

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

Halle, 25.04.2023

Konsultationsbeitrag

Konsultationsbeitrag zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 1. Entwurf der ÜNB

Erstellt von Ingolf M

Sehr geehrte Damen und Herren,

als seit langem an der Energiepolitik Deutschlands interessierter Bürger positioniere ich mich zum Ihrem ersten Entwurf des NEP 2037/45 wie folgt:

A – Allgemeines

A1: Ihr aktueller Entwurf eines NEP orientiert sich stark an den „neuen Erkenntnissen“ des korrespondierenden letzten Szenariorahmens. Die schon dort genannten neuen Aspekte sind m.E. aber weniger Erkenntnisgewinn (ich gehe davon aus, dass die Autoren des NEP die wahren Fakten sehr gut kennen!), sondern vielmehr gewachsene Einsichten in immer dringendere Notwendigkeiten. Beschleunigt wurde dieser Prozess durch den Krieg in der Ukraine, der die ursprünglichen Pläne der „Übergangstechnologie Erdgas“ infrage stellt, wenn nicht gar komplett ad absurdum führt.

A2: Sie haben den ersten Entwurf des neuen NEP am 24.03.2023 vorgestellt. Ich bekräftige meine schon im Zuge des Szenariorahmens geäußerte Kritik, dass vier Wochen für einen effektiven öffentlichen Konsultationsprozess zu kurz bemessen sind, insbesondere für Konsultationsteilnehmer, die sich nicht hauptberuflich mit Energiewirtschaft befassen. Es stellt sich damit erneut die Frage, ob damit die Einflussnahme dieser Konsultationsteilnehmer, u.a Bürgerinitiativen und interessierte Bürger von vornherein eingeschränkt werden soll. Dann allerdings wäre der Begriff „öffentliche Konsultation“ fehl am Platze.

A3: Die im Text getroffenen Formulierungen sind teilweise sehr unkonkret und in Ermangelung von Zahlen und Offenlegung von Rechenwegen schlecht nachvollziehbar.

A4: Es gibt Ungereimtheiten/Ungenauigkeiten bei den präsentierten Ergebnissen, die sich durch Nachrechnen belegen lassen.

A5: Sie arbeiten an vielen Stellen mit Annahmen und unterstellten Voraussetzungen (leicht durch Textsuche der Wörter „unterstellt“ und „Annahme“ nachvollziehbar), die stets geeignet sind, Ihre Pläne zu rechtfertigen, jedoch bei weitem nicht real eintreten müssen. Das mag bei dem im NEP betrachteten Zeitrahmen z.T. legitim sein, trägt andererseits aber nicht dazu bei, den NEP als erfolversprechenden **Plan** einzuordnen.

A6: Sie präsentieren sich als durch die BNetzA „regulierte Unternehmen“ (S. 16, 1.1)

In §11 des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Pflichten der ÜNB beschrieben: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Als regulierte Unternehmen müssen sich die ÜNB dabei nach den Rahmenvorgaben der BNetzA richten.

Anhand der Tatsache, dass Sie als ÜNB beim Netzdesign durch die Veröffentlichung neuer Szenariorahmen das Erstvorschlagsrecht für sich beanspruchen, konstatiere ich als Bürger erhebliche Defizite in dieser Regulierung. Insbesondere können Sie lt. Gesetz sogar Einwände geltend machen, wenn „wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ (weites Feld, gespannt von „tatsächlich unzumutbar“ bis „die Shareholder hätten gern mehr Dividende“) vorliegt.

B – Strategie

B1: Wie schon der Szenariorahmen ist auch der aktuelle NEP-Entwurf ungeeignet, die politischen Ziele einer dekarbonisierten deutschen Gesellschaft 2045 zu erreichen. Die ausgewiesenen EE-Erzeugerkapazitäten sind hierfür ungenügend. Das Eingeständnis, Deutschland wird zunehmend Strom importieren müssen, ist in diesem Zusammenhang korrekt. Die nicht ganz unwichtige Frage, woher der fehlende Strom kommen soll, wird im Text nicht weiter thematisiert, weil erzeugungsinduzierte Versorgungssicherheit – das betonen Sie auch hier mehrfach – nicht Ihre Angelegenheit sei. Insofern sollte sich die Politik hierzu zeitnah äußern, zumal für mich nicht erkennbar ist, dass ein noch so gut ausgebautes europäisches Verbundnetz Erzeugerdefizite ausgleichen kann, von denen höchstwahrscheinlich die deutschen Anrainerstaaten in gleicher Weise betroffen sind.

Ihrem Enthusiasmus, erstmalig ein Stromnetz zu beschreiben, „*das die Erreichung der Klimaneutralität ermöglicht*“, kann ich demnach nicht folgen.

B2: Ob die privatwirtschaftliche Organisation öffentlich bedeutsamer Infrastruktur (hier des überregionalen Stromnetzes) ein geeignetes Mittel zur Minimierung der Netzentgelte für Bürger, KMUs und GHD ist, sei zunächst dahingestellt. Dass Sie als ÜNB rein betriebswirtschaftlich an der Forcierung des Netzausbaus interessiert sind, unterstreichen Sie mit folgendem Zitat (S.13, Vorwort):

Konkret bedeutet dies, dass zum Erreichen der Klimaneutralität noch einige tausend Kilometer Freileitungen und Erdkabel optimiert, verstärkt und neu gebaut werden müssen. Das ist notwendig, um Strom vom windreichen Norden und von der Nord- und Ostsee in jene Regionen Deutschlands zu transportieren, in denen es einen Mangel an Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig hohem Strombedarf gibt. Eine stärkere Einbettung in den europäischen Strombinnenmarkt ermöglicht einen weiträumigeren Energieaustausch über Ländergrenzen hinweg.

Sie bedienen sich dabei der altbekannten Argumente des Stromüberschusses im windreichen Norden, dem ein Strommangel im hochindustrialisierten Süden entgegensteht. Sie sollten diesen Ansatz dem Publikum nicht als alternativlose volkswirtschaftliche Notwendigkeit verkaufen und dabei mehrfach im Text darauf hinweisen, dass Sie um Kostenminimierung im Sinne gesamtwirtschaftlicher Betrachtungen bemüht sind.

B3: Die von Ihnen vermittelten Prämissen sind keinesfalls alternativlos, auch wenn Sie politische Rücken- deckung für sich in Anspruch nehmen (S.13, Vorwort):

Der NEP orientiert sich dabei an den Zielstellungen der Bundesregierung, die die Vorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien an Land und auf See noch einmal deutlich angehoben hat.

Können Sie einen Nachweis dafür erbringen, dass es tatsächlich die originäre Idee der **Politiker** war, 70 GW Windkraft bis 2045 in Nord- und Ostsee zu installieren? Unter diesen Umständen ist der Ausbau der Übertragungsnetze selbstredend notwendig.

Die Alternative dazu ist der massive Ausbau dezentralisierter EE-Erzeugung, die vom Bürger selbst als Prosument ausgestaltet werden kann. Rein rechnerisch gibt es in Deutschland PV-Potenzial allein an Gebäuden von nahezu einem Terawatt Leistung; Freiflächen, Verkehrswege, Agri-PV nicht eingerechnet. Sie weisen weniger als die Hälfte davon für 2045 als „wünschenswert“ aus. Um hohe PV-Leistungen zu integrieren, wäre lediglich eine moderate Ertüchtigung der Verteilnetze notwendig, kein gigantischer Ausbau der Übertragungsnetze, wie Sie ihn planen, weil er in Ihrem vitalen betriebswirtschaftlichen Interesse liegt.

B4: Ihre grundsätzlichen Aussagen zu mehr Flexibilität (S. 13, Vorwort) finden meine volle Zustimmung. Ich sehe jedoch weitere Potenziale der **saisonalen** Flexibilisierung (z.B. Stilllegung/Drosselung energieintensiver Produktion im Winter), um Erzeugung und Bedarf jederzeit im Gleichgewicht zu halten, was insbesondere in den Monaten Dezember und Januar mit dem höchsten strukturellen Erzeugungsdefiziten eine Herausforderung darstellt. Diese Option wird im Text nicht erwähnt.

B5: Sie postulieren erneut das Primat des Marktes (vor den physikalischen Gesetzen, S. 18 1.3.2):

Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.

Ihre Marktsimulation dürfte aus mehreren Gründen keine validen Ergebnisse liefern:

- a) politische Einflüsse, die extreme Auswirkungen auf die Preisgestaltung haben (und schon hatten),
- b) unvorhergesehene (aber mittlerweile deutlicher vorhersehbare) Ereignisse im Zusammenhang mit dem fortschreitenden Klimawandel, die schon in der Vergangenheit die Möglichkeiten der Stromerzeugung stark beeinflusst haben (z.B. Niedrigwasser, unzureichende Kühlung französischer AKW, zukünftig weniger Ertrag aus alpiner Wasserkraft),
- c) Börsenspekulationen, die die durch a) und b) ausgelösten Schockwellen verstärken.

Das durch eine Marktsimulation generierte europäische Rundum-Sorglos-Netz kann ich deshalb nicht erkennen und würde eine Planung befürworten, die sich stärker an den physikalischen Fakten orientiert.

Nebenbei gesagt wehre ich mich in diesem Zusammenhang gegen die Verwendung des Begriffes „Kraftwerkseinsatz“, zumal Kraftwerke i.S. des Wortes zumindest bei der von mir favorisierten, fokussiert dezentralen Erzeugung keine herausragende Rolle mehr spielen.

B6: Auf Seite 36, 2.4.1 verweisen Sie um Zusammenhang auf haushaltsnahe Flexibilitäten auf variable Strompreise für Endkunden.

Der genehmigte Szenariorahmen geht davon aus, dass der Verbrauch der privaten Haushalte zukünftig in hohem Maße durch einen variablen Preis für Endkunden beeinflusst wird.

Ich hoffe sehr, dass variable Strompreise für Endkunden zeitnah tatsächlich realisiert werden können. Zu klären bleibt die Art und Weise der technischen Realisierung.

Sinnvoll wären darüber hinaus dynamische regionale Strompreiszonen, die einen weitaus größeren Effekt auf den Netzausbau bzw. dessen Minimierung haben würden.

B7: Sie unterlassen die nähere Untersuchung der Flexibilitätsoption „vehicle-to-grid“, obwohl diese sehr wirkmächtig sein könnte (S. 37, letzter Satz, vorletzter Absatz). Ich halte diesen Ansatz für falsch.

Schon im Jahr 2030 wird es in Deutschland mindestens 15 Mio. batteriegetriebene PKW geben. Unter vorsichtiger Schätzung (15 Mio * 40 kWh durchschnittliche Kapazität einer PKW-Batterie) ergibt sich daraus eine gesamte Batteriekapazität von 600 GWh. Davon stehen Teile rein statistisch definitiv **immer** als Flexibilitätsoption zur Verfügung. Die Realisierung steht und fällt mit den für „vehicle-to-grid“ geltenden gesetzlichen Grundlagen, insbesondere der Vergütung der von den Fahrzeughaltern tatsächlich bereit gestellten Kapazitäten. Mit der Weiterentwicklung der Batterietechnologie laufen Gegenargumente a la „vorzeitige Batteriealterung durch zusätzliche Ladezyklen“ zunehmend ins Leere.

B8: Standort der Elektrolyseure zur Wasserstoffgewinnung (S. 40). Diesem Ansatz stimme ich grundlegend zu. Allerdings wird er durch die Tabellen, die den Abbildungen 14 (S. 53) und 17 (S. 56) zugehörig sind, mMn infrage gestellt. Dort sind für Bayern nach meinem Dafürhalten deutlich überzogene Elektrolysekapazitäten ausgewiesen.

Zur Ermittlung eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen die Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. ... Elektrolyseleistung wird dabei nur Regionen beziehungsweise Netzknoten mit negativen Jahresresiduallasten, also regionalen Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien, zugewiesen. Der lokale Umfang der Elektrolyseleistung ergibt sich gewichtet aus der Höhe der negativen Jahresresiduallast.

Die Verortung der Elektrolyseure wird unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren.

Den folgenden Markt-Regelmechanismus halte ich für fragwürdig:

Der Strompreis darf dabei maximal so hoch sein, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70%) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb des angenommenen Wasserstoffpreises liegen.

Wasserstoff könnte z.B. so teuer sein, dass sich seine Erzeugung aus Strom auch dann noch lohnt, wenn Strom Mangelware (damit teuer, aber nicht teuer genug) ist. Im anderen Extremfall ist Wasserstoff billig genug, dass sich seine Erzeugung selbst aus EE-Quellen nicht mehr rentiert. Man schaltet dann Windkraftanlagen lieber in Segelstellung als deren Energieüberschuss sinnvoll zu nutzen? Diese zuerst genannte Situation dürfte weit häufiger auftreten als die zweite. Sie birgt aufgrund des geplanten Elektrolyse-Kapazitäten m.E. erhebliche Gefahren für die Netzstabilität in sich.

Unverständlich für mich ist, dass Sie den Betrieb vom Stromnetz isolierter Elektrolyseure, die ihren Strom etwa aus Windkraftanlagen/Solarparks in unmittelbarer Nähe beziehen, nicht weiter betrachten. Diese Konstellation hätte gleich mehrere Vorteile:

- a) Wasserstoff wird ausschließlich aus EE-Strom erzeugt, während netzverbundene Elektrolyseure teilweise noch Strom aus fossiler Erzeugung nutzen. Aufgrund der Trägheit der Regelung fossiler Kraftwerke kann ich Ihrem Argument, dass deren gleichzeitiger Betrieb mit Elektrolyseuren aufgrund eines Grenzpreises von 36 Euro/MWh ab 2037 unmöglich wäre (S. 41 oben), nicht folgen. Es stellt sich darüber hinaus die Frage, wie sich die Situation von 2023 bis 2037 konkret darstellt.
- b) Die beteiligten Komponenten (Erzeuger und Elektrolyseure) generieren keinerlei Netzlast im öffentlichen Stromnetz. Insbesondere ist das Auskoppeln von EE-Erzeugern bestens geeignet, hohe Erzeugungsspitzen zu vermeiden.
- c) Die Volllaststunden der Elektrolyseure würden tendenziell steigen.

Einziger Nachteil ist, dass eine „umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur“, deren Vorhandensein Sie auf S. 40 unterstellen, tatsächlich erst geschaffen werden muss.

B9: Einordnung der Biomasse-Kraftwerke, S. 44:

Biomassekraftwerke stellen eine regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nicht unbegrenzt erzeugt sowie gelagert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke die ihr zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können.

Abgesehen von der erneuten, ausschließlichen Fokussierung auf den Strommarkt befürworte ich einen diskontinuierlichen Betrieb der Biomassekraftwerke, die bislang als quasi Konstante an der Stromerzeugung beteiligt sind. Neben einer Flexibilisierung im Tageszyklus halte ich jedoch eine saisonale Flexibilisierung der Erzeugerkapazitäten für dringend geboten. Das im ersten Prozessschritt gewonnene Biogas könnte sehr wohl langfristig eingelagert und im Winter zur Stromerzeugung verwendet werden.

Nicht nachvollziehbar finde ich die Prognose der deutlich sinkenden Erzeugerkapazität für Strom aus Biogas. (s. **C3**)

B10: Ich zitiere den letzten Satz von Seite 88:

Das Übertragungsnetz ist demnach auf den Transport sehr großer Strommengen vorzubereiten. Mit dem Ausbau der Photovoltaik gewinnt zudem der Austausch von Süden nach Norden an Relevanz.

Der These des Nord-Süd-Gefälles unter Berücksichtigung der von Ihnen aufgestellten, für mich fragwürdigen Paradigmen (hier insbesondere 70 GW offshore Windkraft) kann ich folgen. Situationen, in denen umgekehrt PV-Strom von Süd nach Nord in Mengen transportiert werden muss, die das Bestandsnetz überlasten und deshalb weiteren Netzausbau erfordern, sehe ich hingegen nicht. Derartige Konstellationen ließen sich leicht vermeiden, wenn man den PV-Ausbau im Süden verpflichtend mit einem adäquaten Speicherausbau kombiniert.

B11: Die Betrachtungen zum Offshore Netz beginnen auf Seite 94 und enden auf Seite 126. Allein daraus wird deutlich, dass der Fokus bei der Gestaltung eines „klimaneutralen Deutschlands“ wie schon im Szenariorahmen klar auf dem Ausbau dieser Technologie liegt. Die Energiewende wird damit vor allem in die Hände großer Unternehmen gelegt, die sich vormals und zu großen Teilen immer noch der fossilen Stromerzeugung in großen Kraftwerken verbunden fühl(t)en. Das Motto lautet offenbar: „Wenn Kohle- und Atomkraft nicht mehr salonfähig sind, bauen wir eben große Windparks auf See.“

Nicht nur, weil diese Herangehensweise die Beteiligungsmöglichkeiten des Bürgers und der mittelständischen Unternehmen an der Energiewende einschränkt, betrachte ich den Ansatz der Forcierung der offshore-Windkraft äußerst kritisch. Die in Ihrem NEP ausgewiesenen Projekte sind überaus teuer (dabei bringe ich Ihren Kostenschätzungen rein empirisch wenig Vertrauen entgegen), ökologisch bedenklich und technisch fragwürdig. Ob z.B. die avisierten Volllaststunden tatsächlich erreicht werden, bleibt abzuwarten. Schon heute haben wir Verschattungseffekte bei großen Windparks auf See. Diese werden bei einer Verneunfachung der Erzeugerleistung drastisch zunehmen.

B12: Zitat Seite 217 oben:

Die Übertragungsnetzbetreiber erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (2023) die gewählten Verfahren und genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Projekte und Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Stromübertragungsnetzes.

Als Teil der Öffentlichkeit empfinde ich die gegebenen Erläuterungen als unzureichend. Die benannten Projekte gründen sich auf Voraussetzungen, die als alternativlos dargestellt werden, sich in Wirklichkeit aber unübersehbar aus Ihren wirtschaftlichen Interessen ableiten.

Weiter heißt es:

Dabei werden die politischen Vorgaben und Bedingungen berücksichtigt und die geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten dargestellt.

Wer genau die eigentlichen Vorgaben macht, halte ich für diskussionswürdig. Was „anderweitige Planungsmöglichkeiten“ angeht, lasse ich die Aussage für Details gelten. Die strategische Planung sehe ich hingegen als fix vorgegeben und bewerte sie im Sinne einer schnellen Energiewende als nicht zielführend.

C – Zahlen und Fakten

C1: S. 22, Mitte, Ihr spätes Eingeständnis der deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors verdoppelt sich der Bruttostromverbrauch bis 2045 gegenüber heute voraussichtlich auf bis zu 1.300 TWh.

Ob die Voraussage quantitativ Bestand hat, wird die Zukunft zeigen. Qualitativ lässt sich daraus folgerichtig die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der Stromnetze ableiten. Bei einem Fokus auf dezentraler Erzeugung wäre allerdings eher eine Verstärkung der Verteilnetze angesagt als der von Ihnen favorisierte Ausbau des Fernübertragungsnetzes, der sich, physikalisch unbestritten, aus der weiterhin zentralisierten Erzeugung, insbesondere durch offshore-Windkraft ergibt.

C2: Tabelle 1, S. 25: Inwieweit ist es legitim, Pumpspeicherkraftwerke direkt den Erzeugern zuzurechnen, wie hier zum wiederholten Male geschehen? Sie stehen bekanntermaßen nur dann als Erzeugerkapazität zur Verfügung, wenn sich im Oberbecken noch Wasser befindet. Ich bin erneut erstaunt über die unkorrekte Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke.

C3: Tabelle 1, S. 25 Sie prognostizieren einen deutlichen Rückbau der Biomasse-Kapazität von 9,5 auf 2 GW. Inwieweit ist diese Annahme angesichts der Reserven, die vor allem in der biogenen Verwertung von Abfall liegen, sinnvoll? Befürworter dieser Technologie weisen darauf hin, dass lediglich eine Reform des Abfallrechts notwendig wäre, um einen derart massiven Rückbau zu vermeiden. Immerhin ist Biomasse grundlastfähig und bietet darüber hinaus Möglichkeiten, **saisonalen** Speichermanagements auf der Grundlage von Biogas.

C4: Sie berufen sich auf Seite 26, 2.2 mit folgendem Satz auf die BNetzA:

Zugrunde gelegt werden hierfür gemäß der BNetzA-Genehmigung Wetterdaten des Jahres 2012.

Bekanntermaßen hat sich die Wettersituation gerade in den letzten Jahren dramatisch entwickelt. Warum also nehmen Sie Bezug auf einen mittlerweile veralteten und damit kaum validen Datenbestand? Ich würde dringend die Verwendung aktuellerer Wetterdaten anraten und auch die Datenbasis auf mehr als ein Jahr verbreitern.

C5: Tabelle 9, S. 50. Sie weisen hier die Handelskapazitäten für die deutschen Anrainer für das Jahr 2045 aus, die weitgehend denen des Jahres 2037 gleichen. Zur Bewertung des notwendigen Netzausbaus zu den Anrainern wäre die Angabe der aktuellen Kapazitäten hilfreich.

C6: Tabellen zu den Abbildungen 14 bis 19. Ich halte die simple Summation der Maximalwerte der von den einzelnen Bundesländern beanspruchten Leistung im „Band der Nachfrage“ für unzulässig. Das Ergebnis suggeriert eine maximale Netzlast für Deutschland, die statistisch gesehen sehr unwahrscheinlich ist.

C7: In Tabelle 10, S.74 weisen Sie eine für Rückverstromung in Gaskraftwerken notwendige Wasserstoffmenge von 94,6 TWh (Szenario C2045) aus. In der zu Abbildung 25 gehörigen Tabelle (S. 72) sind für das gleiche Szenario 1.005 Volllaststunden für Gaskraftwerke vermerkt, deren Leistung lt. Aussage aus 2.6 (S. 45) 34,6 GW beträgt. Die Multiplikation der Volllaststunden mit der Leistung ergibt rein rechnerisch einen Ertrag von 34,8 TWh elektrischer Arbeit. Muss ich daraus schließen, dass der Wirkungsgrad der genannten Gaskraftwerke bei der Verbrennung von Wasserstoff tatsächlich nur bei $(34,8/94,6)$ rund 37% liegt? Vergleichsrechnungen zu den Szenarien A2045 und B2045 liefern im Übrigen mit knapp 42% signifikant andere Wirkungsgrade. Ich würde Sie daher bitten, das Zahlenmaterial noch einmal zu überprüfen.

C8: Zu überschüssiger Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Deutschland, vormals auch als „dumped energy“ bezeichnet: Die Definition hierzu liefern Sie auf Seite 78

Ein solcher Überschuss ergibt sich in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem insbesondere in Zeiten von hoher EE-Stromerzeugung. Sofern der Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern und Speichern oder der Stromexport nicht weiter erhöht werden kann, wird die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Marktmodell gesenkt.

Wie Sie folgenden Text rechnerisch auf maximale „Einsenkungen“ (klingt auf jeden Fall besser als „dumped energy“) für alle Szenarien von unter 6% kommen, erschließt sich mir nicht. Daher habe ich das Szenario C2045 exemplarisch nachgerechnet.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1		Gas	Abfall	Won	Woff	PV	Bio	Wasser	Summe Erzeugung	Pump	Batterie	Nachfrage	PtH	PtG	DSM	Summe Entnahme	Leistungs-bilanz
2	P in GW	34,6	1,9	180,0	70,0	445,0	2,0	5,1		12,2	167,9	52,7	198,2	27,0	55,0	12,0	
3	Volllast in h	1005	5026	2441	3442	932	3000	4400		1365	470			2200	3999	900	
4	Arbeit in TWh	34,8	9,5	439,4	240,9	414,7	6,0	22,4	1167,8	16,7	78,9			59,4	219,9	10,8	
5	hohe negative Residuallast (windiger wolkenloser Sommertag); Z6 optimistisch realistisch, Z7 pessimistisch realistisch																
6	P in GW	0,0	1,0	100,0	50,0	350,0	0,0	2,0	503,0	6,0	160,0	150,0	10,0	55,0	12,0	393,0	110,0
7	P in GW	0,0	1,5	120,0	55,0	400,0	0,0	3,0	579,5	3,0	20,0	90,0	5,0	50,0	12,0	180,0	399,5
8	hohe positive Residuallast (winterliche „Dunkelflaute“); Z9 optimistisch realistisch, Z10 pessimistisch realistisch																
9	P in GW	34,6	1,9	10,0	20,0	0,0	2,0	5,1	73,6	6,0	80,0	90,0	23,0	0,0	0,0	27,0	46,6
10	P in GW	30,0	1,7	8,0	15,0	0,0	2,0	4,0	60,7	1,0	10,0	130,0	25,0	0,0	0,0	144,0	-83,3

Legende:

- grün – Erzeugung / Ausspeichern
- rot – Verbrauch bzw. Bedarf / Einspeichern
- gelb – Speicher
- blau – Ergebnisse
- rote Schrift – kritische Werte

Datenquellen, Erläuterungen:

- Zeile 2:** Zahlen aus Tabelle zu Abbildung 19 zugeordnet (S. 59); exemplarisch C2045
- Zeile 3:** Zahlen aus Tabelle zu Abbildung 25 zugeordnet (S. 72); exemplarisch C2045
- M3 aus Zusammenfassung Großwärmepumpen + Elektroheizer geschätzt, dto. O3 für DSM
- Zeile 4:** Zahlen errechnet und aus Tabelle zu Abbildung 37 (S. 87) weitgehend bestätigt

Die Eingabewerte in den Zeilen 6 und 7 sowie 9 und 10 sind berechnete Annahmen. Reale Werte sollten prinzipiell zwischen „realistisch optimistisch“ und „realistisch pessimistisch“ liegen.

Ergebnisse:

I4 weist die durch deutsche Erzeugungsanlagen lt. Szenariodaten 2045C real produzierte Energiemenge aus. Ich habe den Wert als kritisch markiert, weil er ein Stromdefizit von rund (1.300 – 1.168) TWh = 132 TWh für Deutschland im Jahr 2045 für das Szenario C2045 ausweist, das in etwa dem von Ihnen prognostizierten Importbedarf entspricht.

Was die „Einsenkungen“ angeht, rechne ich mit dem optimistisch realistischen Leistungsüberschuss von 110 GW aus Zelle O6. Der Optimismus beinhaltet u.a. die Annahme, dass eine konstant hohe Nachfrage von 150 GW (L6) besteht, die volle Elektrolyseleistung von 55 GW (N6) bedient werden muss, ein Wärmebedarf von 10 GW (M6) auch im Sommer gegeben ist und nicht zuletzt die Speicher in der Nacht vollständig entladen werden und deshalb am Folgetag wieder vollständig geladen werden müssen (160 GW – K6). Letztere ist insofern viel zu optimistisch, da die Speicherkapazität in GWh lt. Ihren Angaben dem Zahlenwert nach in etwa das Doppelte der Speicherleistung in GW beträgt. Mithin wären die Batteriespeicher binnen zwei Stunden vollständig geladen. Pumpleistungen werden mit 50 v.H. (J6) angenommen, was einem halb gefüllten Oberbecken entspricht.

Legen wir nur die Monate Mai bis August (123 Tage = 2.952 Stunden, davon nur 500 h bei 110 GW Überschuss wirksam) zugrunde, erhalten wir 55 TWh absolute und, normiert auf 1.300 TWh Jahresbedarf, 4,2% relative „Einsenkung“ der Erneuerbaren. Bei 160 GW wirksame 400 h (Batteriespeicher vollständig geladen) liefern einen zusätzlichen Überschuss von 64 TWh (4,9%).

Die realen „Einsenkungen“ der Erneuerbaren schätze ich demnach grob auf zwischen 10 und 25%. Damit ist Energie gemeint, die wir produzieren, aber in dem von Ihnen gewählten Parametersatz nicht verwerten können. Daher bitte ich Sie dringend, im zweiten Entwurf des NEPs mit ehrlicheren Werten für die Einsenkungen zu operieren oder die Parametersätze für die Szenarien zu ändern.

Die Betrachtung der Versorgungssicherheit während einer winterlichen Dunkelflaute erspare ich mir. Der aufmerksame Leser kann meine Berechnungen aus den Zeilen 9 und 10 selbst nachvollziehen.

Auch die mögliche These, man könnte sowohl extreme Über- als auch Unterversorgung über Ex- bzw. Import jederzeit ausgleichen, überlasse ich der Interpretation des Lesers.

C9: Tabelle 12, S. 81. Sie weisen hier einen maximalen Leistungsbedarf von 211 GW für das Szenario C2045 aus. Ich halte diesen Wert für unrealistisch. Wir haben bei einem Stromverbrauch von aktuell 550 TWh einen maximalen Leistungsbedarf von 82 GW. Setzt man diesen Bedarf ins Verhältnis zum Zielwert des Szenarios C2045 von 1.300 TWh, ergibt sich ein maximaler Leistungsbedarf von ca. 194 GW.

C10: In Abbildung 61, S. 132 präsentieren Sie die Ergebnisse einer (n-1)-Netzanalyse des bestehenden Bundesbedarfsplannetzes (BBP-Netz). Solange Sie nicht näher offenlegen, wie Sie zu diesen Ergebnissen gekommen sind, erlaube ich mir, sie anzuzweifeln. Ausgangspunkt dieser Zweifel ist u.a. die Veröffentlichung der realen Lastflüsse im IST-Netz (=BBP-Netz, vermindert um das bestätigte Plannetz) von 50Hertz auf der Website dieses ÜNB. Dort waren nur selten Überlastsituationen zu erkennen, Auslastungen von über 150% nach meiner Sichtung gar nicht. Sie geben im BBP-Netz 250% maximale Auslastung zu Protokoll, was genauso wenig nachvollziehbar ist wie die Anzahl der in Abbildung 62 (S. 133) konstatierten jährlichen Überlaststunden einiger Leitungen.

In der Hoffnung, Ihnen mit diesem Konsultationsbeitrag weiter geholfen zu haben, verbleibe ich
mit freundlichen Grüßen

I. M.