle 6-2:	Vergleich der angegebenen szenarioabhängigen Netzausbaubedarfe in Übersicht und als Summe über die Einzelmaßnahmen	13

1. Überblick über den NEP Strom 2030

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 31.01.2017 den 1. Entwurf des NEP Strom 2030 veröffentlicht. Da der Prozess des NEP 2025 aufgrund der geplanten Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und den daraus resultierenden wesentlichen Veränderungen der Rahmendaten nicht weiter verfolgt wurde, wird der NEP Strom 2030 den ersten Netzentwicklungsplan darstellen, in dem die Klimaschutzziele der Bundesregierung in 3 von 4 Szenarien verbindlich berücksichtigt werden und Einfluss auf die Bestimmung des zukünftigen Netzausbaubedarfs nehmen. Aufgrund dessen ist relevant, wie die CO₂-Emissionsobergrenze bestimmt und wie die CO₂-Restriktionen in den Szenarien eingehalten werden. Von besonderem Interesse ist an dieser Stelle ebenfalls die Berücksichtigung der KWK-Stromerzeugung und die Aufteilung der zugehörigen CO₂-Emissionen.

Das EEG 2017 hat Auswirkungen auf die Annahmen des EE-Ausbaupfades, welche sich an der Differenz zwischen den Annahmen des Szenariorahmens 2030 und dessen Bestätigung durch die BNetzA bzw. dem 1. Entwurf des NEP Strom 2030 bemerkbar machen. Auf die neuen EE-Ausbauzahlen konnte bei der Kommentierung des Szenariorahmens 2030 dementsprechend noch nicht eingegangen werden. Für das Jahr 2035 bedeuten die neuen EE-Ausbauziele im Vergleich zum NEP Strom 2025 eine Erhöhung der installierten PV-Leistung um 26% und eine Reduzierung der installierten Wind onshore Leistung um 31%. Die installierte Leistung von Wind offshore hat sich im NEP Strom 2030 für das Jahr 2035 im Vergleich zum NEP Strom 2025 um 3% erhöht.

Abgesehen von der veränderten EE-Gesamtleistung zeigt sich auch eine veränderte Regionalisierung der installierten EE-Leistung. Der Zubau an Wind onshore fällt in Bayern und Baden-Württemberg, aber auch in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen im Vergleich zu den Annahmen im NEP Strom 2025 deutlich geringer aus, während sich die installierte PV-Leistung erhöht. Aufgrund der unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken von Wind onshore und PV ist mit Auswirkungen auf die Ergebnisse des NEP (insbesondere hinsichtlich Klimaschutz und Netzausbaubedarf) zu rechnen. Idealerweise werden diese Auswirkungen in den Ergebnissen isoliert analysiert und sichtbar gemacht.

Der NEP Strom 2030 weist gegenüber den vorangehenden Netzentwicklungsplänen insbesondere Weiterentwicklungen in Bezug auf die Berücksichtigung von Sektorkopplung und Nachfrageflexibilität auf. Die Sektorkopplung wird partiell in Bezug auf den Verkehrs- und den Wärmesektor in Form von Elektromobilität und Wärmepumpen auf der Lastseite berücksichtigt. Nachfrageflexibilität wird in Form von Industrie-DSM und DSM im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (Lastverlagerung und Lastabwurf), dezentralen PV-Batteriespeichersystemen und Power-to-Gas-Anlagen berücksichtigt. Dies hat insbesondere Auswirkungen auf die Prognose des sensitiven Parameters der zukünftigen Lastzeitreihe, die somit erstmals nicht auf einem historischen Lastprofil basiert.

Im NEP Strom 2030 steigt der Netzausbaubedarf im Vergleich zu den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen erneut an. Als ein Treiber für zusätzlichen Netzausbaubedarf kann der Wechsel des Szenariojahres von 2025 auf 2030 identifiziert werden. Im Hinblick auf die Akzeptanz von Netzausbaumaßnahmen stellt sich die Frage, inwiefern eine genauere Analyse der szenarioabhängigen wesentlichen Treiber für den Netzausbaubedarf vorgenommen werden sollte und inwiefern ein Blick auf das Ende des Transformationspfades hin zu einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung erforderlich wäre. Hierbei ist erneut darauf hinzuweisen, dass ein Verzicht auf die Ausweisung des zusätzlichen Netzausbaubedarfs bis 2035 keine wünschenswerte Entwicklung des NEP-Prozesses darstellt.

Auf diese Punkte soll in den nachfolgenden Kapiteln detaillierter in Form von einer Stellungnahme eingegangen werden.

2. Weiterentwicklung vom historischen zum generischen Lastprofil

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in Übereinstimmung mit der BNetzA davon aus, dass sich die zukünftigen Stromnachfrager anders verhalten werden als es gegenwärtig der Fall ist: Energieeffizienzmaßnahmen werden die Stromnachfrage bestimmter Anwendungen reduzieren, neue Stromnachfragen wie Elektromobilität und Wärmepumpen werden eine zusätzliche Nachfrage mit einem charakteristischen Profil generieren und Demand Side Management (DSM) in Form von zeitlicher Nachfrageverlagerung im Industrie- und GHD-Bereich, die Nutzung von Power-to-Gas-Anlagen und dezentralen PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchsoptimierung werden ebenfalls Auswirkungen auf das zukünftige Lastprofil haben. Hinzu kommen Projektionen über die regionale Verschiebung von Lastzentren, die durch eine veränderte Allokation der Bevölkerung und der Produktion verursacht sind. Aufgrund dessen wird folgerichtig geschlossen, dass die Skalierung eines historischen Nachfrageprofils auf die zukünftige Stromnachfrage für einen Betrachtungshorizont bis 2030 nicht angemessen erscheint. Diese Entscheidung ist grundsätzlich zu begrüßen.

Die Erstellung der generischen Lastzeitreihen wurde vom Fraunhofer ISI vorgenommen. Das Verfahren setzt sich aus einer verbrauchergruppenspezifischen Dekomposition des historischen Lastprofils (mithilfe des Simulationsmodells eLOAD) und einer verbrauchergruppenspezifischen Teillastprognose (mithilfe des Prognosemodells FORECAST) zusammen. Das Verfahren sowie detaillierte Ergebnisse werden in einem Begleitdokument ausführlich beschrieben (vgl. Fraunhofer ISI, 2017).

Die eindeutige Verbesserung des Eingangsparameters der Lastzeitreihe bereitet bei der Analyse des Netzentwicklungsplans dennoch Probleme, so dass ein Verbesserungsbedarf in der Aufbereitung der Ergebnisse und in der Bereitstellung von Eingangsdaten gesehen wird.

Das Nachfrageprofil stellt für die Modellierung des zukünftigen Strommarktes einen sensitiven Parameter dar: Es nimmt wesentlich Einfluss auf die Leistungsflüsse im deutschen Stromnetz – und damit auf den determinierten Netzausbaubedarf.

Für wissenschaftliche Institute ist es nicht möglich, die generische Lastkurve analog zu modellieren. Die Möglichkeit, die Modellierungsergebnisse des NEP als unabhängige Dritte zu verifizieren, ist somit enorm erschwert und stellt einen Transparenzverlust dar. Da die Nachprüfbarkeit der Ergebnisse des NEP eine Möglichkeit darstellt, die Akzeptanz für Netzausbaumaßnahmen zu erhöhen, erscheint es dringend geboten, dass die regionalisierten Lastprofile idealerweise auf NUTS-3-Ebene veröffentlicht werden.

Da die Nutzung einer generischen Lastzeitreihe eine Neuerung im NEP darstellt, erscheint es zudem wünschenswert, in einer Sensitivität darzulegen, inwiefern diese Neuerung Einfluss auf den Netzausbaubedarf nimmt. In der Darstellung der Szenarioergebnisse finden sich hierzu keine Anhaltspunkte.

Trotz guter Dokumentation bleiben manche Variationen im regionalen Nachfrageverhalten nicht nachvollziehbar. Beispielsweise wird im Szenario B 2035 des NEP Strom 2030 angenommen, dass die bayrische Stromnachfrage im Vergleich zu Szenario B 2035 des NEP Strom 2025 um 12 TWh auf 94,7 TWh ansteigt (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, S. 66 und 50Hertz Transmission GmbH et al., 2016, S. 74f). Da der Anstieg der Stromnachfrage in Bayern einen

Anstieg des Transportbedarfs von Nord nach Süd verursacht wird, sollte die deutliche Zunahme der Stromnachfrage in Bayern begründet werden.

Im Begleitdokument des Fraunhofer ISI wird als Basisjahr für das generische Lastprofil das Jahr 2013 angegeben. Das Basisjahr für die historischen EE-Zeitreihen und Nachfragezeitreihen im In- und Ausland ist das Jahr 2012 (vgl. Fraunhofer ISI, 2017 und 50Hertz Transmission GmbH et al, 2017). Die Wahl des Basisjahrs nimmt insbesondere Einfluss auf wochentagspezifische Zyklen, die dann zeitlich verschoben sind. Bei der Erstellung des 2. Entwurfs des NEP Strom 2030 sollte das Bezugsjahr der Lastdekomposition daher auf 2012 angepasst werden.

Kernaussagen:

- Die regionalisierten Lastkurven sollten auf NUTS-3-Ebene veröffentlicht werden, um unabhängige Berechnungen durch Dritte zu ermöglichen.
- Sofern in einer Region eine starke Veränderung des zukünftigen Nachfrageverhaltens erwartet wird, sollte die Ursache angegeben werden.
- Für den 2. Entwurf des NEP Strom 2030 sollte das Basisjahr der Lastzeitreihe auf das Jahr 2012 angepasst werden.
- Bei der Darstellung der Szenarienergebnisse sollte auf den Einfluss der verbesserten Lastzeitreihe auf den Netzausbaubedarf eingegangen werden. Hierzu würde sich eine Sensitivitätsrechnung eignen.

3. Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen des Stromsektors

Im NEP Strom 2030 sollen die Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 die Klimaschutzziele der Bundesregierung einhalten. Zur Berechnung der CO₂-Emissionsobergrenze werden die für die Jahre 2030 und 2040 vorgegebenen nationalen Minderungsziele der Bundesregierung angewendet, indem die Minderungsziele proportional auf die einzelnen Sektoren übertragen werden. Für die Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen im Szenariojahr 2035 wird linear interpoliert. Für das Jahr 2030 wird somit ein maximaler CO₂-Austoß für den Stromsektor von 165 Mio. t und für das Jahr 2035 von 137 Mio. t vorgegeben.

Die im NEP vorgenommene Bestimmung der CO₂-Emissionsobergrenze für den Stromsektor ist jedoch nicht ambitioniert genug. Wie bereits in der Kommentierung des NEP-Szenariorahmens 2030 angemerkt (vgl. Ritter et al., 2015), besteht Konsens darüber, dass der Stromsektor zur Erreichung der nationalen CO₂-Ziele einen überproportionalen Beitrag leisten muss (vgl. z.B. BMUB, 2015). Ebenfalls angemerkt wurde, dass es von Vorteil wäre, wenn die Bundesregierung sektorspezifische Minderungsziele vorgeben würde.

Mit dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vom 14.11.2016 wird diesem Defizit begegnet: Für den Sektor „Energiewirtschaft“ wird eine Halbierung der CO₂-Emissionen von 2014 bis 2030 unterstellt (vgl. BMUB, 2016, S. 26). Der Klimaschutzplan 2050 konnte im 1. Entwurf des NEP Strom 2030 noch nicht berücksichtigt werden. Die sektorspezifischen Minderungsziele sollten jedoch im 2. Entwurf des NEP Strom 2030 Berücksichtigung finden, so dass das vorgegebene CO₂-Emissionsbudget für den Stromsektor entsprechend reduziert werden sollte. Für das

Szenariojahr 2030 entspricht das einer Emissionsobergrenze in Höhe von 154 Mio. t CO₂, für das Szenariojahr 2035 sollte der Minderungspfad zumindest linear fortgeschrieben werden, so dass höchstens ein Emissionsbudget in Höhe von 133 Mio. t CO₂ verbleibt (d.h. 38% von 308 Mio. t aus dem Jahr 2014).

Darüber hinaus ist anzumerken, dass selbst die sektorspezifischen Minderungsziele aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung nicht ambitioniert genug sind, um mit hoher Wahrscheinlichkeit das 2°-Ziel einhalten zu können, welches das Mindestziel des Übereinkommens von Paris der COP 21 darstellt.¹ Das Transformations-Szenario der WWF Studie „Zukunft Stromsystem – Kohleausstieg 2035“, welches auf das 2°-Ziel fokussiert, erlaubt im Jahr 2030 nur noch CO₂-Emissionen für den Stromsektor in Höhe von 120 Mio. t (vgl. Öko-Institut e.V. et al., 2017). Wir schlagen vor, dem ambitionierteren Szenario C 2030 diese CO₂-Emissionsobergrenze vorzugeben.

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die Erhöhung des CO₂-Emissionsbudgets um die CO₂-Emissionen, die nach „Finnischer Methode“ auf den Wärmeteil von KWK-Prozessen entfallen. Eine entscheidende Grundlage ist dafür zunächst eine transparente und nachvollziehbare Berechnung der technologie- und brennstoffspezifischen KWK-Wärmeerzeugung. Hierzu sollten neben den KWK-Strommengen auch die korrespondierenden KWK-Wärmemengen, die gesamten CO₂-Emissionen des KWK-Prozesses sowie die Aufteilungsfaktoren für den KWK-Strom- und Wärmeteil tabellarisch dargestellt werden. Ergänzend dazu ist auch die Angabe der Wärmenachfrage für Nah- und Fernwärme von Bedeutung, so dass ersichtlich wird, welcher Wärmeanteil von Spitzenlastkesseln gedeckt wird.

Erst auf dieser Grundlage lässt sich die Erhöhung des CO₂-Emissionsbudgets um die CO₂-Emissionen des KWK-Wärmeanteils nachvollziehen. In Abbildung 29 des NEP Strom 2030 fällt auf, dass sich die brennstoffspezifischen KWK-Strommengen zwischen den Szenarien B 2030 und B 2035 unterscheiden (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, S. 75). Entsprechend müsste sich auch das daraus abgeleitete CO₂-Emissionsbudget unterscheiden. In Tabelle 2 wird es jedoch in beiden Fällen mit 20 Mio. t angegeben (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, S. 31). Noch gravierender ist die Unsicherheit im Szenario C 2030, wo ein Großteil der KWK-Strommenge als „nicht bestimmbar“ dargestellt wird. Hier ist fraglich, wie die aus der KWK-Wärmeerzeugung resultierenden zurechenbaren CO₂-Emissionen dann bestimmt werden können.

¹ Bei der Berechnung wurde unterstellt, dass das noch verfügbare globale CO₂-Emissionsbudget gemäß der heutigen Bevölkerungsverteilung gleichmäßig aufgeteilt wird.

Kernaussagen:

- Die sektorspezifischen Minderungsziele aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sollten im 2. Entwurf des NEP Strom 2030 in den Szenarien B 2030 und B 2035 für den Stromsektor übernommen werden.
- Für das Szenario C 2030 sollte ein ambitionierteres CO₂-Minderungsziel für den Stromsektor angesetzt werden, welches ein aus dem Übereinkommen von Paris der COP 21 resultierendes Ziel für Deutschland anvisiert.
- Die Berechnung des CO₂-Anteils für die KWK-Wärmeerzeugung sollte detailliert und nachvollziehbar dargestellt werden (d.h. brennstoff- und technologiespezifische Aufschlüsselung der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung, inkl. CO₂-Aufteilungsfaktoren sowie Anteil der Nah- und Fernwärmeerzeugung durch Heizkessel).

4. Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO₂-Ziele

Im Gegensatz zum NEP Strom 2025 wird im NEP Strom 2030 keine Angabe gemacht, welcher Modellierungsansatz zur Einhaltung der nationalen CO₂-Ziele angewendet wird. Wie bereits in der Kommentierung des Szenariorahmens 2030 angemerkt, nimmt die Wahl des Modellierungsansatzes entscheidend Einfluss auf die Szenarioergebnisse und sollte aufgrund dessen transparent kommuniziert werden (vgl. Flachsbarth et al., 2016, S. 10f).

Auf der Informations- und Dialogveranstaltung der Entwürfe zum NEP Strom 2030 der Übertragungsnetzbetreiber in Berlin am 14.02.2017 konnte in Erfahrung gebracht werden, dass wie im NEP Strom 2025 mit dem Modellierungsansatz der Erhebung eines nationalen CO₂-Preisauflags für Deutschland gearbeitet wurde. Für die B-Szenarien wurde der nationale CO₂-Preis um ca. 10 €/t CO₂ angehoben. Diese Information sollte im 2. Entwurf des NEP Strom 2030 wieder transparent kommuniziert werden.

Der Modellierungsansatz der alleinigen Erhebung eines nationalen CO₂-Preises in Deutschland stellt einen Ansatz dar, in dem ausschließlich Deutschland die Einhaltung der Klimaschutzziele anstrebt. Jedoch ist zu beobachten, dass auch andere Länder wie Frankreich oder Großbritannien nationale Instrumente zur Reduktion der CO₂-Emissionen umsetzen. Es ist zudem unwahrscheinlich, dass Klimaschutzziele von einem einzelnen Staat verfolgt werden (vgl. z.B. Heitzig et al., 2011). Wie in der Kommentierung des Szenariorahmens angemerkt, benachteiligt die Modellierung eines nationalen CO₂-Preisauflages die deutschen Erdgaskraftwerke in der europäischen Merit-Order, so dass diese aus dem Markt gedrängt und die Import-Exportbilanzen stark verändert werden (vgl. Flachsbarth et al., 2016, S. 10f). Die Prämisse eines europäischen Klimaschutzbeitrags vorausgesetzt, wird es dadurch schwierig, sinnvolle Aussagen zum erforderlichen Stromnetzausbau zu machen.

Neben der Einführung eines nationalen CO₂-Preises gibt es eine Reihe weiterer möglicher Modellierungsinstrumente zur Einhaltung der Klimaschutzziele, die sich jedoch deutlich in ihrer Auswirkung auf den Kraftwerkseinsatz unterscheiden (vgl. Hermann et al., 2017). Aufgrund dessen wird empfohlen, als Modellierungsinstrument entweder einen erhöhten europäischen CO₂-Preis anzunehmen oder das Modellierungsinstrument des geordneten Kraftwerksausstiegs entsprechend der spezifischen CO₂-Emissionsintensität anzuwenden oder als Sensitivität zu rechnen.

Kernaussagen:

- Die Wahl des verwendeten Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO₂-Ziele sollte kommuniziert und quantifiziert werden.
- Der Modellierungsansatz der Erhebung eines ausschließlich nationalen CO₂-Preisauflags wird aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit und den daraus resultierenden starken Auswirkungen auf die Szenarioergebnisse als nicht zielführend betrachtet.
- Es wird empfohlen, als Modellierungsinstrument entweder die Erhebung eines europäischen CO₂-Preisauflags oder den geordneten Kraftwerksausstiegs nach dem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor zu wählen.

5. KWK-Stromerzeugung

Wie bereits in der Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP Strom 2025 angemerkt, ist es notwendig und möglich, die Annahmen und die Modellierung der KWK-Stromerzeugung nachvollziehbar darzustellen (vgl. Ritter et al., 2015, S. 11f). Die Berechnung und Ausweisung der KWK-Stromerzeugung ist auch im NEP Strom 2030 nur bedingt nachvollziehbar und teilweise unplausibel.

So ist beispielsweise die KWK-Strommenge aus Braunkohlekraftwerken auffallend hoch. Im Szenario A 2030 liegt sie bei gut 20 TWh (Wert aus Abbildung 29, S. 75 abgelesen, eine tabellarische Darstellung wäre hilfreich). Die elektrische Leistung der KWK-Scheibe wird jedoch mit 0,7 GW angegeben (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, S. 18). Selbst bei optimistisch angenommenen 7.100 Volllaststunden ließen sich damit jedoch nur 5 TWh KWK-Strom aus Braunkohle erzeugen. Es ist zu vermuten, dass anderweitiger Must-Run Strom fälschlicherweise als KWK-Strom deklariert wird.

Zudem fehlt in der ausführlichen Fassung von Kapitel 2 die Zuordnung des Kraftwerksparks zu den schwer nachvollziehbaren Kraftwerkskategorien „Marktbasierend“, „KWK“ und „Industrie/sonstige Versorgung“ für das Szenario C 2030. Für das Szenario C 2030 wird zudem die KWK-Strommenge als „Menge unbekannt“ dargestellt (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, S. 75 (Abb.29)), so dass nicht klar ist, ob überhaupt KWK-Strom von Großkraftwerken erzeugt wird oder ob überwiegend Heizkessel die Wärmeerzeugung übernehmen. Ähnliches gilt für die Szenarien A 2030 und B 2030: Bei vermutlich gleicher Wärmenachfrage ist die KWK-Stromerzeugung in Szenario A höher als in Szenario B, so dass als mögliches Unterscheidungsmerkmal die nicht dargestellte Wärmeerzeugung durch Heizkessel verbleibt.

Diese Problematik und Inkonsistenz verdeutlicht, dass für die KWK-Blöcke ergänzend auch die thermische Leistung der KWK-Scheibe, die Stromkennzahl sowie die zu deckende Wärmenachfrage dargestellt werden sollte. Ferner sollte auch die Wärmeerzeugung durch Spitzenlastkessel als Ergebnis der Strommarktmodellierung in Abgrenzung zur KWK-Wärmeerzeugung ausgewiesen werden. Dies ist insbesondere auch deshalb von Bedeutung, da darauf aufbauend das CO₂-Emissionsbudget für den Stromsektor erhöht wird und somit neben der Zielerreichung für die KWK-Stromerzeugung auch die Einhaltung des CO₂-Ziels von einer korrekt bilanzierten KWK-Stromerzeugung abhängt (vgl. Kapitel 3).

Zudem sollte das der Strommarktmodellierung vorgelagerte Modell zur Bestimmung der KWK-Restriktionen vom Energiewirtschaftlichen Lehrstuhl der Universität Duisburg-Essen ähnlich dem Vorgehen zur Lastdekomposition durch das Fraunhofer ISI, über ein Begleitdokument erläutert werden.

Kernaussagen:

- Die Bestimmung des KWK-Stromanteils ist nicht nachvollziehbar und in Teilen unplausibel (z.B. Braunkohle KWK und Szenario C 2030).
- Es fehlt eine klare brennstoffspezifische Parametrierung der KWK-Scheiben der Kraftwerksblöcke (thermische Leistung, Stromkennzahl und Wärmenachfrage).
- Die Höhe des KWK-Wärmeanteils wirkt sich auch auf das CO₂-Emissionsbudget aus, so dass die KWK-Ergebnisse detaillierter dargestellt werden sollten, inkl. der Wärmeerzeugung aus Heizkesseln.

6. Identifizierter Netzausbaubedarf

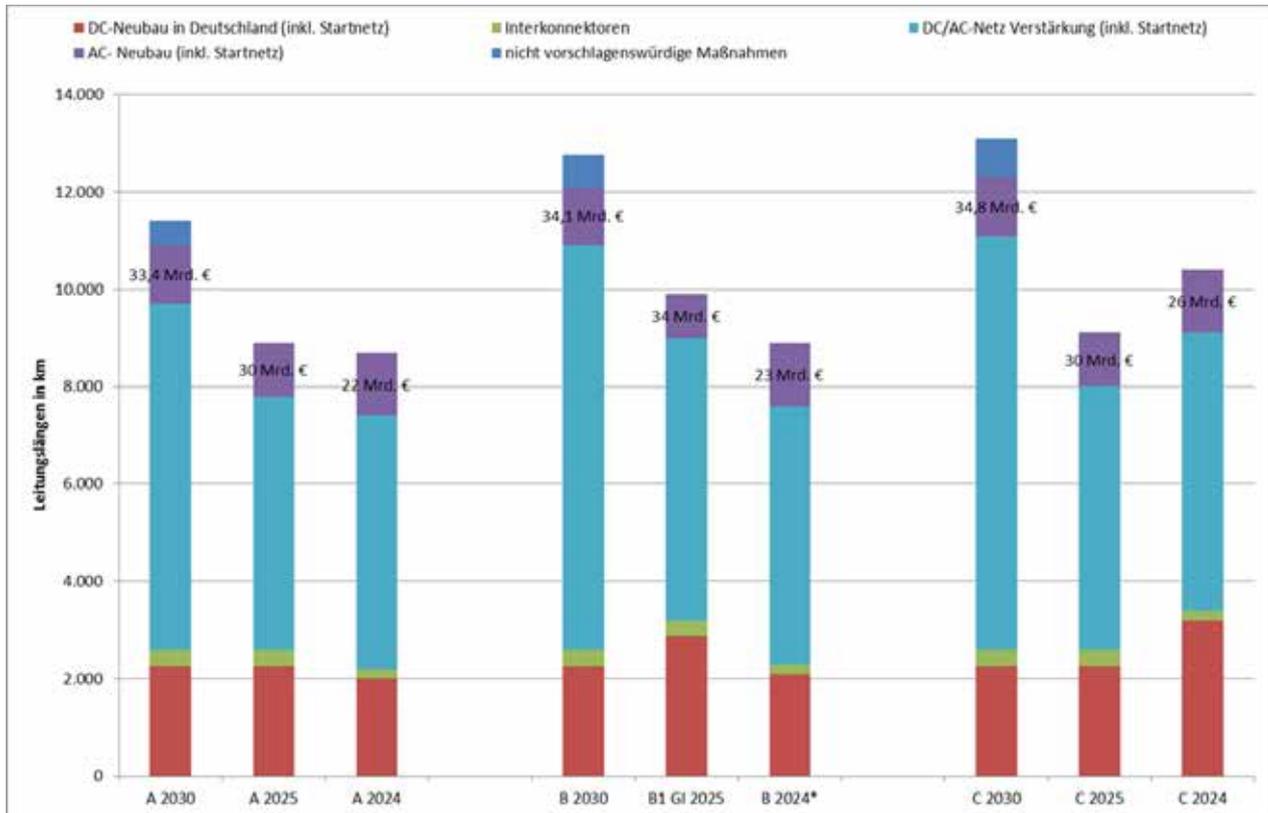
Der erste Entwurf des NEP Strom 2030 weist auf, dass der Netzausbaubedarf bis zum Szenariojahr 2030 im Vergleich zum NEP Strom 2025 in allen Szenarien zunimmt. Die Akzeptanz für Netzausbauvorhaben in der Bevölkerung variiert jedoch stark mit dem Treiber für diesen. So akzeptieren laut einer Umfrage 60% der befragten Personen Netzausbauvorhaben, sofern die Energiepolitik der Bundesregierung konsequent auf den Ausbau der erneuerbaren Energien ausgerichtet und der Netzausbau folglich durch diesen bedingt ist (vgl. Henseling et al., 2016, S.41). Kritik erfährt die Definition von Netzausbaubedarf insbesondere dann, wenn der Eindruck entsteht, das Stromnetz werde für Stromexporte von konventionell erzeugter Energie ausgebaut. Aufgrund dessen ist es von enormer Bedeutung, die Treiber für den szenarioabhängigen Netzausbaubedarf zu analysieren und in der Ergebnisdarstellung zu kommunizieren. Die Ergebnisdarstellung des NEP Strom 2030 verdeutlicht, dass dieser Bedarf nicht ausreichend berücksichtigt wird.

Als Beispiel soll die Ergebnisauswertung des Szenarios A 2030 hervorgehoben werden, da in diesem Szenario mit etwa 2.000 Trassen-km bereits der wesentliche zusätzliche Netzausbaubedarf im Vergleich zum NEP Strom 2025 erforderlich wird (vgl. Abbildung 6-1). Als Treiber für den zusätzlich entstehenden Netzausbaubedarf im Szenario A 2030 wird der Wechsel des Szenariojahres von 2025 auf 2030 und der in diesem Zeitraum stattfindende EE-Ausbau genannt (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, S. 88 und S. 90).

Eine Auswertung der Angaben in den Kapiteln 5 der NEP Strom 2025 und NEP Strom 2030 zeigt, dass im NEP Strom 2030 1.100 Trassen-km bereits bis 2025 zusätzlich zum Bedarf nach Szenario A 2025 aus dem NEP Strom 2025 in Betrieb genommen werden sollen. Damit ist dieser Bedarf unabhängig von dem Wechsel des Szenariojahres. Ein gesteigerter EE-Ausbau im Vergleich zum Szenario A 2025 des NEP Strom 2025 kann ebenfalls nicht identifiziert werden: Wird der EE-Zubau des Szenarios A 2030 auf das Jahr 2025 analog zu den Annahmen des NEP Strom 2030 interpoliert, so nimmt er im Vergleich zum Szenario A 2025 nicht zu, sondern geringfügig ab (vgl. Tabelle 6-1).

Dies legt nahe, dass etwa 50% des im Szenario A 2030 neu identifizierten Leitungsausbaubedarfs im Vergleich zum Szenario A 2025 des NEP Strom 2025 weder durch den Wechsel des Szenariojahres noch durch zusätzlichen EE-Ausbau bedingt ist. Die Frage nach dem Treiber bleibt ungeklärt.

Abbildung 6-1: Szenarioabhängige Netzausbaubedarfe der NEP 2024, 2025 und 2030 im Vergleich



Quelle: Öko-Institut e.V. (2017)

Tabelle 6-1: Vergleich der installierten EE-Leistungen zwischen den Szenarien A 2025 (NEP 2025) und A 2030 interpoliert auf das Szenariojahr 2025 (NEP 2030)

Installierte Leistung (in GW)	NEP 2030 A 2025 interpol.	NEP 2025 A 2025
Wind onshore	49,87	53,00
Wind offshore	10,67	8,90
Photovoltaik	52,23	54,10
sonstige EE		
SUMME	125,13	126,80

Quelle: Öko-Institut e.V. (2017)

Insgesamt macht die Ergebnisdarstellung der einzelnen Szenarien deutlich, dass die positiven Neuerungen des NEP Strom 2030 (neue Stromanwendungen, Flexibilität, Lastkurve) und der

Wechsel des Szenariojahres genauer analysiert und dargestellt werden sollten, um Akzeptanz für den zusätzlich entstehenden Netzausbaubedarf zu gewinnen. Wir empfehlen daher, insbesondere für die neuen Elemente des NEP Strom 2030 Sensitivitätsrechnungen durchzuführen, die deren Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf offenlegen.

Tabelle 6-2: Vergleich der angegebenen szenarioabhängigen Netzausbaubedarfe in Übersicht und als Summe über die Einzelmaßnahmen

Ausbaubedarfe in km (Einzelmaßnahmen NEP)	A 2030	B 2030	C 2030
Startnetz	2.126,50	2.126,50	2.126,50
DC-Neubau in Deutschland Zielnetz	2.270,00	2.270,00	2.270,00
AC- Neubau	740,00	740,00	740,00
DC/AC-Netz Verstärkung Zielnetz	6.130,60	6.644,60	6.746,60
Summe Übersicht NEP 2030	11.267,10	11.781,10	11.883,10
nicht vorschlagenswürdige Maßnahmen	500,00	650,00	800,00
Summe Übersicht NEP 2030	11.767,10	12.431,10	12.683,10
Ausbaubedarfe in km (Übersicht NEP)	A 2030	B 2030	C 2030
Startnetz	2.100,00	2.100,00	2.100,00
DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)	2.270,00	2.270,00	2.270,00
Interkonnektoren	330,00	330,00	330,00
AC- Neubau (inkl. Startnetz)	1.200,00	1.200,00	1.200,00
DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)	7.100,00	8.300,00	8.500,00
Summe Übersicht NEP 2030	10.900,00	12.100,00	12.300,00
nicht vorschlagenswürdige Maßnahmen	500,00	650,00	800,00
Summe Übersicht NEP 2030	11.400,00	12.750,00	13.100,00
Differenz zu Einzelmaßnahmen	- 367,10	318,90	416,90

Quelle: Öko-Institut e.V. (2017)

Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die Diskrepanz des angegebenen Netzausbaubedarfs zwischen den Übersichten (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, Tabellen 8 - 10) und den detaillierteren Auflistungen der Einzelmaßnahmen (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2017, Tabellen 14 - 18). Tabelle 6-2 bietet eine vergleichende Übersicht dieser Angaben.

Für das Szenario A 2030 wird in der Übersicht ein Netzausbaubedarf in Höhe von 11.400 Trassen-km angegeben, aus der Summe der Einzelmaßnahmen ergibt sich hier bereits ein Bedarf in Höhe von knapp 11.800 zusätzlichen Trassen-km. Bei den Szenarien B und C wird in der Übersicht vermutlich ein zu hoher zusätzlicher Netzausbaubedarf angegeben. Hier können etwa 320 Trassen-km im Szenario B 2030 bzw. etwa 420 Trassen-km im Szenario C 2030 nicht nachvollzogen werden. Diese Darstellung hat die negative Folge, dass der Leser den zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarf für die Klimaschutzszenarien überschätzt. Bei der Erstellung des 2. Entwurfs des NEP Strom 2030 sollten diese Angaben überprüft und ggf. korrigiert werden.

Kernaussage:

- Die neuen Elemente des NEP Strom 2030 wie die neuen Stromanwendungen, die Berücksichtigung von Flexibilität und die generische Lastzeitreihe werden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf nicht ausreichend analysiert und dargestellt.
- Zur Gewinnung von Akzeptanz für den zusätzlich entstehenden Netzausbaubedarf ist eine Analyse der Treiber notwendig.
- Es sollte ein Abgleich zwischen den angegebenen Netzausbaubedarfen der Übersicht und der Auflistung der Einzelmaßnahmen vorgenommen werden.

7. Integration eines Langfristszenarios zur Steigerung der Akzeptanz des Transformationspfades hin zu einer Erneuerbaren Energieversorgung

Die erste Resonanz auf die Veröffentlichung des 1. Entwurfs des NEP Strom 2030 zeigt, dass der im NEP Strom 2030 ermittelte zusätzlich erforderliche Netzausbaubedarf vermutlich auf eine geringe Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung stoßen wird. Gesellschaftliche Multiplikatoren, die sich vor Ort für eine höhere Akzeptanz für Netzausbauvorhaben engagieren, verlieren an Glaubwürdigkeit, wenn sie mit jeder Veröffentlichung eines NEP für weitere Netzausbauvorhaben in ihrer Region eintreten sollen. Es steht die Frage im Raum, ob der Netzausbaubedarf weiterhin kontinuierlich ansteigen würde.

In diesem Zusammenhang möchten wir erneut darauf hinweisen, dass der mit der Reduktion des 2035-Szenarios auf eine Nachhaltigkeitsprüfung des für das Szenariojahr 2030 identifizierten Netzausbaubedarfs einen Verzicht auf die Ausweisung des zusätzlichen Netzausbaubedarfs bis 2035 bedeutet (vgl. Ritter et al., 2015). Diese den Betrachtungshorizont einschränkende Veränderung steht dem oben geschilderten Bedürfnis der Stakeholder diametral entgegen.

Vielmehr macht dies die Erforderlichkeit eines Langfristszenarios deutlich, in dem ein Blick auf das Ende des Transformationspfades hin zu einer Erneuerbaren Energieversorgung geworfen wird. Da die abzudeckenden Zeithorizonte durch § 12a EnWG vorgegeben sind, könnte alternativ darüber diskutiert werden, ob sich das Szenario C nicht ebenso wie das Szenario A außerhalb der politischen Rahmenbedingungen bewegen und durch wesentlich höhere EE-Anteile (>85%) charakterisiert sein sollte. Der Blick auf das Ziel des Transformationsprozesses im Energiemarkt ist aus unserer Sicht zudem deshalb erforderlich, um ein nachhaltiges Zukunftsnetz zu entwickeln, welches keine Regret-Maßnahmen enthält und den zukünftigen Anforderungen genügt (vgl. Ritter et al., 2015).

Kernaussage:

- Aus Stakeholder-Perspektive besteht der Bedarf nach einem (Langfrist-)Szenario, welches einen Blick auf das Ende des Transformationspfades hin zu einer Erneuerbaren Energieversorgung ermöglicht, um für Akzeptanz des dazu erforderlichen Netzausbaubedarfs zu plädieren.
- Der Verzicht auf die Ausweisung des im Langfristszenario 2035 zusätzlich entstehenden Netzausbaubedarfs steht diesem Bedürfnis entgegen.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2016).
Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. 2. Entwurf.
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2017).
Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. 1. Entwurf.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2016).
Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung,
Berlin.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (Hg.) (2015):
Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für
System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Berlin.
- Flachsbarth, Franziska; Heinemann, Christoph; Ritter, David (2016): Kommentierung des
Szenariorahmens NEP 2030. Freiburg.
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2017).
Netzentwicklungsplan Strom. Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile.
Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), zuletzt
abgerufen am 28.02.2017.
- Heitzig, J., Lessmann, K., Zou, Y. (2011): Self-enforcing strategies for cooperation in the climate
mitigation game and other repeated public good games. Proceedings of the National Academy
of Sciences.
- Henseling, Christine; Evers-Wölk, Michaela; Oertel, Britta; Opielka, Michael; Kahlisch, Carolin
(Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2016): Ausbau der
Stromnetze im Rahmen der Energiewende. Karlsruhe.
- Hermann, Hauke; Loreck, Charlotte; Ritter, David; Greiner, Benjamin; Keimeyer, Friedhelm; Cook,
Vanessa (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur
Emissionsminderung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) (Climate Change, 02/2017).
- Öko-Institut e.V. & Prognos (2017). Zukunft Stromsystem - Kohleausstieg 2035. Vom Ziel her
denken (WWF Deutschland, Hrsg.), Berlin. Verfügbar unter
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-Kohleausstieg-2035.pdf>, zuletzt
abgerufen am 28.02.2017.
- Ritter, David; Flachsbarth, Franziska (2015): Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP 2025.
Freiburg.