

Berlin, 14. Januar 2026

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), 1. Entwurf

Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 10. Dezember 2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter ([europa.eu](http://europa.eu)) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## **Inhalt**

<b>1</b>	<b>Hinweis zur Beteiligung.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Kosteneffizienz und Systemintegration .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Neue Stromgroßverbraucher .....</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>Elektrolyseure .....</b>	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>Kraftwerkspark und Einsatzverhalten.....</b>	<b>5</b>
<b>6</b>	<b>Großbatteriespeicher.....</b>	<b>6</b>
<b>7</b>	<b>Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve.....</b>	<b>7</b>
<b>8</b>	<b>Offshore-Windenergie .....</b>	<b>7</b>
	8.1 Offshore-Optimierung .....	7
	8.2 Betriebszeiten.....	9
<b>9</b>	<b>Weitere Hinweise .....</b>	<b>10</b>

## 1 Hinweis zur Beteiligung

Da die vier Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH) für den [1. Entwurf](#) des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) und dessen Konsultation verantwortlich sind, erfolgt die Beteiligung des BDEW an dieser Konsultation unter ihrer Enthaltung.

## 2 Kosteneffizienz und Systemintegration

Beim Vorantreiben der Energiewende ist eine klare Orientierung an Kosteneffizienz, Systemintegration sowie Bürokratieabbau unabdingbar, um langfristig den Wirtschaftsstandort zu stärken und Akzeptanz zu sichern. Angesichts erheblicher Kostensteigerungen bei den notwendigen Ressourcen ist die stärkere Ausrichtung der Netzentwicklungsplanung an Effizienzkriterien, wie sie im 1. Entwurf deutlich wird, von großer Bedeutung. Für eine effiziente Entwicklung der Strominfrastruktur sind im Rahmen der zweijährigen Netzentwicklungszyklen und der politischen Vorgaben die Annahmen zur Stromnachfrage und zum tatsächlichen Netzausbaubedarf fortlaufend kritisch zu prüfen, um für die Gesellschaft kostspielige unnötige Investitionen zu vermeiden.

Die weitere Auslotung des Optimums zwischen Netzausbau, Optimierung im Betrieb und Engpassmanagement sollte konsequent weiterverfolgt werden, unter Berücksichtigung der sich entwickelnden Regelungen für Netzanschluss und Netznutzung (z.B. das laufende Verfahren der Bundesnetzagentur zur „Allgemeinen Netzentgeltsystematik“). Die ebenfalls konsequente Nutzung von Freileitungen, Offshore-Optimierung, Beschränkung landseitiger HGÜ auf das Notwendige und neue Methoden der Kosten-Nutzen-Analyse sind eine vielversprechende Weiterentwicklung. Die Höherauslastung der bestehenden Netze und die Optimierung des Netzbetriebs müssen im Fokus stehen, etwa durch Maßnahmen wie Umbeseilung, witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und die Hebung von Flexibilitätspotenzialen (auch durch marktliche Anreizsysteme).

Die stärkere Verzahnung mit den Netzentwicklungsplänen Gas und Wasserstoff sowie dem Wasserstoffkernnetz ist ein wichtiger Schritt. Dabei geht es insbesondere darum, die Annahmen zur inländischen Elektrolyse – samt räumlicher Verteilung onshore und offshore sowie Flexibilitätsnutzung – realistisch und sektorenübergreifend zu berücksichtigen und eine Abstimmung mit den Bedarfsträgern sicherzustellen. Dabei sollte auch die Offshore-Elektrolyse basierend auf kombinierten Anschlüssen mit Pipelines und Seekabeln miteinbezogen werden, da sie im Wasserstoffkernnetz und im Koalitionsvertrag vorgesehen ist.

Auch die Verzahnung der Netzentwicklungsplanung (Übertragungsnetz) und Netzausbauplanung (Stromverteilnetz, siehe [Regionalszenario](#) und [Netzausbauplan](#)) ist von großer

Bedeutung. Umso wichtiger und zu begrüßen ist das Vorhaben der ÜNB, die Erkenntnisse der Verteilnetzbetreiber aus dem laufenden Netzausbauplan-Turnus im kommenden Szenariorahmen (Entwurf: Juni 2026) aufzugreifen (S. 19).

Aus Sicht des BDEW ist eine ausführlichere Erläuterung weiterer gewichtiger Einflussfaktoren auf die Szenariopfade sinnvoll (S. 25-26): geopolitische Krisen; Lieferkettenprozesse (Abhängigkeiten von verfügbaren Ressourcen und Technologien) und Abhängigkeiten von benachbarten Netzpartnern (im Rahmen der „Interkonnektivität Strom“). Die geplanten Nettoimportmengen von Strom werden im 1. Entwurf den europäischen Analysen des Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) angepasst. Dennoch sollte die physische Verfügbarkeit sowie die Synchronität der Erzeugungsüberschüsse in den Nachbarländern kritisch geprüft werden.

Wichtig ist nicht nur die absolute Höhe des Stromverbrauchs, sondern auch der Umgang mit Lastspitzen. Stärker zu erläutern ist vor diesem Hintergrund mit Blick auf die privaten Haushalte etwa, inwieweit die aktualisierten BDEW-Standardlastprofile aus dem Jahr 2025 in den kommenden Jahrzehnten angesichts der fortschreitenden Elektrifizierung und Flexibilisierung weiterhin Grundlage realistischer Verbrauchsprofile sein können. So wird von den ÜNB angenommen, dass 70 Prozent des Stromverbrauchs durch E-Pkw und Plug-in-Hybride auf das Laden am Wohnort oder Arbeitsplatz entfallen wird (S. 36). Im Wärmebereich nehmen die ÜNB in allen Szenarien an, dass marktorientierte Haushalte die Last ihrer Wärmepumpe um bis zu vier Stunden vorziehen können, um auf Preissignale zu reagieren (S. 41).

### **3 Neue Stromgroßverbraucher**

Grundlage der Prognosen sind unter anderem Datenabfragen: bestehende Netzanschlussanfragen oder -zusagen bei den Netzbetreibern sowie eine [Marktabfrage](#) der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber (S. 33). Methodisch kann eine solche Marktabfrage nicht den gesamten Zeitraum bis 2037 abdecken. Zur besseren Einordnung ist hier eine Angabe der Kriterien sinnvoll, die die ÜNB ansetzten, um bei den Meldungen weit fortgeschrittene Projekte und jene mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit von „Absichtserklärungen“ zu unterscheiden.

Bei der Marktabfrage stellt sich für die Verteilnetzbetreiber die Schwierigkeit, dass die anzugebende geografische Verortung in manchen Fällen auf bestimmte Kunden (Unternehmen) und deren Pläne schließen lässt. Die Datenlage könnte dadurch beeinträchtigt sein.

## 4 Elektrolyseure

Zur Regionalisierung des Ausbaus von Elektrolyseuren (S. 37) bleiben im 1. Entwurf einige Fragen offen:

- Warum wurde die Verfügbarkeit einer Wasserstoffinfrastruktur als Standortfaktor nicht berücksichtigt?
- Welche Kapazität wird in den Regionen nach § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) prognostiziert?
- Welche Betriebsweise wird angenommen?
- Was ist hier unter einem „netzdienlichen“ Zubau zu verstehen?
- Welche Flexibilitäten werden angenommen?

Bislang fehlen die notwendigen lokalen Signale für einen netzdienlichen Zubau von Elektrolyseuren. Auch die Regelungen in § 13k EnWG haben bislang nicht dazu geführt, dass der Elektrolyseurausbau in erster Linie mit Rücksicht auf regionale Überschusserzeugung erfolgt. Um der Annahme eines netzdienlichen Zubaus Genüge zu tun, sind entsprechende Anreize dringend notwendig (z.B. über die Stromnetzentgelte). Ein Elektrolyseurzubau, der unabhängig von Netzausbaubedarfen stattfindet, wird die Systemkosten erheblich steigern.

## 5 Kraftwerkspark und Einsatzverhalten

Aus Sicht von Projektentwicklern und künftigen Betreibern wasserstofffähiger Kraftwerke ist der im 1. Entwurf angenommene Kraftwerkspark grundsätzlich nachvollziehbar (starker EE-Anteil sowie thermische Kapazitäten vor allem als flexible (Peaker-)Anlagen plus Sicherheitsanker über lastnahe Reserven). Das unterstellte Einsatzverhalten dieser Anlagen passt jedoch nur eingeschränkt zu der Rolle, die neue gesicherte Leistung künftig im Stromsystem übernehmen soll. Das zugrunde gelegte Einsatzprofil ist von zentraler Bedeutung, da es maßgeblich die Standortwahl, die Auslegung der Anlagen, die Netzanbindung sowie deren wirtschaftliche Tragfähigkeit beeinflusst. Eine Modellierung, die wasserstofffähige Kraftwerke nahezu ausschließlich als kurzfristige Spitzenlastkapazitäten abbildet, unterschätzt deren potenziellen Beitrag im Gesamtsystem und kann zu Verzerrungen in den Wechselwirkungen zwischen Kraftwerksstandorten, Netzbelastung und erforderlicher Infrastruktur führen.

Die im 1. Entwurf zugrunde gelegten Kriterien für den Kraftwerksneubau (Projektstatus und die angenommene Realisierungswahrscheinlichkeit) entsprechen nicht den aktuell absehbaren Rahmenbedingungen für thermische Kraftwerke, da deren Projektstatus von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt. Es ist zu berücksichtigen, dass die Netzplanung nicht dazu führen darf, dass bestimmte Standorte bei der Teilnahme an künftigen Ausschreibungen

für den Kraftwerksneubau benachteiligt werden. Gleichzeitig besteht das Risiko, dass Netzausbaumaßnahmen in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, die später nicht durch tatsächliche Lastflüsse und Investitionsentscheidungen gedeckt sind, während an anderer Stelle im System Engpässe fortbestehen oder neu entstehen.

Erforderlich ist eine starke umsetzungsorientierte Netzplanung, die sicherstellt, dass neue Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme auch tatsächlich netzseitig angebunden sind und ihre Leistung einspeisen können. Internationale Beispiele zeigen, dass eine solche Synchronisierung von Kraftwerks- und Netzausbau grundsätzlich möglich ist.

## **6 Großbatteriespeicher**

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verweisen auf die stark wachsende Zahl von Netzan-schlussbegehren für Großbatteriespeicher, aber auch auf die beträchtliche Unsicherheit über den Realisierungsumfang der zahlreichen angekündigten Projekte (S. 48; zum aktuellen An-tragsstand siehe auch [BDEW-Pressemitteilung](#) vom 27. November 2025). Bestandsanlagen so-wie Speicher mit bereits erteilter Netzanschlusszusage und einem fortgeschrittenen Projekt-status (Stand: März 2025) werden den ÜNB zufolge in allen Szenarien vollständig berücksich-tigt. Projekte in der Planungsphase fänden zusätzlich im Szenariopfad B anteilig mit 25 Prozent ihrer Leistung und im Szenariopfad C mit 50 Prozent Einzug.

Im Ergebnis dürften die zugrundeliegenden Modelle davon ausgehen, dass lediglich ein Teil der derzeit projektierten Anlagen umgesetzt wird und darüber hinaus keine weiteren Groß-batteriespeicherprojekte hinzukommen werden. Dieses Vorgehen birgt das Risiko einer syste-matischen Unterschätzung des Batteriespeicherhochlaufs, der den Druck auf die vorhandene Netzinfrastuktur in den nächsten Jahren noch weiter erhöhen dürfte.

Die ÜNB sollten im 2. Entwurf die gewählte Methodik ausführlicher darlegen und stärker be-gründen, warum die gewählten Annahmen zu einer realistischen Einschätzung des Markthoch-laufs bei Großbatteriespeichern führen. Eine fundiertere Analyse des Marktwachstums und darüber hinaus der regionalen Verortung des Ausbaus von Großbatteriespeichern ist aus Sicht des BDEW wünschenswert – auch unter Berücksichtigung der laufenden Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik („AgNes“).

Methodisch nicht konsistent ist zudem die in den Szenarien A und B unterstellte rein strom-marktorientierte Fahrweise der Großbatterien. So wird im Gegensatz zu Batterien für andere Flexibilitätsoptionen (insbesondere DSM-Potenziale) auch ein systemorientierter Einsatz ange-nommen, wie er beispielsweise im Rahmen der laufenden Weiterentwicklung der Netzentgelt-systematik angereizt werden soll. Wir regen daher eine stärkere Harmonisierung der

unterstellten Einsatzweisen zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen an, zumindest im Rahmen von Sensitivitäten zu den Szenarien A und B.

## **7 Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve**

Bereits installierte EE-Anlagen erfüllen noch nicht die künftigen Anforderungen zur Netzbildung und können somit nur bedingt herangezogen werden (S. 102-103). Zudem ist mit Blick auf eine Nachrüstung der Bestandsschutz zu bedenken. Die Bereitstellung eines „gesicherten Anteils“ an Blindleistung und Momentanreserve durch EE-Anlagen ist bei Flaute oder Dunkelheit unter den jetzigen Gegebenheiten nicht zu erwarten.

Elektrolyseure können ebenfalls zur Blindleistungskompensation herangezogen werden. Inwiefern diese Option im Entwurf berücksichtigt wurde, sollte insbesondere vor dem Hintergrund des prognostizierten Hochlaufs kurz erläutert werden.

Wichtig ist, dass die angenommene Erbringung von Systemdienstleistungen, beispielsweise durch künftige Kraftwerke, auf die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit geprüft werden.

Insgesamt sollten marktliche Lösungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen stärker in den Blick genommen werden. Angesichts des sich in Entwicklung befindlichen Marktes für Systemdienstleistungen gibt es für die von den ÜNB beschriebenen Optionen bislang nur in Teilen rechtliche Rahmenbedingungen. Über die Beschreibung technischer Optionen für die ÜNB hinaus sind im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans konkrete und regionalisierte Prognosen für den künftigen Bedarf an Blindleistung und Momentanreserve wichtig, um diese der öffentlichen Prüfung unterziehen zu können.

## **8 Offshore-Windenergie**

### **8.1 Offshore-Optimierung**

Der BDEW unterstützt die gemeinsame Umsetzung der im 1. Entwurf des NEP und in der BMWK-Marktkonsultation zur WindSeeG-Reform 2026 beschriebenen **Offshore-Optimierungsmaßnahmen als Gesamtpaket**, um volkswirtschaftliche Effizienzpotentiale mittel- und langfristig zu heben und gleichzeitig den weiteren Offshore-Wind-Ausbau durch **Contracts-for-Difference (CfD)-Absicherung** erfolgreich fortsetzen zu können. Für eine detaillierte Einschätzung zu den Offshore-Optimierungsmaßnahmen verweisen wir auf die ausführliche [BDEW-Stellungnahme zur BMWK-Marktkonsultation zur Reform des WindSeeG](#) vom 19.12.2025.

Zudem wird der BDEW gemeinsam mit dem Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) zeitnah **zwei umfassende Studien** zu den Themen Reduktion der Bebauungsdichte,

grenzüberschreitend radiale Offshore-Flächenkooperation mit den Nachbarländern sowie Überbauung in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße veröffentlichen, die weitere Erkenntnisse zur Ausgestaltung der Optimierungsmaßnahmen liefern werden.

Zur Überbauung (S. 124f.) regt der BDEW an, **Klarstellungen bzw. weitergehende Erklärungen** zu folgenden Aspekten des 1. Entwurfs des Netzentwicklungsplans aufzunehmen:

- › Das in Abbildung 55 auf S. 125 dargestellte Diagramm eines Einspeiseprofiles eines Offshore-Windparks (OWP, einschließlich der Auswirkungen der Überbauung) scheint vom grundsätzlichen Verlauf her signifikant von der Leistungskurve aktueller OWP, der dargestellten Leistungskurve in Abbildung 5 (S. 25) in der [Begleitstudie des Fraunhofer IWES](#) (19.12.2025) zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans sowie anderen Analysen (z.B. [Adhoc-Modellierung des IWES zum FEP 2025](#); [Fraunhofer IWES 13.02.2025](#)) abzuweichen. Dies betrifft insbesondere den dargestellten Teil der Stunden im Jahr, in denen sich die OWP in der Volleinspeisung befinden, der kleiner erscheint als in den anderen Analysen. Zudem gibt es aus OWP-Betreibersicht signifikante Unterschiede in der dargestellten Kurve der zusätzlichen Energiemenge durch Überbauung im Vergleich zu anderen Analysen. Daher regt der BDEW an, diese Unterschiede in den Leistungskurven zu erklären, die Datengrundlage der Abbildung 55 genauer zu erläutern und eine Skalierung in die Darstellung einzufügen, damit die Effekte besser verständlich und vergleichbar sind.
- › Auf Seite 124 heißt es, dass „die OWP nur in wenigen Stunden eines Jahres mit Volllast in das Übertragungsnetz einspeisen“. Demgegenüber zeigt die IWES-Begleitstudie in Abbildung 5 (links) und die Erfahrung der OWP-Betreiber, dass OWP circa 2.000 Stunden im Jahr – nahezu ein Viertel des Jahres – mit voller normierter Leistung/Volllast und circa die Hälfte des Jahres mit mindestens fünfzigprozentiger Leistung einspeisen. Daher sollte eine Klarstellung bzw. Präzisierung der zitierten Aussage auf Seite 124 erfolgen, um Kongruenz zwischen den Dokumenten und Klarheit bezüglich des Zusammenhangs herzustellen.
- › Des Weiteren wird auf Seite 124 darauf verwiesen, dass in Volllastphasen in der Regel „nur niedrige Marktpreise zu erzielen sind“, ohne die Quelle oder Datengrundlage für diesen Zusammenhang zu nennen. Aus OWP-Betreibersicht erreichen OWP ihre höchsten Einspeisevolumina rund um die Wintermonate, in denen häufig auch der Strompreis bzw. Marktwert für Wind auf See deutlich höher liegt als im Sommer. Daher sollten die ÜNB aus Sicht des BDEW den Zusammenhang mit einer Quelle samt überprüfbarer Daten belegen und die Aussage ggf. konkretisieren.
- › Zudem spricht sich der BDEW dafür aus, die Erläuterungen auf Seite 131f dahingehend zu präzisieren, dass noch deutlicher wird, dass die Überbauungsgrade vor allem aus Netzperspektive und mit dem Ziel der Netzausbaukostenreduktion berechnet wurden. Für



volkswirtschaftlich optimale Überbauungsgrade muss hingegen zusätzlich auch die Stromerzeugungsseite näher analysiert werden, um u.a. den Wert der spitzengekappten Strommengen in die Berechnung miteinzubeziehen. Der BDEW wird zu der volkswirtschaftlichen Perspektive zeitnah Ergebnisse im Rahmen einer Studie veröffentlichen.

Die im Entwurf dargestellten Ansätze zur Vernetzung und Internationalisierung der Offshore-Netzanbindungen in Form von sog. **hybriden und radialen grenzüberschreitenden Netzanbindungsprojekten** sind aus Sicht des BDEW positiv zu bewerten und weiterzuverfolgen. Wichtig ist dabei auch eine transparente Darstellung der Einflussfaktoren auf Inlandsanbindungen.

Zudem sollte auch die mögliche künftige **Entwicklung von Offshore-Elektrolyseprojekten** basierend auf kombinierten Anschlusskonzepten (siehe Ziel im Koalitionsvertrag 2025) im SEN-1-Bereich und potenziell auch in Teilen von Zone 4 oder 5 adressiert werden. Diese Projekte können Auswirkungen auf die zukünftige Offshore-Netzentwicklung haben. Entsprechende Flexibilitäten sollten im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff in der Planung berücksichtigt werden.

## 8.2 Betriebszeiten

Zur Annahme in den Szenarien B und C einer pauschalen Laufzeit bestehender Windparks von 30 Jahren (25 Jahre Genehmigungszeitraum plus fünf Jahre Weiterbetrieb) merkt der BDEW an, dass diese Annahme und Darstellung in Abbildung 1 der zum NEP-Entwurf veröffentlichten IWES-Begleitstudie zu **keiner Vorfestlegung auf ausschließlich fünf Jahre Weiterbetrieb** für alle bestehenden Windparks führen sollte. Ein solches pauschale Vorgehen wäre mit Blick auf die volkswirtschaftlichen Kosten, die Stromerträge und die technische/planerische Umsetzung voraussichtlich nicht sinnvoll.

Stattdessen sollte ein **cluster- bzw. windparkspezifischer, koordinierter Ansatz** in der Umsetzung angewandt werden, um den Weiterbetrieb bestehender OWP und ONAS um bis zu zehn Jahre zu ermöglichen, der gemäß § 69 Abs. 7 WindSeeG 2023 rechtlich sowie technisch und wirtschaftlich je nach Einzelfallprüfung möglich sein kann ([siehe BDEW-Whitepaper 2024](#)). Die Ergebnisse einer Studie des [Fraunhofer IWES vom September 2025](#) zeigen, dass ein solcher koordinierter Weiterbetrieb der Anlagen auf bis zu 35 Jahre Laufzeit mit anschließendem Rück- und Neubau die Stromerträge in Clustern steigern, die volkswirtschaftlichen Kosten über den gesamten Zeitraum senken und langfristig zu niedrigeren Belastungen des Ökosystems führen kann.

Dementsprechend regt der BDEW an, im Entwurf des NEPs ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass die für den Szenariorahmen und die Berechnungen zur Offshore-Optimierung verwendeten pauschalen fünf Jahre Weiterbetrieb nur eine Annahme zur Vereinfachung der

Szenarienrechnung darstellen, aber in der anschließenden praktischen Umsetzung ein cluster-spezifischer, koordinierter Weiterbetrieb von bis zu zehn Jahren je nach Einzelfallprüfung ermöglicht werden sollte.

## **9 Weitere Hinweise**

Die neue digitale [Projektbibliothek](#) der ÜNB erleichtert die Recherche der einzelnen Maßnahmen erheblich. Erfreulich ist auch die von den ÜNB für den 2. Entwurf angekündigte Berücksichtigung der „Kurzschlussstromentwicklung und Gegenmaßnahmen“, ein bislang zu wenig beachteter Punkt (und Kostentreiber).

Zu 4.3.3 „Lastflusssteuerung“ (S. 101-102): Der Vergleich der Wirkung eines Querregeltransformators (PST) mit der Wirkung von 35 Modular Static Synchronous Series Compensators (mSSSC) sollte nicht pauschal und ohne Topologiebeschreibung aufgeführt werden. Das Verhältnis mag bei einem bestimmten Anwendungsfall zutreffen, sollte aber keinesfalls generalisiert werden. Vielmehr sind die Auslegung des PST und die vorherrschenden Netzimpedanzen für die Wirkung der jeweiligen Technologie entscheidend.