

19. Oktober 2021

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Vorläufige Prüfungsergebnisse zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021)

Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur

Version: August 2021

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Grundlegende Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätssektors	3
2.1	Einhaltung der Klimaschutzziele	3
2.2	Veränderter Kraftwerkspark und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen	4
2.3	Anstieg des Stromverbrauchs durch fortschreitende Elektrifizierung	5
3	Veränderungen des Starnetzes	5
4	Optimale Auslastung der Bestandsnetze	6
4.1	Innovative Technologien (Ad-hoc-Maßnahmen)	6
4.2	Netzbooster	7
4.3	Spitzenkappung	8
4.4	Verteilnetzorientierte Betriebsweise „neuer“ Stromanwendungen	9
5	Offshore-Windparks	9
6	Stromangebot und Entwicklung des Kraftwerksparks	9
7	Nutzung von Flexibilitätspotenzialen	10
8	Synchronisation des NEP mit anderen Planungsinstrumenten	11
8.1	Synchronisation mit dem Flächenentwicklungsplan	11
8.2	Synchronisation mit dem NEP Gas und Verortung von Elektrolyseuren ..	11
8.3	Zusammenfassung	12

1 Einleitung

Der BDEW begrüßt die durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 9. August 2021 veröffentlichten vorläufigen Prüfungsergebnisse zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) sowie den parallel vorgelegten Umweltbericht. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 29. Januar 2021 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans veröffentlicht und diesen nach inhaltlicher Prüfung im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen überarbeitet. Die vorläufigen Prüfungsergebnisse der BNetzA beziehen sich auf den daraus resultierenden zweiten Entwurf, der am 26. April 2021 veröffentlicht und an die BNetzA übergeben wurde.

Gemäß den Ausführungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sichert die Planung des NEP 2035 (2021) die Integration von über 70 % Erneuerbaren Energien in 2035 (Anteil am Bruttostromverbrauch) und berücksichtigt die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050.

Der BDEW bedauert, dass dem Markt keine Gelegenheit mehr gegeben wurde, den zweiten Entwurf des NEP zu prüfen und zu kommentieren, bevor dieser der Bundesnetzagentur vorgelegt wurde.

Vor dem Hintergrund der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2035 durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation mit der Enthaltung der Übertragungsnetzbetreiber.

2 Grundlegende Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätssektors

2.1 Einhaltung der Klimaschutzziele

Der dem NEP Strom zugrundeliegende Szenariorahmen fördert in allen drei Szenarien das Ziel der Erreichung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele. Der BDEW unterstützt diesen Ansatz und weist auf verstärkten Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien hin (s. u.).

Wir teilen ausdrücklich die Einschätzung der BNetzA, dass die jetzt für bestätigungsfähig angesehenen Netzentwicklungsmaßnahmen die Untergrenze des Netzausbaubedarfs bis 2035 darstellen. Sie basieren auf einem Szenariorahmen, der, da im Juni 2020 erstellt, die mit dem Klimaschutzgesetz 2021 verschärften Klimaziele nicht berücksichtigen konnte. Mit einer Beschleunigung des EE-Ausbaus bis 2030 und einer weiteren Erhöhung des Stromverbrauchs dürfte der Netzausbaubedarf künftig noch zulegen bzw. auch früher zu realisieren sein. Entsprechende Entwicklungen sind aber erst im kommenden Szenariorahmen abzubilden.

Wir schlagen diesbezüglich auch vor, im kommenden Szenariorahmen von der momentanen Leitlinie der Minimierung des Netzausbaubedarfs auf Basis derzeit gültiger Vorhaben und Bedarfe - zumindest in einem Szenario – abzugehen: ausgehend vom Ziel der Klimaneutralität in 2045 sollte der Ausbaubedarf für erneuerbare Energien und andere Klimaschutztechnologien (E-Mobilität, Wärmepumpen, Speicher) sowie für gesicherte Leistung und Flexibilität für die Stichjahre des NEP durch Rückwärtsrechnung bestimmt werden und damit eine stärker am Zielbild orientierte Netzentwicklungsplanung

ermöglicht werden, die auch künftige Bedarfe (Maximierung der Integration von Erneuerbaren auf Basis des Ziels der Klimaneutralität in 2045) flexibler einbezieht.

Aus diesem Grunde begrüßt der BDEW die Entscheidung der BNetzA ausdrücklich, die Szenarien C 2035 sowie B 2040 als Planungshypothese zu verwenden, um möglichst vorausschauend im Hinblick auf die verstärkten Klimaschutzmaßnahmen planen zu können.

In diesem Zusammenhang sind aus Sicht des BDEWs jedoch außerdem zwei weitere Dinge zu prüfen: Einerseits sollte nun ein verstärktes Augenmerk auf Maßnahmen gerichtet werden, welche momentan als nicht bestätigungsfähig angesehen werden, aber schon heute auf die verstärkten Anstrengungen im Klimaschutz einzahlen könnten. Andererseits gilt es im Sinne einer vorausschauenden Planung die Maßnahmen vorzuziehen, die zwar als bestätigungsfähig bewertet werden, im Hinblick auf die zusätzliche und vorgezogene Integration erneuerbaren Stroms, speziell aus der Windenergie Offshore, jedoch zu spät realisiert würden.

2.2 Veränderter Kraftwerkspark und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen

Der Szenariorahmen berücksichtigt in allen drei Szenarien richtigerweise sowohl den Kernenergieausstieg bis Ende 2022 als auch den mittlerweile ebenfalls gesetzlich vorgezeichneten Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038. Die Szenarien B und C gehen sogar bereits von einem Kohleausstieg bis 2035 aus. Je nach Szenario und Zeithorizont müssen die Erneuerbaren Energien von 124 GW im Jahr 2019 auf zwischen 233 und 270 GW ausgebaut werden. Der BDEW teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass im Vergleich zu heute ein erheblich beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich ist, um diese Werte erreichen zu können.¹

In Bezug auf den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark, der zur Integration der großen Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung möglichst flexibel auszugestaltet sein wird, teilt der BDEW die Auffassung, dass diese Flexibilisierung notwendig, im derzeitigen System und dem damit verbundenen

¹ Vgl. 1. Entwurf des NEP, S.13: Aus Sicht des BDEW müssen nicht nur die EE-Ausbauziele erhöht, sondern auch die Rahmenbedingungen für einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien geschaffen werden. So stellen derzeit beispielsweise in einigen Bundesländern restriktive Vorgaben bzw. entsprechende Planungen für den Abstand zur Wohnbebauung ein erhebliches Hindernis für den Ausbau der Windenergie onshore dar.

regulatorischen Rahmen jedoch nicht abgebildet ist. Zur Erreichung des gezeichneten Zielbildes hält es der BDEW daher für dringend erforderlich, die benötigten Anreize zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks zu schaffen sowie die marktbasierete Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität prozessual und regulatorisch zu ermöglichen. In diesem Kontext sollten auch die Flexibilitätspotenziale von abschaltbaren Lasten durch eine Weiterführung der derzeit befristeten Abschaltbare-Lasten-Verordnung nutzbar gemacht werden.

2.3 Anstieg des Stromverbrauchs durch fortschreitende Elektrifizierung

In allen drei Szenarien des Szenariorahmens wird von einem steigenden Bruttostromverbrauch ausgegangen. Bereits in Szenario A, das von einer vergleichsweise geringen Sektorkopplung ausgeht, steigt der Bruttostromverbrauch von rund 585 TWh im Jahr 2018 deutlich auf 650 TWh in 2035 an. In Szenario B werden zum selben Zeitpunkt 667 TWh erwartet, in Szenario C sogar 700 TWh.

Nach Ansicht des BDEW spiegelt Szenario C die mögliche Entwicklung der Elektrifizierung und in der Folge auch den ansteigenden Jahresbruttostromverbrauch am realistischsten wider.

Möglicherweise fällt dieser jedoch noch etwas stärker aus. Der BDEW geht davon aus, dass insbesondere durch die Entwicklungen bei der Elektromobilität der Jahresbruttostromverbrauch bereits im Jahr 2030 eine Höhe von 700 TWh erreichen wird. In der Folge würde auch der hiermit korrelierende Netzausbaubedarf entsprechend früher entstehen.²

3 Veränderungen des Startnetzes

Gegenüber dem NEP 2030 (2019) verändern sich Umfang und Kostenvolumen des Startnetzes deutlich. Der Grund ist, dass für die Gleichstrom-Projekte DC1-5 die Planfeststellungsverfahren eröffnet wurden, so dass die Projekte vom Zubau in das Startnetz überführt wurden.

Die Veränderungen sind sachgerecht. Es ist hilfreich, dass mit der Überführung der genannten Projekte in das Startnetz die Kostendimension sowie der Umfang der mittelfristig anstehenden Netzausbau- sowie Netzverstärkungsmaßnahmen deutlicher wird.³

² Vgl. BDEW-Presseinformation: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-stromverbrauch-auf-rund-700-milliarden-kilowattstunden/>

³ Vgl. 2. Entwurf des NEP S.132 ff.

Die beschriebene Einordnung als Startnetz betrifft insbesondere auch Vorhaben, die bei den örtlich Betroffenen weiterhin umstritten sind, wie beispielsweise die HGÜ-Korridore. Diese Vorhaben wurden in den vergangenen Jahren in unterschiedlichsten Szenarien auf ihren Bedarf hin untersucht, der sich jedes Mal nachdrücklich bestätigt.

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA auch dieses Jahr betont, dass noch erhebliche Defizite beim Netzausbau und damit erhebliche Defizite bei der immer dringlicher werdenden praktischen Umsetzung eines wirksamen Klimaschutzes bestehen. Der auch durch den Gesetzgeber im BBPlG dreimal bestätigte Bedarf an diesen Leitungen muss daher im Startnetz als gegeben angesehen werden.⁴

4 Optimale Auslastung der Bestandsnetze

4.1 Innovative Technologien (Ad-hoc-Maßnahmen)

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde durch den Einsatz innovativer Betriebskonzepte sowie bereits genehmigter Instrumente wie Freileitungsmonitoring (FLM), Hochtemperatur-Leiterseile (HTL), Blindleistungskompensationsanlagen und aktive Elemente zur Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz (z. B. Phasenschieber-Transformatoren (PST) innerhalb Deutschlands und zu den Nachbarländern), aber auch reaktiver Systemführung konsequent eine höhere Auslastung des Bestandsnetzes simuliert. Der Einsatz dieser Technologien wird auch im aktuellen NEP 2035 (2021) fortgeschrieben.⁵

Der BDEW unterstützt grundsätzlich den Einsatz innovativer Technologien zur Optimierung bzw. möglichen höheren Auslastung des Bestandsnetzes, da diese zum einen das Ziel verfolgen, Netzausbaumaßnahmen auf ein notwendiges Maß zu begrenzen, sowie zum anderen kurz- und mittelfristig Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch bzw. Einspeisemanagement zu reduzieren. Dies erhöht aus Sicht des BDEW die Akzeptanz der fortschreitenden Energiewende in der Bevölkerung. Insbesondere in der Kopplung dieser innovativen Technologien mit dem Einsatz einer innovativen Systemführung (DSA) lassen sich jedoch zusätzlich zum konkreten, unbedingt erforderlichen Netzausbau weitere Potentiale für die Integration zusätzlicher Mengen erneuerbaren Stroms heben. Damit hier eine zeitnahe Implementierung (vor 2030) dieser Innovationen erfolgen kann, bedarf es einer entsprechenden Ausgestaltung technischer Regelwerke sowie des gesetzlichen Rahmens.

Sofern die Potenziale der vorgesehenen innovativen Technologien allerdings geringer als angenommen genutzt werden können, muss der Netzausbaubedarf angepasst werden.

⁴ Vgl. Vorläufige Prüfungsergebnisse zum NEP S.36

⁵ Vgl. 2. Entwurf des NEP S.127 f.

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA betont, dass das Maß an verbleibenden Engpässen im Zieljahr nicht zu groß werden darf, falls keine innovativen Maßnahmen identifiziert werden können. Nur so kann sichergestellt werden, dass ein sicherer Netzbetrieb nicht gefährdet wird.⁶

4.2 Netzbooster

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde das Konzept des Netzboosters eingeführt, das aus strategisch günstig positionierten Lasten oder steuerbarer Erzeugung – einem Engpass vorgelagert – sowie aus großen Batteriespeichern – einem Engpass nachgelagert an strategisch günstigen Netzknoten – besteht und durch die Erweiterung des (n-1)-Kriteriums eine Höherauslastung der Bestandsleitungen ermöglichen soll.

Der BDEW begrüßt, dass der aktuelle Entwurf des NEP mit Blick auf Netzbooster ausschließlich die von der BNetzA im finalen NEP 2030 (2019) genehmigten Projekte aufführt und sich das damit verbundene Einsatzkonzept auf den kurativen Redispatch-Einsatz begrenzt. Darüber hinaus sollten Anlagen nur dann als Netz-Assets geplant werden, wenn die von ihnen bereitgestellten Dienstleistungen ausschließlich für den sicheren Netzbetrieb benötigt werden. Es ist zu prüfen, ob diese Dienstleistungen nicht auch durch dritte Anbieter bereitgestellt werden können. Ein solcher „Markttest“ ist zwingende Voraussetzung für den BDEW, wozu er bereits ein umfassendes Konzept erarbeitet hat. Dieses folgt der Logik von Art. 54 (4) der Strombinnenmarkt-Richtlinie (RL (EU) 2019/944, kurz: BMRL). Die entsprechende Umsetzung in nationales Recht ist im Juni 2021 erfolgt (EnWG-Novelle 2021 §11a und §11b).

Klarer abzugrenzen und zu definieren bleibt aus Sicht des BDEW das Einsatzkonzept der Netzbooster. Um in ihrer Ausgestaltung keine Konkurrenz zu marktlichen Systemdienstleistungen darzustellen und keine Verzerrungen im Markt zu erzeugen, ist sicherzustellen, dass u. a. keine Primärreserveleistung ersetzt werden darf.

Die Ausführungen der ÜNB hinsichtlich der Ausgestaltung der Netzbooster beziehen sich auf die Übernahme von Funktionen des kurativen Redispatch. Um diese Funktion bzw. den Einsatzzeitpunkt und -zweck genauer zu definieren, sollte eine Definition (ggfs. analog zur Ausgestaltung des Art. 54 i. V. m. Art. 2 BMRL) sowie eine Abgrenzung der Begrifflichkeiten „präventiver“ und „kurativer Redispatch“ unter Einordnung des Einsatzzeitpunktes in den Planungs- und Datenaustauschprozess erfolgen. Eine auf präventive Engpassbewirtschaftung abzielende Funktionserbringung muss aus Sicht des BDEW technologieneutral in einem transparenten und diskriminierungsfreien Prozess marktlich ausgeschrieben werden. Dies entspräche der Logik des Artikels 54 der BMRL, in dem das generelle Verbot des Besitzes und

⁶ Vgl. Vorläufige Prüfungsergebnisse zum NEP S.35

Betriebs von Speichern durch Netzbetreiber sowie davon abweichende Sonderregelungen unter bestimmten Voraussetzungen geregelt ist.

Generell müssen Systemdienstleistungen von Speichern zur Engpassbewirtschaftung i. S. des Redispatch nach Auffassung des BDEW über technologieoffene, diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibungen marktlich beschafft werden, es sei denn, die Regulierungsbehörden haben festgelegt, dass die Beschaffung dieser Leistungen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würde. Die technischen und betrieblichen Anforderungen, die zur Erbringung der gewünschten Systemdienstleistung erforderlich sind, sollten in diesem Fall von den Netzbetreibern definiert und in den Markt kommuniziert werden. Hiermit ist nicht ausschließlich die Beschaffung von Systemdienstleistungen aus neu zu errichtenden „Netzboostern“ gemeint, sondern insbesondere auch eine temporäre Beschaffung einer „Netzbooster-Qualität“ von Betreibern mit existierenden Anlagen (PSW, schnellstartende Gasturbinen etc.). Sollte die noch laufende Prüfung der BNetzA den Bedarf an derartigen innovativen Konzepten bestätigen, sollte der Rollout zeitnah und zeitlich verbindlich in Angriff genommen werden.

4.3 Spitzenkappung

Die BNetzA weist in ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen zum NEP darauf hin, dass die ÜNB die Spitzenkappung nach § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG zu beachten haben.⁷

Wie schon in den vorherigen NEP haben die ÜNB entsprechend der Vorgabe der BNetzA in allen Szenarien eine reduzierte Einspeiseleistung von Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen vorgesehen. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Reduzierung je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen darf. Die aufgrund der Spitzenkappung nicht eingespeisten Strommengen werden im Jahr 2035 auf 5,0 TWh (Szenario A) bzw. 5,3 TWh (Szenarien B und C) geschätzt. Allerdings sind zwei Punkte zu beachten:

- 95 % der Onshore-Windenergieanlagen und 100 % der Photovoltaikanlagen sind nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen. Deshalb sind die Spitzenkappungspotenziale der verbleibenden Anlagen sehr gering. Für die Nutzung dieser Potenziale an den Verknüpfungsstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz sollten die Angaben der Verteilnetzbetreiber zwingend berücksichtigt werden.
- Zudem ist derzeit nicht erkennbar, dass die maximal mögliche Spitzenkappung i.H.v. 3 % zukünftig planerisch in allen Verteilnetzen angewendet bzw. komplett ausgeschöpft wird. Zu bedenken ist, dass gemäß § 11 Abs. 2 EnWG keine Pflicht zur Anwendung der Spitzenkappung

⁷ Vgl. Vorläufige Prüfungsergebnisse zum NEP S.34

besteht. Es handelt sich vielmehr um ein mögliches Planungsinstrument, das die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in ihrer Netzplanung berücksichtigen können. Aus Sicht des BDEW sollte die Spitzenkappung auch zukünftig eines der Instrumente bleiben, welches die VNB je nach Situation zielgerichtet anwenden können.

Hierdurch besteht das Risiko der Unterschätzung des tatsächlichen Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz.

4.4 Verteilnetzorientierte Betriebsweise „neuer“ Stromanwendungen

Für die im Szenariorahmen definierten „neuen“ Stromanwendungen Elektromobilität und elektrische Haushaltswärmepumpen wird im NEP eine verteilnetzorientierte Betriebsweise angenommen. Durch diese Annahme wird jedoch nicht nur die netzauslegungsrelevante Spitzenlast im Verteilnetz reduziert, sondern implizit fällt auch die für das Übertragungsnetz anzusetzende netzauslegungsrelevante Spitzenlast um bis zu knapp 5 GW geringer aus (vgl. NEP Abbildung 8 und 9). Ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen (vgl. zurückgezogener Referentenentwurf zum § 14a EnWG) wird eine sowohl den Übertragungsnetzausbau als auch den Verteilnetzausbau reduzierende Wirkung durch eine netzorientierte Betriebsweise mit Spitzenlast reduzierenden Effekten nicht realisierbar sein.

5 Offshore-Windparks

Der grundsätzliche Ansatz für die Einspeisung von Offshore-Windparks über Gleichstromleitungen eine Kombination aus küstennahen Netzverknüpfungspunkten und weit im Binnenland liegenden Netzknoten vorzusehen, ist sehr zu begrüßen. Dies kann zur Entlastung von Wechselstromnetzgebieten führen und ermöglicht die Anbindung von Onshore-Windparks an küstennahen Netzknoten an die entsprechenden DC-Leitungen. Der BDEW möchte an dieser Stelle darauf hinweisen, dass diese Netzanbindungen aufgrund der gestiegenen Klimaschutzziele und des beschleunigten EE-Ausbaus möglichst schnell umzusetzen sind.

6 Stromangebot und Entwicklung des Kraftwerksparks

Wenngleich sich die vorliegende Konsultation mit dem Netzentwicklungsplan befasst, möchte der BDEW die Gelegenheit ergreifen, noch einmal auf die Annahmen des Szenariorahmens hinsichtlich der Entwicklung des Kraftwerksparks einzugehen.

Die bisherigen Annahmen des Szenariorahmens machten deutlich, dass Deutschland in einer Versorgungssicherheits-Engpasssituation künftig nur unter Zugrundelegung bestimmter Wahrscheinlichkeiten seine Stromnachfrage aus inländischer Erzeugung decken kann. Aufgrund fehlender Investitionsanreize auch in konventionelle Erzeugungseinheiten ist es aus Sicht des BDEW aktuell nicht absehbar, dass der benötigte Zubau an gesicherter Leistung über marktliche Anreize abgebildet wird. Dennoch geht der

Netzentwicklungsplan – wie auch der zugrundeliegende Szenariorahmen – von einem erheblichen Zubau von Gaskraftwerken in Deutschland aus, der jedoch aus Sicht des Marktes keineswegs absehbar ist. Auch für das benachbarte Ausland gelten ähnlich schwierige Investitionsbedingungen, so auch der (temporäre) Stromimport keine verlässliche Option darstellt.

Aus Sicht des BDEW ist daher unklar, ob genug gesicherte Leistung zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland bestehen wird. Vor dem Hintergrund diverser energiepolitischer Eingriffe (z. B. Kohleausstieg, Beschränkung der beihilferechtlichen Sicherheit für KWK-Anlagen auf Inbetriebnahmen bis Ende 2026, Ausbaudeckelung einzelner EE-Technologien) und damit verbundener Investitionsunsicherheiten sowie des immer wieder gehemmten Ausbaus der Erneuerbaren Energien weist der BDEW wiederholt auf das Zusteuern auf eine versorgungsseitige Unterdeckung der Nachfrage hin. Dies betrifft auch den wärmeseitig induzierten Kapazitätszubau von Anlagen in der Kraft-Wärme-Kopplung: Hier erwartet der BDEW, dass die Investitionen weit hinter den Prognosen gemäß Monitoringbericht des BMWi zurückbleiben werden, sofern nicht die für die erforderlichen Investitionen benötigten Rahmenbedingungen geschaffen werden.

7 Nutzung von Flexibilitätspotenzialen

Die Stromerzeugungskapazitäten müssen nicht nur in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Zudem sind ergänzend zu den fluktuierend einspeisenden Erzeugungstechnologien solche Elemente im Strommarkt erforderlich, die flexibel und planbar einsetzbar sind. Nicht nur für Stromerzeugungstechnologien, sondern auch für Speicher muss der rechtliche Rahmen so gestaltet werden, dass Investitionen ermöglicht werden.

Ein weiteres Instrument, das helfen kann, Stromangebot und Stromnachfrage in Einklang zu bringen und einer Deckungslücke in Deutschland vorzubeugen, ist die Flexibilisierung des industriellen Stromverbrauchs. Hierfür hat sich die Abschaltbare-Lasten-Verordnung für industrielle Lastreduktion im Bedarfsfall als sinnvoll erwiesen. Sie ist allerdings derzeit bis Mitte 2022 befristet und muss aus Sicht des BDEW darüber hinaus verlängert werden.

Die ÜNB beschreiben in ihrem 2. Entwurf des NEP, dass einige Konsultationsteilnehmer den Wunsch eines rein marktbasiereten Einsatzes der genannten Flexibilitätspotenziale geäußert haben.⁸

⁸ Vgl. 2. Entwurf des NEP S.37

Der BDEW begrüßt, dass die aktive Diskussion und die konkreten methodischen Änderungsvorschläge für den kommenden Szenariorahmenentwurf zum nächsten NEP 2035 (Version 2023) geprüft werden sollen.

8 Synchronisation des NEP mit anderen Planungsinstrumenten

8.1 Synchronisation mit dem Flächenentwicklungsplan

Der BDEW sieht weiterhin einen dringenden Handlungsbedarf bei der Synchronisierung mit dem Zyklus des Netzentwicklungsplans Strom (NEP, alle zwei Jahre) und dem Flächenentwicklungsplan (FEP, mindestens alle 4 Jahre). Die ÜNB haben im zweiten Entwurf des NEP die Festlegungen des FEP 2020 bestmöglich integriert.⁹ Da sich bei der für den NEP 2035 (2021) durchgeführten Modellierung und Netzanalyse durch die ÜNB aufgrund fehlender Festlegungen des aktuellen FEP 2020 über das Jahr 2030 hinaus Inkonsistenzen ergeben können und davon abgeleitet eventuell nicht ausreichende Maßnahmen für das landseitige Netz resultieren, welche wiederum zu Netzengpässen führen können, würde es der BDEW begrüßen, wenn die Bearbeitungszyklen von NEP und FEP zukünftig besser synchronisiert werden.

8.2 Synchronisation mit dem NEP Gas und Verortung von Elektrolyseuren

Die ÜNB beschreiben, dass sie bereits im Szenariorahmenentwurf eine netzorientierte Regionalisierung von Elektrolyseuren in Höhe von 3 GW für das Szenario C 2035 vorgeschlagen haben, um eine räumliche Nähe der Elektrolyseure zu den Schwerpunkten der Stromerzeugung aus Windenergie zu gewährleisten. Diesem Vorschlag einer primär netzorientierten Regionalisierung eines großen Teils der Elektrolyseanlagen – zumindest in einem netzorientierten Szenario – ist die BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens nicht gefolgt.¹⁰

Der BDEW möchte nochmals auf den dringend notwendigen Markthochlauf für die Elektrolyseanlagen hinweisen, um eine hohe Auslastung dieser Anlagen voranzutreiben und Elektrolyseure wirtschaftlich betreiben zu können. In der Verortung von Elektrolyseuren in der Nähe der Einspeisung erneuerbarer Energien und an geeigneten Netzknotenpunkten sieht der BDEW die Möglichkeit, Engpässen im Übertragungsnetz entgegen zu wirken, Synergien mit dem Gasnetz zu erzeugen und höhere Mengen

⁹ Vgl. 2. Entwurf des NEP S.53

¹⁰ Vgl. 2. Entwurf des NEP S.34

erneuerbarer Energie zu in der Energiesystem zu integrieren. Diese Annahmen sollten im NEP 2035 angemessen berücksichtigt werden.

8.3 Zusammenfassung

Der BDEW unterstützt den Ansatz, dass im NEP Strom 2035 (2021) in allen drei Szenarien das Ziel der Erreichung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele gefördert wird. Der BDEW weist in seiner Stellungnahme zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen abermals auf relevante Themen hin, die bereits in der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP schon beschrieben wurden und den verstärkten Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien betonen.

Der BDEW fordert in der aktuellen Stellungnahme nochmals die Schaffung eines passenden Rahmens zur Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten. Dabei sollte u.a. die derzeit befristete Abschaltbare-Lasten-Verordnung fortgesetzt werden.

Der Anstieg des Stromverbrauchs durch fortschreitende Elektrifizierung sowie die Veränderungen im Startnetz sind aus Sicht des BDEW sachgerecht dargestellt. Der Anstieg des Bruttostromverbrauchs und der damit verbundene mittelfristig anstehende Netzausbaubedarf sowie die Netzverstärkungsmaßnahmen gehen aus dem NEP hervor. Auch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass noch erhebliche Defizite beim Netzausbau bestehen und betont die Notwendigkeit der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen.

Die optimale Auslastung der Bestandsnetze kann aus Sicht des BDEW mit neuen innovativen Technologien wie dem Einsatz innovativer Betriebskonzepte, Netzboostern, Spitzenkappung und einer verteilnetzorientierten Betriebsweise neuer Stromanwendungen verbessert werden. Hier sieht der BDEW noch Anpassungsbedarf beim rechtlichen Rahmen.

Beim Stromangebot und der Entwicklung des Kraftwerksparks fordert der BDEW die Schaffung der benötigten Rahmenbedingungen, um erforderliche Investitionen möglich zu machen und so den Zubau gesicherter Leistung abbilden zu können.

Wir möchten außerdem darauf hinweisen, dass eine Abstimmung des NEP mit dem Flächenentwicklungsplan sowie dem NEP Gas ein wichtiges Instrument für die Netzplanung darstellt und dementsprechend besser synchronisiert werden sollte.