



kompost  
& biogas  
verband

kompost & biogas verband – Österreich, Franz Josefs Kai 13, 1010 Wien

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie  
Abt. VI/4  
Stubenring 1  
1010 Wien

### Österreich

Franz-Josefs-Kai 13, 1010 Wien  
T. 0043 1-8901522  
F. 0043 810 9554 063965  
E. buero@kompost-biogas.info  
I. [www.kompost-biogas.info](http://www.kompost-biogas.info)  
Franz Kirchmeyr

Wien, 08. September 2023

Per E-Mail an: [oenip@bmk.gv.at](mailto:oenip@bmk.gv.at)

## Stellungnahme zum Entwurf des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (NIP)

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Kompost & Biogas Verband Österreich bedankt sich für Möglichkeit zur Stellungnahme zum o.g. Entwurf. Der NIP ist ein wesentliches Instrument zur tiefergehenden Diskussion, Bearbeitung und notwendigen Lösungsfindung der kommenden Herausforderungen bei der Umstellung des Energiesystem. Der NIP stellt daher ein besonders wichtiges Instrument für den zu planenden Transformationsprozess des Energiesystems dar. Unser Verband bittet um Berücksichtigung der nachfolgend angeführten Punkte:

### Allgemeines:

- Lt. EAG § 94 soll der NIP vor allem zielgerichtete Netzplanungen ermöglichen. Damit dies gelingen kann müssen gerade im Strombereich die Erzeugung und Last zu jeder Zeit ident sein und die dafür notwendige Übertragungskapazität in jedem Netzabschnitt zu jeder Zeit vorhanden sein. Somit kann der NIP keinesfalls auf Jahresbetrachtungen, wie im Vorspann erwähnt, basieren.
- Diversifizierung der Energieversorgung muss vordringlich über den Umstieg auf erneuerbare Energien und Effizienzsteigerung erfolgen und nicht durch Diversifizierung der Lieferländer bzw. Kanäle fossiler Energien.
- Die Annahmen zu den hohen Stromexporten werden auf Grund gleicher innereuropäischer Entwicklungen am Markt kaum realisierbar sein. So plant z.B. DE den Ausbau der PV auf über 300 GW. Plausibilitätsprüfungen der Annahmen wären daher unbedingt erforderlich.
- Das Transition Szenario wird zwar vielfach bemüht, aber dessen Grundlagen, Annahmen und sich daraus ableitenden Ergebnisse nicht vorgestellt. Es fehlen zudem Informationen, welche Maßnahmen noch notwendig wären, um dieses Szenario überhaupt erreichen zu können.

- Der Energieverbrauch im Gassektor scheint einfach aus dem sehr konservativ angenommenen Potential erneuerbarer Gase abgeleitet worden zu sein. Wobei hier die mögliche Aufbringung aus Holzgas zur Gänze fehlt. Es stellt sich die Frage, ob eine derartige Herangehensweise nicht zu gewissen Fehlschlüssen mit weitreichenden Folgen in den weiteren Betrachtungen führt.
- Bei den Fernleitungen des Gasnetzes sollten unbedingt auch die Anzahl der Stränge, inkl. deren Übertragungsleistung sowohl in Methan als auch in Wasserstoff, dargestellt werden.
- Die Umstellung des Gasfernleitungsnetzes auf Wasserstoff stellt wohl eine sehr hohe technische, regulatorische, legislative und vor allem auch logistische Herausforderung dar. Auf diese Besonderheiten sollte im NIP detaillierter eingegangen werden.
- Es stellt sich die Frage, ob wöchentliche Szenario-Hochrechnungen mit idealtypischer Erzeugung volatiler Kapazitäten einerseits und idealtypischer Verbrauchssituation andererseits für eine seriöse Netzplanung geeignet sind.
- Die maximale Transportkapazität von Leitungen (Strom und Gas) sollte jeweils in MW oder GW angegeben werden. Eine Darstellung in kV ohne Angabe über mögliche Stromstärke in Ampere ist für die Beurteilung mangels der Information zur möglichen Übertragungsleistung nicht aussagekräftig.
- Es fehlt zur Gänze die für eine integrierte Netzplanung inkl. Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendige Untersuchung hinsichtlich des volkswirtschaftlichen Optimums einzelner Maßnahmen (Erzeugungsleistungen, Batteriespeicher, Pumpspeicher, Power to Gas mit saisonaler Gasspeicherung, Übertragungskapazitäten etc.).
- Teilweise sind Grafiken, Abbildungen und Tabellen in falschen Kapiteln abgebildet. Zum Zwecke der leichteren Lesbarkeit sollten Grafiken direkt in den jeweiligen darauf bezogenen Textpassagen abgebildet werden.

Im Detail (exemplarisch, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, insbesondere solange nicht alle Datengrundlagen offengelegt sind):

#### 1. Ad 1.1 (S. 5)

Die Gasversorgung muss richtigerweise ebenso auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden. Vordringlich sollte dies durch erneuerbare Gase wie Biomethan aus Vergärung und Vergasung sowie erneuerbaren Wasserstoff, und in weiterer Folge teilweise durch einen Wechsel des Energieträgers – erneuerbarem Strom –, erfolgen.

Textvorschlag (3. Absatz, 1. Satz):

*„Im Bereich der Gasversorgung steht Österreich vor der Herausforderung, bis 2040 aus der Nutzung von Erdgas auszusteigen und dieses durch **erneuerbare Gase wie Biomethan aus Vergärung und Vergasung sowie erneuerbaren Wasserstoff, und in weiterer Folge teilweise durch einen Wechsel des Energieträgers auf erneuerbaren Strom oder andere erneuerbare Energieträger**, zu ersetzen.“*

**2. Ad 1.2 (S. 7)**

Ad Abbildung 1: Die Gliederung des nationalen Verbrauchs in die Kategorien „Wärmesektor“, „Verkehrssektor“ und „Industrie“ erscheint als nicht zielführend, weil dadurch viele Überschneidungen und vor allem zwangsweise Lücken entstehen. Damit kann keinesfalls eine ordentliche Netzinfrastrukturplanung im Bereich Strom- und Gasnetze erfolgen.

Wir bitten um Anführung aller Verbrauchskategorien und vor allem, zur Herstellung der Vergleichbarkeit, um Einteilung in die Kategorien wie sie auch in den vereinheitlichten Statistiken der EU verwendet werden.

**3. Ad 2.1 (S. 10)**

Ad Abbildung 2: Der Vergleich der prozentualen Entwicklung einzelner Energieträger von 2005 auf 2021 bzw. 2020 auf 2021 hat ohne Absolutwerte kaum Aussagekraft.

Wir bitten um zusätzliche Darstellung der Absolutwerte.

**4. Ad 2.2.1 + 2.2.2 (S. 11ff.)**

Ad Stromimporte und -exporte: Es fehlen insgesamt die Angaben an Stromimporten als auch -exporten, jeweils absolut sowie netto.

Wir bitten um Darstellung der jeweiligen Mengen an Stromimporten als auch -exporten in Absolut- als auch Nettobetrachtung.

**5. Ad 2.2.2 (S. 14)**

Ad fehlende Darstellung der jahreszeitlichen technologiespezifischen Erzeugung als auch Last: Um die Planung von Erzeugungskapazitäten, die Sicherstellung der notwendigen Gleichzeitigkeit als auch die notwendigen Übertragungskapazität der Netze durchführen zu können, bedarf es unbedingt der jeweiligen Darstellung der jahreszeitlichen Schwankungen der Erzeugung (technologiespezifisch) als auch der Last.

Wir bitten um Darstellung der jahreszeitlichen technologiespezifischen Erzeugung als auch Last.

**6. Ad 2.2.2 + 2.2.3 (S. 17f.)**

Ad Abbildung 9 bzw. Tabelle 1: Für eine aussagekräftige Bewertung der aktuellen Erzeugung vor allem im Hinblick auf zukünftige Szenarien und der notwendigen Residuallast wäre vor allem auch eine Auswertung auf Viertelstundenbasis notwendig. Allerdings unter Einbeziehung der Speicherwasserkraft. Wie im Text richtig ausgeführt wird, sind derartige Werte für die Netzplanung unbedingt erforderlich.

Da mit Monatswerten keine Netzplanung möglich ist, bitten wir um Ergänzung der Viertelstundenwerte als auch der jeweilig dazugehörigen Speicherständen der Speicherwasserkraft.

Zudem wäre die jeweilige Transportkapazität der jeweiligen Transportnetze wichtig für die künftige Netzplanung.

Wir bitten um Ergänzung der Übertragungskapazitäten (GW) der jeweiligen Höchst- und Hochspannungsnetze.

**7. Ad 2.3.1 (S. 21f.)**

Ad Gasverbrauch - Bedarf an Diversifizierung: Die offensichtlichste Möglichkeit zur Verminderung des Erdgasimportbedarfes besteht neben der Effizienzsteigerung in der inländischen Produktion erneuerbaren Gases.

Textvorschlag:

*„Im Zusammenhang mit dem EU-Ziel zur Einstellung von Erdgasimporten aus Russland bis 2027 besteht für Österreich entsprechend Bedarf **zum Ausbau der inländischen Produktion von erneuerbaren Gasen.** ~~zur Diversifizierung der Erdgasimporte.~~ Darüber hinaus sind die Reduktion des Gasverbrauchs und die generelle Substitution von Erdgas **auch durch andere erneuerbare Energieträger als erneuerbare Gase** erforderlich, um die Klimaziele zu erreichen. **Kurzfristig ist auch eine Diversifizierung der Erdgasimporte vorzunehmen.**“*

**8. Ad 2.3.1 (S. 21)**

Ad Abbildung 12: Richtigerweise müsste Abbildung 12 im Kapitel Strom dargestellt werden. Zudem fehlt die Jahresangabe als auch die Angabe, dass es sich um TWh a<sup>-1</sup> handelt.

**9. Ad 2.3.1 (S. 23)**

Aufgrund der klimatischen Bedingungen und von Kundenanforderungen unterliegt der Gasbedarf wesentlicher jahreszeitlicher Schwankungen. Ohne Darstellung der jeweilig zu übertragenden Lasten, kann keine seriöse Netzplanung durchgeführt werden. Dies ist bei möglicher geplanter Elektrifizierung von bisherigen Gasverbräuchen von umso größerer Bedeutung für die Netzplanung und Erzeugungskapazitäten im Sektor Strom. Gerade eine geplante Verlagerung der Last im Gasnetz (inkl. deren Speicher) hin zu strombasierten Anwendungen bedeutet eine sehr hohe Herausforderung an die Stromerzeugungskapazitäten, der Bereitstellung der notwendigen Gleichzeitigkeit und der Stromnetzplanung.

Wir bitten um Darstellung der Gasverbräuche in Stunden-Auflösung untergliedert nach einheitlichen Verbrauchskategorien, welche auch in der Energiestatistik angewendet werden.

**10. Ad 2.3.2 (S. 24)**

Ad geplanter Ausbau von erneuerbaren Gasen: Das Ziel von 7,5 TWh erneuerbare Gase bis 2030 ist ein Mindestziel.

Textvorschlag:

*„Im Begutachtungsentwurf des Erneuerbare-Gase-Gesetzes vom Februar 2023 ist der Ausbau von erneuerbaren Gasen (also Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff) in der Höhe von **mindestens 7,5 TWh bis 2030** vorgesehen.“*

**11. Ad 2.3.3 (S. 28)**

Ad Abbildung 19: Die Grenzkapazitäten scheinen wesentlich zu gering zu sein. Wie aus Abbildung 34 ersichtlich wurde wahrscheinlich die Einheit und Bezugsbasis falsch wiedergegeben.

Wir bitten um Überprüfung der Grenzkapazitäten der Gasnetze.

#### **12. Ad 2.3.3 (S. 29)**

Ad Abbildung 20: Es wird zwar das Veröffentlichungsjahr der Daten angegeben. Aufgrund der aktuellen Situation wäre aber vor allem das Jahr, auf das sich die Daten beziehen, von Bedeutung. Zudem müsste richtigerweise bei der Angabe der Energieeinheit TWh a<sup>-1</sup> der Bezug auf 1 Jahr inkludiert werden.

Wir bitten um Ergänzung.

#### **13. Ad 3.1 (S. 30)**

Ad Nationaler Energieverbrauch:

- Der Begriff Dekarbonisierung des Energiesystems würde zwangsweise bedeuten, dass über 50 % der bisherigen erneuerbaren Energien Österreichs nicht mehr für die künftigen Ziele in Betracht genommen werden. Gerade in einem Dokument des zuständigen Ministeriums sollten nur fachlich richtige Begriffe Anwendung finden.

Wir bitten um Präzisierung des Begriffes „Dekarbonisierung“ durch „fossile Dekarbonisierung“ oder „Umstieg auf erneuerbare Energien“ (im gesamten Dokument)

- Es fehlt die Quellenangabe zum Transition Szenario „Energie- und Treibhausgasszenario Transition 2040“ (UBA, 2023). Bei der Suche im Internet kommt als Suchergebnis ein Bericht aus dem Jahr 2017. Dies dürfte allerdings nicht der aktuelle Bericht sein.

Wir bitten um genaue Angabe im zu erstellenden Quellenverzeichnis bzw. Link zum Bericht.

#### **14. Ad 3.1.1 (S. 31ff.)**

Ad Transition-Szenario iHa erneuerbare Gase:

- Im vorliegenden NIP-Entwurf wird die strategische Entwicklung der Infrastruktur im Strom- und Gasbereich auf Basis des Transition-Szenario entwickelt. Das ist dort sinnvoll, wo es auf Basis des Szenarios um mögliche zusätzlich benötigte Infrastrukturkapazitäten geht (etwa im Strombereich, wo klar mit einem Anstieg der Erzeugung und vor allem der Last zu rechnen ist). Im Bereich der Gase erscheint es jedoch nicht sinnvoll, sich auf die Prognosen des Transition-Szenarios zu verlassen. Aufgrund der großen Unsicherheit, wie sich Erzeugung und Nachfrage nach Gasen in den nächsten Jahren/Jahrzehnten entwickeln wird, kann für die strategischen Planungen betreffend die strategische Entwicklung der Infrastruktur nicht ein Szenario herangezogen werden, welches eine Stagnation bzw. Reduktion der zu transportierenden Mengen erwartet. Vielmehr muss aus Sicherheitsgründen ein Szenario herangezogen werden, das – basierend auf realistischen Annahmen – von einer Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der Infrastruktur bzw. von einem größeren Gasbedarf ausgeht. Andernfalls drohen infrastrukturelle Transportengpässe im künftigen Energiesystem Österreichs.

Dass das Transition-Szenario nicht zwangsläufig das „richtige“ Szenario darstellt, zeigt etwa auch folgende Textpassage auf S. 32: *„In diesem Szenario sinken die Treibhausgasemissionen um 86 % im Jahr 2040 gegenüber 1990 und um 57 %*

im Jahr 2030 gegenüber 2005 außerhalb des Emissionshandels. Die EU Effort-Sharing Verordnung sieht für Österreich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 48 % gegenüber zu 2005 vor.“ Entgegen des Transition-Szenarios wird gegenwärtig eher mit einer (deutlichen) Verfehlung des Ziels aus der Effort-Sharing Verordnung und damit einhergehenden hohen Strafzahlungen gerechnet.

Auch auf Seite 106 zeigt sich eine Diskrepanz zwischen den Annahmen im NIP und anderen Annahmen (in dem Fall jenen der AGGM bzgl. Methanverbrauch im Jahr 2040). Energieeffizienzmaßnahmen und eine verstärkte Elektrifizierung alleine können die Diskrepanz von 110 TWh (AGGM) zu 51 TWh (Transition-Szenario) prognostiziertem Verbrauch an Methan im Jahr 2040 nicht erklären.

Ebenso sei in dem Zusammenhang auf Seite 112 und die Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“ (GASI 2040) verwiesen, wonach sich die Methannachfrage im Jahr 2040 in einem breiten Feld zwischen rund 7 TWh und rund 99 TWh bewegt.

Auch auf eine Passage auf Seite 116 sei hingewiesen: „Die langfristige Entwicklung des nationalen Methan- und Wasserstoffnetzes über 2030 hinaus unterliegt noch Unsicherheiten.“

Textvorschlag:

*„In diesem Szenario sinken die Treibhausgasemissionen um 86 % im Jahr 2040 gegenüber 1990 und um 57 % im Jahr 2030 gegenüber 2005 außerhalb des Emissionshandels. Die EU Effort-Sharing Verordnung sieht für Österreich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 48 % gegenüber zu 2005 vor. **Aktuelle Prognosen gemäß dem WAM-Szenario des Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (NEKP) gehen allerdings von einer Zielverfehlung um rund 7,2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent aus.<sup>1</sup> Aufgrund der Unsicherheit, ob das Transition-Szenario in seiner aktuellen Form tatsächlich eintreten wird, ist es notwendig, die strategischen Planungen im Bereich der Energieinfrastruktur nicht nur auf dieser Datenbasis, sondern durch ein differenziertes Gesamtbild über verschiedene Datensätze/Prognosen vorzunehmen. Dabei wird es wichtig sein, aus Gründen der Energiesicherheit eher höhere Bedarfe an Infrastruktur anzunehmen als zu niedrige.“***

- Im NEKP wird von einem notwendigen Ausbau der Stromerzeugung von 34 TWh a<sup>-1</sup> bis 2030 ausgegangen, im NIP hingegen sind es nun 39 TWh a<sup>-1</sup>. Eine Übereinstimmung in den Angaben der jeweiligen Berichte ist für seriöse Planungen notwendig.

Bitte um Prüfung, von welchem Wert nun tatsächlich ausgegangen wird, und Vereinheitlichung der Werte in NEKP und NIP.

- Ohne Darstellung der geplanten gesamten Stromaufbringung aus erneuerbarer Energien in 2040 hat der Satz „Für die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems wird von 2030 bis 2040 noch ein weit stärkerer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung notwendig sein – Wind und PV können bis 2040 bis zu 70 TWh zur heimischen Stromerzeugung beitragen.“ keinen Wert.

---

<sup>1</sup> Vgl. Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich, S. 63

Wir bitten um Darstellung der geplanten technologiespezifischen Stromaufbringung 2040 sowie der 1/4 stündlichen Verteilung dieser und gleichzeitiger Darstellung der jeweiligen Last.

- Die Nutzung von abgeschiedenem biogenem CO<sub>2</sub> wird begrüßt, sowohl als möglicher fossiler CO<sub>2</sub>-Ersatz als auch zur langfristigen Speicherung. Vom bis dato bestehenden gesetzlichen Verbot bis hin zur rechtlichen Ermöglichung erscheint es noch ein langer Weg. Damit aber in der geforderten Kurzfristigkeit des Umsetzungserfordernisses trotzdem BECCS noch einen Beitrag leisten kann, bedarf es unbedingt eines aktiven Herangehens.

Wir bitten um die Erstellung einer BECCS-Strategie bzw. eines Aktionsplans.

### 15. Ad 3.1.1 (S. 32)

Ad CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung/Nutzung: Wenn sich der Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung/Nutzung in „hard to abate-Sektoren“ auch besonders zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen anbietet, sollte die Möglichkeit nicht rein auf diese Sektoren begrenzt sein. CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung/Nutzung sollte überall dort zum Einsatz kommen, wo diese wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist.

Ad CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsinfrastruktur: Neben der Industrie fordert etwa auch der KBVÖ Bestrebungen zum Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsinfrastruktur.

Textvorschlag:

*„Manche Sektoren sind jedoch „hard-to-abate“ und können ihre Emissionen nicht vollständig vermeiden. Das betrifft insbesondere bestimmte Prozesse in der Industrie, wo aus heutiger Sicht der Weg der technologischen Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung grundsätzlich in Frage kommt. Interessant wäre diese Option **unter anderem** auch für Energie und Industrieanlagen, welche nachhaltige Biomasse einsetzen, womit eine Speicherung bzw. Nutzung von CO<sub>2</sub> zu Negativemissionen führen könnte (Bioenergy CCS – BECCS).*

*Neben der rechtlich und politisch derzeit offenen Frage der geologischen Speicherung im Inland (Evaluierungsbericht 2023 zum Gesetz über das Verbot der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>) werden aus der Industrie **und der Energiewirtschaft** auch Bestrebungen hinsichtlich des Aufbaus einer CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsinfrastruktur gefordert.“*

### 16. Ad 3.1.1 (S. 33)

Ad Tabelle 4:

- Laut Homepage des BMK gibt es derzeit noch 840.000 Gasheizungen, 500.000 Ölheizungen sowie 80.000 Kohleheizungen, welche zur Erzielung der Klimaneutralität auf erneuerbare Energien umgestellt werden müssten. In Tabelle 4 wird aber hingegen von einem gleichbleibendem Strombedarf für Gebäude ausgegangen. Wie bei der geplanten großteiligen Umstellung auf Wärmepumpen dies ohne zusätzlichen Strombedarf, geschweige denn ohne einen wesentlichen Anstieg der winterlichen Spitzenlast, funktionieren soll, ist leider weder aus der Tabelle noch im Text ersichtlich. Auch bei Annahmen mit bestmöglichen Sanierungen der Gebäude müsste dies hinterfragt werden, da ja derartige Annahmen wiederum zu falschen Netzplanungen führen würden.

Wir bitten um Darstellung der detaillierten Annahmen hinsichtlich des Stromeinsatzes in Gebäuden unter Berücksichtigung der geplanten Heizungsumstellungen.

- Die Ausbauziele der NIP scheinen mit den geplanten Ausbauzielen des NEKP nicht übereinzustimmen. Während im NEKP eine PV Jahresarbeit von 17 TWh im Jahr 2030 geplant ist, wird im NIP die geplante installierte Leistung mit 20 GW angegeben.

Im Sinne der Planbarkeit bitten wir um Überprüfung der Daten des NEKP mit denen des NIP und Herstellung der Vergleichbarkeit und Übereinstimmung.

#### **17. Ad 3.1.1 (S. 34)**

Ad Tabelle 5: Auch mit der höchstmöglichen Annahme an Flexibilitätsoptionen und vor allem deren Nutzung sowie des Imports von 2 TWh und 1 TWh aus Wasserstoff erscheint eine Sicherstellung der Stromversorgung unter den vorgegebenen Annahmen unmöglich. Eine Netzplanung ist an Hand der Tabelle ebenso unmöglich.

Wir bitten um eine Darstellung der Erzeugung und des Verbrauches in Viertelstunden-Auflösung bei Berücksichtigung des geplanten Ausbaus und der damit verbundenen Spezifika als auch unter Berücksichtigung der zu erwartenden Entwicklung des Verbrauchs und dessen Spezifika.

#### **18. Ad 3.1.1 (S. 34ff.)**

Ad Biomethan und erneuerbare Gase:

- Der Wert von 10,7 TWh betreffend das Biogas-Potenzial 2040 erscheint uns zu niedrig.

Es wird auf die Stellungnahme in Punkt 2 (Ad 3.1.1 (S. 31ff.); Ad Transition-Szenario iHa erneuerbare Gase) verwiesen.

- Im Satzteil „Dazu muss das Biomethan (40 – 75 %) ...“ fehlt die Angabe, um was es sich bei den Prozentangaben handelt. Wir nehmen an, dass hier der Methananteil im unaufbereiteten Biogas gemeint ist.

Wir bitten um Berichtigung und Ergänzung.

Textvorschlag:

„Dazu muss das Biomethan (50 – 75 % **CH<sub>4</sub> Anteil im Rohbiogas**) ...“

- Aufgrund der Vorgaben der RED hinsichtlich Nachhaltigkeit und THG-Einsparung, umgesetzt in den nationalen Vorgaben im EAG und darauf basierend der BMEN-VO sowie auf Grund der Ammoniakreduktionsverordnung und der Technischen Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen ist ein Methanschluß von 2 % für künftige Betrachtungen wesentlich überhöht. Bereits jetzt weisen viele Biogasanlagen einen Methanschluß von unter 0,5 % auf. Durch die Vorgaben der Technischen Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen müssen Gasaufbereitungsanlagen einen Methanschluß von weniger als 0,2 % wiederkehrend nachweisen. Um dies wiederkehrend sicherstellen zu können, kann davon ausgegangen werden, dass die Gasaufbereitungsanlagen mit einer nachgeschalteten Methanoxidation ausgestattet werden und somit kein Methanschluß mehr gegeben



ist. Die Ammoniakreduktionsverordnung schreibt spätestens ab Ende 2027 die gasdichte Abdeckung von Gärrestlägern vor. Gerade letztere waren bei Emissionsmessungen die Hauptquellen von Methanschlupf. Ein Methanschlupf von < 0,5 % erscheint daher für künftige Betrachtungen der Realität entsprechend.

Wir bitten um Änderung des Methanschlupfes von 2 % auf < 0,5 %.

- In der Betrachtung zu den erneuerbaren Gasen fehlt zur Gänze das Biomethan aus Gasifikation.

Wir bitten um Ergänzung dieser Quelle.

- Der Satz „Im Szenario Transition wird 2040 ausschließlich erneuerbarer Wasserstoff erzeugt bzw. eingesetzt“ ist unvollständig und daher irreführend. Richtigerweise müsste es heißen. „Im Szenario Transition wird 2040 **Wasserstoff ausschließlich aus erneuerbaren Quellen** erzeugt bzw. eingesetzt.“

Wir bitten um Richtigstellung.

- Die Sätze „Die Analysen Transition-Szenario konzentrieren sich auf die jährliche bilanzielle Betrachtung von Energieerzeugung und -verbrauch. Leistungsbetrachtungen und saisonale Betrachtungen erfolgten dabei nicht.“ entsprechen keinesfalls den Herausforderungen einer ordentlichen Strom- sowie Gasinfrastrukturplanung. Ohne detaillierte zeitliche Auflösung der technologiespezifischen Erzeugung und Last lassen sich keinesfalls Netzplanungen sowie Planungen zum Erhalt bzw. Sicherstellung der Versorgungssicherheit entsprechend den Vorgaben des § 94 EAG durchführen.

Zur Sicherstellung der Vorgaben des § 94 EAG bitten wir um zeitliche Auflösung der technologiespezifischen Erzeugung und der dem Transition Szenario entsprechenden Last im Gas- und Stromnetz, sowie um Streichung der oben zitierten Sätze.

#### **19. Ad 3.1.1 (S. 35)**

Ad Tabelle 7 – Verkehr und Gebäude: Die erwarteten Entwicklungen des Biomethaneinsatzes in Verkehr und Gebäuden erscheinen zu niedrig. Gerade im Bereich des Schwerverkehrs könnte Biomethan eine wichtige Rolle spielen, während eine Elektrifizierung des Bereichs nur teilweise bzw. bedingt absehbar ist.

Es wird auf die Stellungnahme in Punkt 2 (Ad 3.1.1 (S. 31ff.); Ad Transition-Szenario iHa erneuerbare Gase) verwiesen.

#### **20. Ad 3.2.1 (S. 36ff.)**

Ad Derzeitiger Stand der Länder-Planungen für den Erneuerbaren-Ausbau:

- Es sollte ein Kapitel „3.2.1.4 Bundesländerziele erneuerbare Gase“ ergänzt werden, auch um darzustellen, wo es aktuell keine diesbezüglichen Planungen gibt und somit Handlungsbedarf besteht.
- Länderziele zur Überprüfung des Bundeszieles sind zwar von entsprechender Bedeutung, allerdings findet eine Netzplanung nicht an Hand von Länderzielen

etc. statt, sondern muss im Strombereich die Regionen im Raum der Umspannwerke, Übertragungsnetze etc. behandeln. Dies gilt auch in der Gasnetzplanung (Netzkoppelungspunkte), und vor allem wenn man beides verschränken und optimieren möchte.

Wir bitten daher, entsprechend den Vorgaben des EAG, um Ergänzung dieser Betrachtungen.

#### **21. Ad 3.2.2.1 (S. 44)**

Ad Förderung und Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien: Hier wird auf einen Entwurf für ein Erneuerbaren Ausbau Beschleunigungsgesetz (EABG) verwiesen, welches aktuell jedoch nicht vorliegt.

Bitte um Veröffentlichung des EABG-Entwurfs und Informationen zum weiteren Zeitplan!

#### **22. Ad 3.2.2.3 (S. 51ff.)**

Ad Potenzial für Biomethan:

- Die 14,5 TWh pro Jahr theoretisch-technisches Potenzial sowie die 10,7 TWh pro Jahr (bzw. 6,8 TWh 2030) realisierbares Potenzial erscheinen zu niedrig.

Entsprechendes gilt für die Darstellung in Tabelle 15 sowie für Bezugnahmen im weiteren Text.

Es wird auf die Stellungnahme in Punkt 2 (Ad 3.1.1 (S. 31ff.); Ad Transition-Szenario iHa erneuerbare Gase) verwiesen.

- Überhaupt fehlt im Bereich der Aufbringung von Biomethan das Potenzial von Biomethan aus Gasifikation.

Wir bitten um Ergänzung der Potenziale.

#### **23. Ad 3.3.1 (S. 57)**

Ad Abbildung 35: Multipliziert man die angegebenen Werte in GWh d<sup>-1</sup> mit zumindest 200 Tagen Volllast würde das einer Importmenge von ~ 100 TWh pro Jahr entsprechen. Entweder geht man von wesentlich geringeren Auslastungen, was zu wesentlich höheren Transportkosten führen würde, oder von einem falschen innerösterreichischen Verbrauch aus (angenommen lt. Tab. 8 29 TWh a<sup>-1</sup> und einem Importanteil von 60 % - also max. 20 TWh a<sup>-1</sup>). Würde man auch die Speicherkapazität Österreichs zur Gänze in die Betrachtung einbeziehen, so müsste man jedenfalls zuerst einmal die geringere Energiedichte von Wasserstoff berücksichtigen und käme damit auf eine Speicherkapazität von ungefähr 30 TWh (bei gleichen Drücken). Bei der angenommenen Importleitungskapazität würde es daher zu sehr geringen Volllaststunden und damit einhergehend zu sehr hohen spezifischen Kosten je Energieeinheit kommen, ausgenommen Österreich bleibt ein Transitland von Ost nach West bzw. Süd nach Nord (lt. Abbildung aber nicht vorgesehen).

Wir bitten daher um Überprüfung der Werte.

#### 24. Ad 3.3.3.1 (S. 62)

Ad Abbildung 39: Die abgebildeten Wasserstofftransportkapazitäten an den Grenz-koppelungspunkten weisen eine Gesamtleistung von knapp 20 GWh h<sup>-1</sup> auf während der Importbedarf 2040 mit 17 TWh a<sup>-1</sup> angenommen wird. Letzteres ergibt bei 5.000 Vollbetriebsstunden der Fernleitungen eine Importkapazität von ~ 3,5 GWh h<sup>-1</sup>. Da es sich hier um reine Wasserstoffleitungen handelt müsste entweder der internationale Weitertransport mit mitunter zwischenzeitlicher saisonaler Speicherung in Österreich sehr hoch angenommen werden, oder die Vollbetriebsstunden wären sehr niedrig und im Gegenzug somit auch die Transportkosten je Energieeinheit extrem hoch. Auch bei Einbeziehung der gesamten nationalen Speicherkapazität würde sich die notwendige Transportkapazität um max. 6 GWh h<sup>-1</sup> bei 5 000 Vollbetriebsstunden erhöhen (auf Grund der spez. Energiedichte verringert sich die Speicherkapazität bei gleichem Druck auf 1/3) und somit keinesfalls in die Nähe der angenommenen 20 GWh h<sup>-1</sup> kommen.

Wir bitten um Plausibilitätsprüfung der angenommenen Werte.

#### 25. Ad 3.3.3.1 (S. 64)

Ad Wasserstoff-Bedarf: Die Annahmen der langfristigen Planung und des Ten year development plans weichen wesentlich von den Annahmen im NIP ab (2040: 47 zu 29 TWh a<sup>-1</sup>). Da es ohne koordinierte Planung aber zwangsweise zu Fehlinvestitionen oder extremen Mangelsituationen und vor allem Zielszenarioabweichungen kommen würde, bitten wir um Prüfung der Werte und Schaffung der notwendigen Konsistenz.

Zudem muss berücksichtigt werden, dass bei der Umstellung einer Gasleitung auf Wasserstoff diese schlagartig von staten gehen muss und daher alle an der Leitung angeschlossenen Einspeiser und Kunden dies gleichzeitig durchführen müssten. Ebenso wäre die geänderte Transportkapazität zu berücksichtigen. Im Gegenzug müssten aber jene Kunden die weiterhin mit Methan versorgt werden, dann eben von einer Methanleitung versorgt werden können.

#### 26. Ad 4.1 (S. 68)

Ad Preissteigerungen beim Strom: Der größte Treiber für den Anstieg des Strompreises ist insbesondere ein jahrzehntelanger Mangel an Ausbau erneuerbarer Erzeugung.

Textvorschlag:

*„Die massiven Preissteigerungen beim Erdgas und in weiterer Folge auch beim Strom ausgelöst durch **einen jahrzehntelangen Mangel an Ausbau erneuerbarer Erzeugung sowie zuletzt auch durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine** unterstreichen die Notwendigkeit einer adäquaten Infrastrukturplanung in Bezug sowohl auf Kostenerwägungen als auch auf Versorgungssicherheit.“*

#### 27. Ad 4.2 (S. 69)

Ad Synthetische Lastprofile: Die Modellierungen in hoher zeitlicher Auflösung auf Umspannwerk-Bezirk-Basis stellen sicherlich eine gute Möglichkeit der Planung dar. Auch die Annahme von synthetischen Lastprofilen erscheint sinnvoll. Leider fehlt bei letzterem eine genauere Darstellung gerade auch im Hinblick auf die gewollten Änderungen in der Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe.

Wir bitten um nähere Darlegung welche Grundannahme und welches Lastprofil dem synthetischem Lastprofil zu Grunde liegt.

**28. Ad 4.2 (S. 71)**

Im letzten Absatz müsste es heißen: „... Kapitel 4.3 zeigt für Strom, Methan bzw. Biomethan und Wasserstoff die geografische und temporale Verbrauchsstruktur für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040, während Kapitel 4.4 in derselben Weise die Erzeugung der betrachteten Energieträger darlegt. ...“

**29. Ad 4.3 (S. 73)**

Ad Stromverbrauch der Haushalte: Wie bereits bei den synthetischen Lastprofilen angeführt, müsste hier bei den Lastprofilen nicht nur die bisherige Last an Hand von Nutzenergieanalysen durchgeführt werden, sondern vielmehr die gewollte Nutzungsänderung in der Wärmeaufbringung mittels Wärmepumpe berücksichtigt werden.

Wir bitten um Einarbeitung und Darstellung der Auswirkungen der gewollten Nutzungsänderung hinsichtlich der Umstellung auf Wärmepumpen.

**30. Ad 4.3.1 (S. 74)**

Ad Summenlastprofile 2030 und 2040: Derzeit hat Österreich eine Stromspitzenlast von ~ 11 GW. Durch die gewollte Umstellung von fossilen Heizungen auf vornehmlich Wärmepumpen erscheint eine Spitzenlast von 15 GW 2030 und von 18 GW 2040 als eher gering. Vor allem weil ja auch noch die gewollte Elektrifizierung der Industrie mitberücksichtigt werden müsste.

Bitte um Überprüfung, ob die Annahmen nicht zu gering sind sowie ggf. Änderung im Text.

**31. Ad 4.4.1 + 4.4.2 (S. 79f.)**

Ad Abbildung 51 + 52: Derzeit sind laut APG ~ 6 GW Laufkraftwerke installiert. Aufgrund auftretender Sommertrockenheit haben diese vielfach während dieser Zeit eine Leistung von 1 – 2 GW (der Sommer 2023 ist eine komplette Ausnahme). Zudem müsste berücksichtigt werden, dass auf Grund der rasch abschmelzenden Gletscher sich die Sommerleistung in den nächsten Dekaden auf Grund fehlendem Gletscherschmelzwasser noch verschlechtern wird. Auch beim geplanten Ausbau der Wasserkraft erscheint eine Sommerleistung von 7 GW durch Laufkraftwerke als eine sehr optimistische Darstellung, die keinesfalls einem normalen künftigen Sommer entsprechen wird (das würde eine installierte Leistung von ca. 11 GW bedeuten). Derartige Fälle treten nur bei extrem schlechten Wetterereignissen auf. Während dieser Zeiten hat dann allerdings die Photovoltaik üblicherweise, auf Grund mangelnder Sonneneinstrahlung, nur unterdurchschnittliche Erträge. Ähnliches gilt für kalte Winterperioden. Die in den Abbildungen dargestellte Woche erscheint eine nahezu ideale Aufbringung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik darzustellen.

Wir bitten um Hinzufügung der jeweiligen Last (einmal ohne wesentlicher Verbrauchsänderung sowie einmal mit den geplanten Verbrauchsänderungen durch verstärkte Elektrifizierung) sowie um Ergänzung der Abbildungen mit der jeweils zugrundeliegenden installierten Leistung und Annahmen.

Wir bitten um Berücksichtigung der klimatisch bedingten Änderungen des Gletscherschmelzwasserdargebotes und auftretender Sommertrockenheit.

Weiters bitten wir um die jeweilige Darstellung mehrerer Wochen mit Angabe der Woche (Woche mit optimaler Aufbringung als auch Woche mit nahezu keinem Wind als auch nahezu keiner Sonneneinstrahlung wie sie üblicherweise im Winter ebenso vorkommen).

Zudem bitten wir darum, die Grafiken zusammen unter 4.4.1 zu stellen.

**32. Ad 4.4.3 (S. 81f.)**

Ad Abbildungen 53 + 54: Wir bitten darum, die Darstellungen zur Biomethanerzeugung zusammen unter 4.4.2 (Biomethan) zu stellen.

**33. Ad 4.5 (S. 83)**

Ad Flexibilität und Speicher: Neben Flexibilitätsmaßnahmen im Bereich der Energieinfrastruktur sollte auch die Bedeutung von gut speicherbaren erneuerbaren Energien – wie erneuerbaren Gase – angesprochen werden. Erneuerbare Gase wie Biometan aus Vergärung und Vergasung sowie erneuerbarer Wasserstoff können in den österreichischen Gaslagerstätten saisonal gespeichert werden und können damit wesentlich zur Bedarfsdeckung etwa der höheren Winterlasten beitragen. Die Anwendung kann dann bedarfsgerecht zur Abdeckung von Spitzenlasten in den jeweiligen Sektoren eingesetzt werden.

Textvorschlag:

*„Die sich daraus ergebenden Herausforderungen für das gesamte Energiesystem können - neben dem Ausbau gut speicherbarer Energie wie erneuerbaren Gasen - auf Seiten der Energieinfrastruktur – wie steuerbare Kraftwerke, Speicher und sektorkoppelnde Elemente, um gegebene Erzeugungs- und Verbrauchsprofile zu verbinden – nur durch eine sektorübergreifende Analyse von Flexibilitätsmaßnahmen analysiert werden.“*

**34. Ad 4.5 (S. 85)**

Ad Abbildungen 55 + 57: Eine der großen Herausforderungen wird sicherlich die Übereinstimmung von Erzeugung und Last sowie der notwendigen Übertragungskapazitäten werden. Ein Export in den angegebenen Leistungen erscheint aber auf Grund ähnlicher Pläne in den Nachbarländern als zu optimistisch (DE plant zum Beispiel laut BMWK die Erhöhung der PV Leistung auf über 300 GW). Auch wenn vielfach nicht veröffentlicht, so kann man doch auch in den anderen Nachbarländern von einem starken Zubau der PV Leistung ausgehen. Man wird daher zwangsläufig zusätzlich zu den Tagesverschiebungen durch Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke weitere saisonale Verschiebungen mittels saisonaler Speicher benötigen. Andersfalls müsste man große Mengen an erneuerbarer Erzeugung abregeln und dadurch würde zwangsweise der Wille in weitere Erzeugungsprojekte zu investieren sinken.

Wir bitten um Berücksichtigung und darum, die Grafiken im Dokument unmittelbar nacheinander zu stellen.

**35. Ad 4.5.1 (S. 86)**

Ad Pumpspeicher: Wurde im Modell berücksichtigt, dass Teile der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke rein an das deutsche Stromnetz angebunden sind bzw. rein für diesen Markt arbeiten?

**36. Ad 4.5.2 + 4.5.3 (S. 90)**

Ad Tabelle 20 + 21: Interessanterweise fehlen manche Bundesländer. Da es sich dabei auch um Bundesländer handelt, die sehr stark in PV und/oder Wind investieren, stellt sich die Frage, wie man zu dem Ergebnis kommt. Andererseits sind Bundesländer angeführt die nicht in den Ausbau von PV und Wind investieren möchten aber trotzdem mit relativ hohen Leistungen bzw. Jahresarbeit aufgenommen wurden.

Bitte um Darlegung der Grundsätze für die getroffenen Annahmen.

**37. Ad (S. 91)**

Ad NIP-Modellierung: Richtigerweise müsste der Text wie folgt lauten: „*In der NIP-Modellierung wird nur ein Teil der in der nationalen Wasserstoffstrategie für 2030 vorgesehenen Menge von rund 3,5 TWh ausschließlich als Bottleneck-Lösung modelliert (vgl. Kapitel 1.4.3). Der wesentlich größere Anteil (rund 2,1 TWh) wird ...*“

Bitte um entsprechende Änderung.

**38. Ad 4.5.5 (S. 91)**

Ad Gasspeicher: Der Satz, dass Gasspeicher in Zukunft sowohl für die Speicherung von Methan als auch Wasserstoff eingesetzt werden können, könnte zu Missinterpretationen führen. Durch die Umstellung eines Gasspeichers auf Wasserstoff wird dieser zwangsläufig auf die Anbindung an das Wasserstoffnetz umgestellt und zudem wäre ein Wechsel zwischen Wasserstoff- und Methanspeicherung unerlaubt, weil dadurch dann im jeweiligen Gasnetz nicht mehr die geforderten Reinheiten, Energiedichten und mitunter Wobbeindex laut ÖVGW erreicht werden könnten.

Gasspeicher stellen eine saisonale Speichermöglichkeit hoher Energiemengen dar, sie sind aber keine Übertragungskapazitäten. Möglicherweise wäre gemeint, dass durch die Speicherkapazität und vor allem der möglichen Ein- und Ausspeicherleistung die Übertragungskapazitäten im Gasnetz wesentlich unterstützt werden und zumindest teilweise vom Verbrauch abgekoppelt werden können.

Textvorschlag:

„*In der Modellierung wird angenommen, dass die in Österreich bestehenden Gasspeicher zukünftig sowohl für Methan als auch **(nach Umstellung) für Wasserstoff** eingesetzt werden können. ~~Denn Gasspeicher bieten~~ **unterstützen durch die Speicherkapazität und vor allem der möglichen Ein- und Ausspeicherleistung die Übertragungskapazitäten im Gasnetz wesentlich** ~~neben den ebenfalls großen vorhandenen Übertragungskapazitäten eine wichtige Flexibilität zur Einbindung von Methan und Wasserstoff in das Energiesystem.~~“*

**39. Ad 4.5.5 (S. 92)**

- Ad Abbildung 59:  
Ist tatsächlich geplant beide Stränge der WAG auf Wasserstoff umzustellen, oder doch nur ein Strang?

Eine ähnliche Frage stellt sich bei der Penta West. Wie erfolgt die internationale und die Speichieranbindung mit Methanflüssen, wenn die Leitung auf Wasserstoff umgestellt wird?

- Ad Satz 3: Der Satz müsste richtigerweise „*Dazu ist anzuführen, dass die Speicherkapazitäten im Falle einer Nutzung als Wasserstoffspeicher geringer ausfallen als für die Gasspeichernutzung Methanspeichernutzung.*“ lauten.

#### **40. Ad 4.7 (S. 94)**

Ad Abbildung 60: In der Kategorie 2 müsste es wahrscheinlich „ $\geq 100 \% < 110 \%$ “ anstatt „ $\geq 110 \% < 110 \%$ “ lauten.

Bitte um Prüfung.

#### **41. Ad 4.7 (S. 95)**

Ad Abbildung 61: Die Darstellung ist etwas widersprüchlich bzw. mitunter irreführend. Von Dürnrrohr bis St. Peter besteht laut APG Netzplan sowohl eine 380 kV als auch eine 220 kV Leitung. Wahrscheinlich ist dies in der Abbildung nur überlappend und daher nicht ersichtlich dargestellt.

Bitte um eindeutiger Darstellung.

#### **42. Ad 4.7 (S. 96)**

Ad Abbildung 62: Es scheint in Abbildung 62 keinen Unterschied zu ergeben, ob Flexibilitätsmaßnahmen integriert werden oder nicht. Bedeutet dies, dass die geplanten Flexibilitätsoptionen nicht ausreichen, um gewisse kritische Situationen in einen unkritischen Netzzustand überführen zu können, die Lage der Flexibilitätsmaßnahmen suboptimal für das Netz ist, oder die Abbildung undeutlich ist?

Interessant ist vor allem auch, dass obwohl der kritische Energiefluss von den Wind- und PV Erzeugungen des Ostens zu den Pumpspeicherkraftwerken des Westens anzunehmen ist, die kritischen Netzsituationen nicht im Osten sind, sondern vielmehr in OÖ, wo man ja bereits mit einem hohen Verbrauch der Industriedreiecks Linz-Steyr-Wels als Teilabnehmer von diesen Erzeugungen rechnen würde und es somit hier zu keiner Überlastung der Übertragung mehr kommen sollte. Falls dies auf Grund von unterschiedlichen Leitungskapazitäten der 380/220 kV Leitungen ist, sollten der Übersichtlichkeit halber auch die Übertragungskapazitäten in MW oder GW der jeweiligen Netzabschnitte dargestellt werden.

#### **43. Ad 4.7 (S. 97)**

Ad Abbildung 63: Führt die Fertigstellung des Südringes (Obersielach – Lienz) auf Grund höherer Transportkapazität und der hohen Abnahme im Raum Graz zu einer Überlastung des bereits bestehenden Ringes (Obersielach – Wien Süd Ost)?

Interessanterweise führen die zusätzlichen eingeplanten Flexibilitätsmaßnahmen im Szenario 2040 nicht zu den erhofften Wirkungen, sondern führen sogar noch zu zusätzlichen Netzengpässen in NÖ. Sind wiederum die geplanten Flexibilitätsmaßnahmen nicht ausreichend oder falsch situiert?

#### **44. Ad 4.8 (S. 100)**

Ad Abbildung 65 + 66:

- Da zumindest Teile der Fernleitungen aus mehreren Strängen bestehen wäre eine diesbezügliche Darstellung wertvoll. Durch die Darstellung der Stränge der jeweiligen Fernleitungen könnte man auch ersichtlich machen, dass geplant ist, nur jeweils einen Strang der TAG und der WAG auf Wasserstoff umzustellen
- Die örtliche Darstellung der Gasspeicher sowie deren Anbindung an die jeweiligen Netzebenen wäre für die weiteren Betrachtungen sehr von Vorteil.

Bitte um ergänzende Darstellung der einzelnen Fernleitungsstränge sowie der Gasspeicher samt deren Anbindung an die jeweiligen Netzebenen in den Abbildungen 65 und 66.

#### **45. Ad 4.8 (S. 100)**

Ad Abbildung 66: Aufgrund der angeführten Mengen an Wasserstoff erscheint die Auslastung der angeführten Fernleitungen als sehr gering. Dies würde automatisch sehr hohe Netznutzungsgebühren verursachen.

#### **46. Ad 4.8 (S. 101)**

Ad Abbildung 67: Die Farbwahl ist leider nicht optimal und erschwert die Lesbarkeit der Abbildung. Zudem sollten die Stränge der TAG und WAG jeweils so dargestellt werden, dass man erkennt ob nun geplant ist die gesamte Kapazität auf Wasserstoff umzustellen, oder ob es sich dann um ein Parallelnetz handeln wird.

Bitte um entsprechende Änderung.

#### **47. Ad 5.1.2 (S. 107)**

Ad Biomethanmengen: Alle Mengen an erwartbarem Biomethan sollten im NIP berücksichtigt werden.

Weswegen wurden Biomethanmengen aus Holzvergasung nicht berücksichtigt?

#### **48. Ad 5.1.3 (S. 110)**

Ad Abbildung 75: Der Gasbedarf ist leider im falschen Subkapitel wiedergegeben.

Bitte um Verschiebung der Darstellung in das Kapitel „Gas“.

#### **49. Ad 5.1.4 (S. 110)**

Ad Studienergebnisse Gas: Eine Studie zum künftigen Gasbedarf kam auf einen Gasbedarf Österreichs, je nach gerechnetem Szenario, von 89 bis 138 TWh a<sup>-1</sup>. Die Studie wurde im Auftrag und unter Mitwirkung der Experten des BMK von der JKU, der AEA und der MU Leoben erstellt. Die Studie ist auf der Website des BMK unter folgendem Link downloadbar:

<https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/erneuerbares-gas-2040.html>

(BMK 2021: Erneuerbares Gas in Österreich 2040)



Wir bitten um Berücksichtigung der Expertenmeinungen des BMK hinsichtlich des künftigen erneuerbaren Gasbedarfes 2040.

**50. Ad 5.1.4 (S. 111ff.)**

Ad Studienergebnisse Gas: Es wird am Ende der Seite 111 angeführt, dass der Methaneinsatz in der Industrie und in Kraftwerken gemäß dem Transition-Szenario sinkt, weil Methan in der Industrie und in Kraftwerken durch elektrische Energie substituiert wird. In der Industrie ist dies erwünscht. Die Ergänzung, dass dies auch in KWK-Anlagen erfolgen wird, dürfte reingerutscht sein.

Die nationale Wasserstoff-Erzeugung ist laut vorhergehenden Kapiteln nicht 6,5 TWh a<sup>-1</sup>, sondern mind. 11 TWh a<sup>-1</sup>, und müsste bei den angenommenen Ausbauten an volatiler Stromerzeugung noch viel höher werden, da es ansonsten zwangsläufig zu Abschaltungen erneuerbarer Stromerzeugung kommen wird.

Bitte um Berichtigung.

**51. Ad 5.2 (S. 113ff.)**

Ad Zusammenfassung: Die teils sehr unterschiedlichen Prognosen hinsichtlich des künftigen Strom- und Gasbedarfs (v.a. Biomethan, Wasserstoff) erschweren eine langfristige Einschätzung des Infrastrukturbedarfs und der Energieversorgungssicherheit. Aus diesem Grund müssen zeitnahe alle relevanten Gesetze bezüglich des Umbaus des Energiesektors hin zu erneuerbaren Energien beschlossen werden und aufeinander abgestimmt sein. Es braucht zeitnahe klare Zielvorgaben und entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen hinsichtlich inländischer Produktion, Verbrauch inkl. Effizienzmaßnahmen sowie Importe. Dies ermöglicht eine zielgerichtete Infrastrukturplanung und bessere Planbarkeit durch reduzierte Unsicherheiten für Wirtschaftsteilnehmer. Eine entsprechende Passage sollte im Text ergänzt werden.

Textvorschlag (neuer Absatz):

***„Die teils sehr unterschiedlichen Prognosen hinsichtlich des künftigen Strom- und Gasbedarfs (v.a. Biomethan, Wasserstoff) erschweren eine langfristige Einschätzung des Infrastrukturbedarfs und der Energieversorgungssicherheit. Aus diesem Grund müssen zeitnahe alle relevanten Gesetze bezüglich des Umbaus des Energiesektors hin zu erneuerbaren Energien beschlossen werden und aufeinander abgestimmt sein. Es braucht zeitnahe klare Zielvorgaben und entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen hinsichtlich inländischer Produktion, Verbrauch inkl. Effizienzmaßnahmen sowie Importe. Dies ermöglicht eine zielgerichtete Infrastrukturplanung und bessere Planbarkeit durch reduzierte Unsicherheiten für Wirtschaftsteilnehmer.“***

Zudem wird auf die Anmerkungen zu den vorigen Kapiteln verwiesen.

**52. Ad 7.6 (S. 129)**

Ad Kosten: Es fehlt die Energieeinheit nach 2,6, wahrscheinlich ist hier GW gemeint.

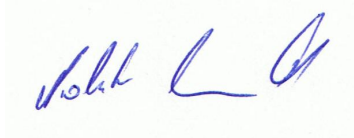
Bitte um Ergänzung.

**53. Ad 5.1.2 (S. 132)**

Ad Exkurs Windkraft: Warum gibt es einen Exkurs zur Windkraft aber nicht zu Wasserkraft, PV, Biomasse, Biomethan, Wärmepumpe, Geothermie etc.?

*Mit freundlichen Grüßen,*

*Bundsvorstand Kompost & Biogas Verband Österreich*

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Norbert Hummel', on a light-colored background.

*Norbert Hummel*

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Bernhard Seidl', on a light-colored background.

*Bernhard Seidl*