

Kommentierung des ersten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Freiburg, 14.02.2020

Autoren

Dr. Matthias Koch
David Ritter
Christoph Heinemann
Öko-Institut e.V.

**Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir
uns einverstanden.**

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

1.	Unsere wichtigsten Punkte auf einen Blick	5
2.	Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion im Stromsektor und Szenariengestaltung	6
3.	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	6
4.	Entwicklung der erneuerbaren Energien	7
5.	Sektorenintegration und Stromverbrauch	7
6.	Speicherkapazitäten und Flexibilitäten	8
7.	Integrierte Netzentwicklungsplanung zwischen Strom und Gas	9
8.	Europäischer Rahmen	10

1. Unsere wichtigsten Punkte auf einen Blick

- Szenariengestaltung
 - Wir empfehlen im Szenariorahmen ein „Paris compatibles“ Szenario zu ergänzen, welches die zulässigen CO₂-Emissionen für den Stromsektor schneller absenkt als die unterstellte lineare Minderung. Für ein „Paris compatibles“ Szenario sind deutlich ambitioniertere Effizienzpfade, ein höherer EE-Ausbau und ein schnellerer Kohleausstieg erforderlich.
 - Wir empfehlen im Szenariorahmen ein Langfrist-Szenario für das Jahr 2050 zu ergänzen, welches den kompletten Transformationspfad aufzeigt.
 - Für das netzorientierte Szenario C 2035 empfehlen wir eine entsprechende Anpassung des EE-Mixes mit mehr PV-Strom (v.a. in NRW) und eine lastnähere Regionalisierung von onshore Wind in Süddeutschland.
 - Im Sinne der Szenarienvielfalt und bezüglich des Aspekts der Netzorientierung sollte bei PV-Batteriespeichersystemen eine größere Spannweite unterstellt werden.
- Darstellung und Erläuterung der Eingangsgrößen
 - Es sollte klargestellt werden, inwieweit sich die beiden Positionen „neue industrielle Großverbraucher“ und „Power-to-Gas“ beim Thema Wasserstoffherzeugung an Industriestandorten überschneiden.
 - Der Stromverbrauch für neue industrielle Großverbraucher sollte auch auf Branchen oder Prozesse bezogen dargestellt werden.
 - Um netzengpassverstärkende und netzengpassabschwächende Effekte vorab besser einschätzen zu können, halten wir eine zumindest auf Ebene der Bundesländer regionalisierte Darstellung des Flexibilitätspotenzials für sinnvoll.
 - Es sollte eine vollständige Liste der bereits bestehenden und der neu hinzukommenden Interkonnektoren vorgestellt werden, inklusive deren Übertragungskapazität.
 - Das Thema europäischer Handel sollte ausführlicher beschrieben werden, um eine sachliche Grundlage für dessen Auswirkungen auf den Netzausbau zu schaffen.
- Integrierte Netzplanung
 - Die Netzentwicklungspläne Strom und Gas sollten auf einem gemeinsam abgestimmten Szenariorahmen beruhen.
 - Übergeordnetes Ziel muss dabei sein, dass die Klimaschutzziele der Bundesregierung und der Europäischen Union für das Jahr 2030 und die angestrebte Treibhausgasneutralität bis 2050 in beiden Szenariorahmen Anwendung finden. Dies bedeutet, dass fossiles Erdgas langfristig nicht mehr als Energieträger eingesetzt werden kann.
 - Eine integrierte Netzentwicklungsplanung für den Strom- und Gassektor sollte die Konkurrenzsituation zwischen „Elektrifizierung“ und „Power-to-Gas“ über eine Optimierung des Gesamtsystems oder über geeignete Bandbreiten bei der Strom- und Gasnachfrage berücksichtigen.

2. Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion im Stromsektor und Szenariengestaltung

Das Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion im Stromsektor beinhaltet das Sektorziel für das Jahr 2030 aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 und verringert davon ausgehend die noch zulässigen CO₂-Emissionen für den Stromsektor linear auf dann 122 Mio. t CO₂ im Jahr 2035 bzw. 65 Mio. t. CO₂ im Jahr 2040. Dieser Minderungspfad stellt aus unserer Sicht nur eine Mindestanforderung dar. Für einen wirksameren Klimaschutz, der auch mit den Zielen des internationalen Abkommens von Paris aus dem Jahr 2015 vereinbar ist, ist eine deutlich schnellere Reduktion der Treibhausgasemissionen nötig.

Wir empfehlen deshalb im Szenariorahmen ein „Paris kompatibles“ Szenario zu ergänzen, welches beispielsweise bereits im Jahr 2035 nur noch 65 Mio. t. CO₂ für den Stromsektor zulässt. Dieses Szenario müsste einen deutlich schnelleren Ausstieg aus der Kohleverstromung und gleichzeitig deutlich höhere EE-Ausbauraten sowie Stromeffizienzzraten beinhalten. In jedem Fall sollten die Ergebnisse aus dem Netzentwicklungsplan bezüglich der Einhaltung der Klimaschutzziele aus dem Abkommen von Paris diskutiert und eingeordnet werden.

Hinsichtlich der Szenariengestaltung empfehlen wir zudem ein Langfrist-Szenario für das Jahr 2050 zu ergänzen, welches den kompletten Transformationspfad für den Stromsektor aufzeigt. Damit wird auch das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 aufgegriffen und es wird deutlich, wie ein treibhausgasneutrales Stromsystem aussehen könnte bzw. müsste. Aufgrund der höheren Unsicherheit müsste das Langfrist-Szenario nicht in einem zu den Hauptszenarien für die Jahre 2035 und 2040 vergleichbaren Detaillierungsgrad dargestellt werden. Das Langfrist-Szenario sollte aber den bis dahin erforderlichen Umbau im Stromsystem und die daraus resultierende Struktur der Übertragungsnetze für Strom zumindest grob skizzieren. Aus der Perspektive bis 2050 lassen sich dann auch die Effekte bzw. die Anforderungen an den Netzausbau in 2035 und 2040 besser einordnen.

Die Szenariengestaltung mit den zwei Achsen „Sektorenkopplung / Elektrifizierung“ und „Netzorientierung“ halten wir grundsätzlich für sinnvoll. Auch halten wir es im Sinne der Szenarien-Vielfalt für zulässig, in einzelnen Szenarien ein netzorientiertes Verhalten anzunehmen, für das es heute noch keine definierten rechtlichen Vorgaben oder Marktmechanismen gibt (wie zum Beispiel im Szenario C 2035). Es sollte jedoch als Gegenstück immer auch ein Szenario beibehalten werden, welches auf den aktuellen Rahmenbedingungen basiert (wie zum Beispiel im Szenario A 2035).

Eine Gestaltung der Szenarien mit dem Ziel bzw. mit dem erwarteten Ergebnis, tendenziell einen ähnlichen Netzausbauumfang in den untersuchten Szenarien zu ermitteln, halten wir nicht für sinnvoll. Vielmehr sollten im netzorientierten Szenario auch ein entsprechender EE-Mix und eine lastnähere Regionalisierung von onshore Wind und PV unterstellt werden. Im Szenario C 2035 könnte der PV-Stromanteil beispielsweise auf 30% erhöht werden, mit einer deutlichen Zunahme in Nordrhein-Westfalen. Der regionale Anteil von onshore Wind an der Stromerzeugung sollte sich zudem in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg im Rahmen der dortigen Potenzialgrenzen erhöhen und entsprechend in den nördlichen Bundesländern verringern. Auch konterkariert der höhere offshore Wind Ausbau im Szenario C 2035 den lastnäheren Zubau von onshore Wind. Die höhere PV-Stromerzeugung sollte deshalb bei offshore Wind in entsprechendem Umfang eingespart werden.

3. Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

Gemäß dem aktuellen Entwurf des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleausstiegsgesetz) endet die Kohleverstromung in Deutschland spätestens im Jahr

2038. Vor dem Hintergrund der Ankündigungen zum European Green Deal und der angestrebten Verschärfung des CO₂-Minderungsziels der Europäischen Union für das Jahr 2030 ist jedoch mit steigenden CO₂-Preisen zu rechnen, die die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Kohlekraftwerke deutlich verschlechtern können.

Vor diesem Hintergrund halten wir es für angemessen, nur im Szenario A 2035 noch Kohlekraftwerke zu berücksichtigen. Allerdings werden laut Anlage 2 zu § 42 und § 43 im aktuellen Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes im Jahr 2035 noch 7,8 GW Braunkohle in Betrieb sein und damit mehr als doppelt so viel Braunkohleleistung wie im Entwurf zum Szenariorahmen für das Szenario A 2035 unterstellt. Erst zum 31.12.2035 geht im Gesetzentwurf die installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken auf 6,2 GW zurück.

Im Gegenzug ist nach den aktuellen Planungen der Bundesregierung für das Jahr 2035 schon von einem nahezu vollständigen Ausstieg aus der Steinkohleverstromung auszugehen (nur noch 0,2 GW)¹, so dass im Szenario A 2035 alle Großkraftwerke mit Steinkohle außer Betrieb sein sollten.

In allen anderen Szenarien, insbesondere in den Szenarien B 2035 und C 2035, sollte weiterhin ein vollständiger Kohleausstieg bis 2035 unterstellt werden.

4. Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die angenommenen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien sind für die Erreichung der EE-Ausbauziele erforderlich, aber vor dem Hintergrund der aktuellen Rahmenbedingungen und der derzeitigen EE-Zubauraten eher unrealistisch. Von daher müssen in der anstehenden Novellierung des EEG deutlich höhere Zubauraten angestrebt werden und die Rahmenbedingungen für Planung und Genehmigung sowie der realisierbaren Vergütung müssen entsprechend gesetzt werden.

Die angenommenen pauschalen Volllaststunden der Erneuerbaren Energien erscheinen als Durchschnittswerte soweit realistisch. Für onshore Wind könnten die angesetzten Volllaststunden zwischen norddeutschen und süddeutschen Standorten differenziert dargestellt werden, um den höheren Zubaubedarf aufzuzeigen, der sich bei einer lastnäheren Regionalisierung in Süddeutschland ergeben würde. Für Biogasanlagen könnten die Volllaststunden auch auf 4.000 h reduziert werden, was zu einer höheren installierten BHKW-Leistung bei gleicher Jahresstromerzeugung führen würde. Damit würde eine flexiblere Fahrweise von Biogasanlagen ermöglicht werden, insbesondere zu Defizitzeiten.

Bezüglich des Rückbaus erneuerbarer Energien sollten wo möglich außer Betrieb gehende onshore Windanlagen durch größere Anlagen ersetzt werden (Repowering). Ist dies nicht möglich, so kommt auch ein Weiterbetrieb außerhalb des EEG in Betracht.

5. Sektorenintegration und Stromverbrauch

Für konventionelle Stromanwendungen wird in allen Szenarien ein Effizienzpfad von 0,5 %/a unterstellt. Diese Effizienzgewinne werden jedoch teilweise wieder kompensiert (z.B. durch Wirtschaftswachstum oder die Bevölkerungsentwicklung), so dass es bei konventionellen Stromanwendungen in der Nettobetrachtung nur zu einer Verbrauchsreduktion von 0,2 %/a kommt. Für ein „Paris compatibles“ Szenario sind jedoch deutlich höhere Effizienzpfade erforderlich.

¹ <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/fragen-und-antworten-zum-kohleausstiegsgesetz/>

Zu den konventionellen Stromanwendungen kommt noch der Stromverbrauch für die Sektorenintegration hinzu. Bei Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Gas hat sich im Szenario B 2035 im Vergleich zum NEP Szenariorahmen 2030 (Version 2019) der Stromverbrauch erhöht, was auf die erhöhte Anzahl an Elektrofahrzeugen (+50%), Wärmepumpen (+100%) und Power-to-Gas (+67%) zurückzuführen ist. Der angenommene Stromverbrauch liegt für Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Gas in der Bandbreite von anderen Studien (z.B. BMWi Langfristszenarien², BMU Klimaschutzszenarien³ oder BDI Klimapfade für Deutschland⁴).

Der Aspekt der zusätzlichen Elektrifizierung in der Industrie wird erstmalig im NEP Szenariorahmen berücksichtigt, so dass keine Vergleichswerte aus den Vorjahren vorliegen. Diese Ergänzung wird ausdrücklich begrüßt. Als neue Großverbraucher kommen die Chemische Industrie und die Stahlindustrie in Betracht, wenn diese ihre Produktionsprozesse auf mittels Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff umstellen. In der BDI Studie „Klimapfade für Deutschland“ sind diesbezüglich 130 TWh bis 190 TWh für die Stahlerzeugung und 30 TWh für die Ammoniaksynthese ausgewiesen (S. 154). In der VCI Roadmap Chemie 2050⁵ wird für die chemische Industrie eine Erhöhung des Strombedarfs um den Faktor 4 bis 11 bis zum Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien dargestellt. Es ist jedoch fraglich, ob der Wasserstoffbedarf in dieser Höhe ausschließlich in Deutschland produziert werden kann, so dass auch von Wasserstoffimporten auszugehen ist.

Im Szenariorahmen sollte klargestellt werden, inwieweit sich die beiden Positionen „neue industrielle Großverbraucher“ und „Power-to-Gas“ beim Thema Wasserstoffherzeugung an Industriestandorten überschneiden oder ob die Position „neue industrielle Großverbraucher“ überhaupt keine Elektrolyseanlagen beinhaltet. Um die Größenordnung des angenommenen Stromverbrauchs für neue industrielle Großverbraucher besser einschätzen zu können, sollte dieser auch auf Branchen oder Prozesse bezogen dargestellt werden.

Grundsätzlich ist die Elektrifizierung von Verbrauchssektoren (Sektorenintegration) auf Basis von erneuerbarem Strom ein effizientes Instrument zur Reduktion von Treibhausgasen. Wir unterstützen deshalb, dass in der Bandbreite der Szenarien im Szenario C 2035 ein hohes Maß an Sektorenkopplung angenommen wird.

Die Höhe der maximalen Stromnachfrage ist im Szenariorahmen nicht mehr explizit benannt und wird nur grob mit etwa 100 GW angegeben. Hier sollte klargestellt werden, dass sich die maximale Stromnachfrage erst in der Marktsimulation ergibt und nicht mehr vorab im Szenariorahmen festgelegt wird.

6. Speicherkapazitäten und Flexibilitäten

In Bezug auf PV-Batteriespeichersysteme wird für alle Szenarien eine installierte Leistung dezentraler PV-Batteriespeicher in Höhe von 20% der installierten Leistung von Gebäude-PV-Anlagen unterstellt. Das Einsatzverhalten der PV-Batteriespeicher folgt dabei dem Ziel der Eigenbedarfsmaximierung. Im Sinne der Szenarienvielfalt und bezüglich des Aspekts der Netzorientierung sollte hier eine größere Spannweite unterstellt werden, beispielsweise 20 % im Szenario A 2035, 35 % im Szenario B 2035 und 50 % in den Szenarien C 2035 und B 2040. Die Eigenbedarfsmaximierung sollte

² <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>

³ <https://www.bmu.de/download/ergebnisse-des-projekts-klimaschutzszenarien-2050/>

⁴ <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>

⁵ <https://www.vci.de/services/publikationen/broschueren-faltblaetter/vci-dechema-futurecamp-studie-roadmap-2050-treibhausgasneutralitaet-chemieindustrie-deutschland-langfassung.jsp>

dabei auch möglichst netzorientierend abgebildet werden, beispielsweise indem vorzugsweise in der Mittagszeit der Speicher beladen wird und nicht schon am Vormittag.

Zudem sollte das von den ÜNB dargestellte Flexibilitätspotenzial nach Region unterschieden werden. Insbesondere DSM-Optionen in der stromintensiven Industrie (z.B. die virtuelle Batterie von Trimet Aluminium) sind räumlich stark konzentriert. Werden Power-to-Heat und Power-to-Gas Anlagen nur als Flexibilitätsoptionen und nicht als zusätzliche Grundlasten betrieben, so können diese Flexibilität nur in eine „Richtung“ anbieten (nämlich die der Lasterhöhung). Sind sie in Gebieten mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien lokalisiert (z.B. in Norddeutschland), können sie dazu beitragen, ansonsten abgeregelte erneuerbare Energien zu nutzen anstatt abzuregeln. Andererseits können solche Anlagen Netzengpässe auch verstärken, wenn sie an Verbrauchsschwerpunkten angesiedelt sind und dort die Last weiter erhöhen. Um diese Effekte vorab besser einschätzen zu können, halten wir zumindest eine nach Bundesländern differenzierte Darstellung des Flexibilitätspotenzials für sinnvoll.

7. Integrierte Netzentwicklungsplanung zwischen Strom und Gas

Eine gute Abstimmung zwischen den Szenariorahmen Strom und Gas ist grundsätzlich sinnvoll. Übergeordnetes Ziel muss dabei sein, dass die Klimaschutzziele der Bundesregierung und der Europäischen Union für das Jahr 2030 und die angestrebte Treibhausgasneutralität bis 2050 in beiden Szenariorahmen Anwendung finden. Dies bedeutet, dass fossiles Erdgas langfristig nicht mehr als Energieträger eingesetzt werden kann.

Für eine erfolgreiche Dekarbonisierung stehen die Optionen „direkte Elektrifizierung von Sektoren“ (z.B. über Elektromobilität und Wärmepumpen) und „indirekte Elektrifizierung über synthetische Brennstoffe“ (z.B. über Wasserstoffelektrolyse und Brennstoffzellen, ggf. mit Methanisierung) teilweise in Konkurrenz zueinander. Eine integrierte Netzentwicklungsplanung für den Strom- und Gassektor sollte diese Konkurrenzsituation über eine Optimierung des Gesamtsystems oder über geeignete Bandbreiten bei der Strom- und Gasnachfrage berücksichtigen. Dabei sollte beachtet werden, dass die direkte Elektrifizierung gegenüber dem Einsatz synthetischer Brennstoffe deutliche Effizienzvorteile aufweist und somit die knappe Ressource „erneuerbarer Strom“ wesentlich besser genutzt werden kann. Der Bundesnetzagentur käme eine wichtige Rolle bei der Ausbalancierung der unterschiedlichen Perspektiven und Interessen der Betreiber von Strom-Übertragungsnetzen und von Ferngasnetzen zu.

Sollte der Netzentwicklungsplan Strom überwiegend die Option „direkte Elektrifizierung von Sektoren“ und der Netzentwicklungsplan Gas überwiegend die Option „indirekte Elektrifizierung über synthetische Brennstoffe“ berücksichtigen, so ergäbe sich ein insgesamt überdimensionierter Infrastrukturausbau bei den Strom- und Gasnetzen.

Als erster Schritt für eine integrierte Netzentwicklungsplanung sollten die Prozesse zeitlich synchronisiert werden, so dass beide Szenariorahmen in etwa zur gleichen Zeit vorgestellt, kommentiert und genehmigt werden können. Darüber hinaus sollten sich auch die Stützjahre für die Szenariorahmen Strom und Gas überschneiden und idealerweise werden auch für ausgewählte Parameter und deren Regionalisierung (z.B. installierte Leistung von Gaskraftwerken oder installierte Leistung von Elektrolyseuren mit Einspeisung in das Gasnetz) einheitliche Annahmen getroffen. Das Potenzial für inländisch erzeugbaren Wasserstoff wird dabei auch von den EE-Potenzialen in Deutschland und der Entwicklung der Stromnachfrage in allen Sektoren begrenzt.

Große Wärmenetze sollten auch in die integrierte Netzplanung eingeschlossen werden, v.a. wenn sie elektrische Wärmeerzeuger, wie z.B. Großwärmepumpen, verwenden.

Die Netzentwicklungspläne Strom und Gas können weiter getrennt voneinander berechnet werden, auch um die Komplexität im Prozess nicht unnötig zu erhöhen. Sie sollten jedoch auf einem gemeinsam abgestimmten Szenariorahmen beruhen.

8. Europäischer Rahmen

Die Wahl des europäischen Rahmens hat große Auswirkung auf die Ergebnisse in Deutschland. Es gibt Argumente, die für eine Anpassung des europäischen Rahmens je nach Szenario in Deutschland sprechen. Zugleich gibt es auch Argumente, die einen einheitlichen europäischen Rahmen sinnvoll erscheinen lassen.

Der Vorteil eines einheitlichen europäischen Rahmens für alle Szenarien in Deutschland ist, dass Veränderungen bei den Ergebnissen im Strommarkt und beim Netzausbau besser den Unterschieden im Szenariorahmen für Deutschland zugewiesen werden können. Nachteilig hieran ist jedoch, dass die generelle Ausrichtung in den Szenarien in Deutschland nicht immer mit der Ausrichtung des gewählten Szenarios für das europäische Umland übereinstimmt. Dabei wird dann auch ignoriert, dass die Transformation des Energiesystems unter einen starken gemeinsamen europäischen Rahmen erfolgt.

Insbesondere für das Szenario C 2035 scheint eine Variation des europäischen Rahmens erforderlich. Basierend auf der Storyline würde sich das Szenario „Distributed Energy“ aus dem TYNDP 2020 anbieten. Für PV stimmen dort die für Deutschland getroffenen Annahmen gut mit den installierten Kapazitäten in Szenario C 2035 überein. Deutliche Unterschiede sind jedoch bei offshore Wind zu erkennen (siehe hierzu auch Kapitel 2).

Entsprechend unserer Empfehlung, dass für Deutschland mindestens ein Szenario entwickelt werden sollte, welches die Klimaschutzziele des Abkommens von Paris umsetzt, sollte für solch ein Szenario in jedem Fall auch ein höheres klimapolitisches Ambitionsniveau in Europa berücksichtigt werden. Prinzipiell würde sich hier ebenfalls das Szenario „Distributed Energy“ anbieten. Jedoch haben wir Bedenken, ob dieses Szenario in der aktuellen Entwurfsversion für die Erfüllung der Paris-Ziele ausreicht⁶. Gleiches gilt für das Szenario Global Climate Ambition.

Auf der Liste der berücksichtigten Interkonnektoren (Tabelle 35 im Szenariorahmen) sind die Interkonnektoren, die bereits heute betrieben werden oder sich im Bau befinden, nicht aufgeführt. Als Grundlage für die Diskussion zum europäischen Stromhandel und den zugrunde liegenden europäischen Verbundzielen empfehlen wir eine ausführlichere Darstellung der Interkonnektoren (inkl. deren Übertragungsleistung) und eine weitergehende Erläuterung zu den daraus folgenden Wechselwirkungen mit dem Netzausbau in Deutschland. Für diesen Themenkomplex sollte eine breitere Informationsgrundlage geschaffen werden, da hier grundsätzliche Bedenken und Fehleinschätzungen in der öffentlichen Debatte erkennbar sind.

Grundsätzlich ist dazu anzumerken, dass im Szenariorahmen der EE-Anteil im europäischen Stromverbund je nach gewähltem TYNDP Szenario im Jahr 2040 zwischen 70 % und 80 % liegen wird. Der sich in der Marktsimulation ergebende europäische Stromaustausch wird dann vorrangig auf den räumlichen Ausgleich der verschiedenen erneuerbaren Energien, einschließlich der Nutzung von Pump- und Speicherwasserkraftwerken als Flexibilitätsoption, zurückzuführen sein. Für einen stabilen Ausgleich von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Stromnachfrage sind deshalb ausreichende Netzkapazitäten erforderlich, sowohl zwischen den Regionen in Deutschland als auch zwischen den Ländern in Europa.

⁶ <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Commentary-TYNDP2020-draft-scenarios.pdf>