

Österreich braucht Strom.



Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Stubenring 1
1010 Wien
Per E-Mail an: vi2@bmk.gv.at
begutachtungsverfahren@parlament.gv.at

Ihr Zeichen

Ihr Schreiben

Unser Zeichen

Datum

Geschäftszahl:
2020-0.468.446

USR/UME/
ST.1051076/1051076

27.10.2020

Betrifft:

Stellungnahme der Austrian Power Grid AG zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket

Sehr geehrte Damen und Herren!

Wir beziehen uns auf den aktuellen Begutachtungsentwurf des **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket** und nehmen hierzu seitens Austrian Power Grid AG (APG) wie folgt Stellung und regen folgende Ergänzungen und Abänderungen an:

**A. Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen
(Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)**

1. Vorschlag zur Ergänzung des § 90 Abs. 1 des Gesetzesentwurfes:

„...der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 7 Abs. 1 Z 70 EIWOG iVm § 37 EIWOG 2010...“

Begründung: Die Bezüge zum Strom-Netzentwicklungsplan (NEP) werden im § 90 EAG in Folge ausreichend dargestellt. Gerade in der Einleitung sollte aber – wie es zurecht im Falle des § 13 GWG normiert wird – auf die einschlägige Definition des *Übertragungsnetzbetreibers* im EIWOG verwiesen und der Gesetzestext dahingehend präzisiert werden.

2. Vorschlag zur Ergänzung des § 90 Abs. 2 Z 3 des Gesetzesentwurfes:

„3. Im Zuge der Planung der erforderlichen Energieinfrastruktur sollen insbesondere das Vorhandensein der bestehenden Energieinfrastruktur, sowie Aspekte des Boden-, Gewässer- und Naturschutzes, der Raumordnung und des Verkehrs verstärkt berücksichtigt werden.“

Begründung: Um die Arbeiten am NIP effizient zu gestalten, wird ein Aufbau auf bereits bestehender Infrastruktur der logische erste Schritt sein. Des Weiteren wird gerade bei den großen Zukunftsthemen wie Sektorkopplung oder Speicherlösungen eine Gesamtsicht der



Österreich braucht Strom.

Blatt:	2
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

und Synergien zwischen den bestehenden Infrastrukturen verschiedener Energieträger unerlässlich sein.

3. Vorschlag zur Ergänzung des § 90 Abs. 3 Z 4 und Z 5 (neu) des Gesetzesentwurfes:

„4. eine Identifizierung von Regionen, die aus energiewirtschaftlicher Sicht ein hohes Potenzial für die Errichtung von Anlageninfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Konversion sowie zum Transport von Energieträgern sowie deren Leistungen bzw. Leistungsgrößen aufweisen.“

Begründung: Bei der Planung und für Simulationsrechnungen sind insbesondere die Leistungsgrößen (z.B. elektrische Leistung in kW, MW) essentielle Eingangsgrößen, insbesondere für Erzeugungsanlagen und Speicher, bzw. eventuell von Konversionsanlagen. Die Leistungsgrößen (Kapazitäten) für den Transport sind Ausgangsgrößen bzw. Ergebnisse von dann anzustellenden Berechnungen und Simulationen.

Neue Z 5:

„5. eine Identifizierung der notwendigen zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen den Regionen.“

Begründung: Einer der Outputs des NIP sollte eine Karte mit NUTS 3 Regionen/Knoten mit Verbindungslinien mit Leistungswerten bzw. nötigen Transportkapazitäten sein (z.B. als Knoten-Kanten-Modell). Daraus ergeben sich dann bspw. auch Standorte von P2G-Anlagen je Region, ebenfalls mit Leistungswert. Ein zusätzlicher Mehrwert neben der regionalen Betrachtung besteht auch in einer möglichen überregionalen Betrachtung zwischen den Regionen. Dadurch macht die grenzüberschreitende SUP-Konsultation gemäß § 92 auch mehr Sinn.

NUTS3 ist eine Ebene unter den Bundesländern und entspricht in Österreich 35 Gruppen von Gemeinden bzw. Bezirken. Diese NUTS3-Regionen können sehr gut bestehender Infrastruktur zugeordnet werden und strukturelle Engpässe können besser im NIP adressiert werden.

Erklärung NUTS 3:

NUTS ist die Abkürzung für „Nomenclature des unités territoriales statistiques“. Es handelt sich dabei um eine hierarchisch gegliederte Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik, die schon vor Jahren von Eurostat in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten etabliert wurde und mit der Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 verbindlich anzuwenden ist.

Die Ebene NUTS 0 entspricht dem Mitgliedsstaat.

Auf der Ebene NUTS 1 wurde Österreich in die drei Einheiten OSTÖSTERREICH (Bgl., NÖ., Wien), SÜDÖSTERREICH (Ktn. und Stmk.) und WESTÖSTERREICH (OÖ., Sbg., Tirol, Vbg.) gegliedert.

Die Ebene NUTS 2 wird durch die Bundesländer repräsentiert.

Die 35 Einheiten der Ebene NUTS 3 bestehen aus einer Zusammenfassung von mehreren Gemeinden. Jede Gemeinde ist genau einer NUTS-Einheit zugeordnet. Wien bildet eine eigene NUTS 3-Einheit.

4. Ad Erläuterungen Besonderer Teil – zu Artikel 1 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz:

Zu den § 90 bis 92 (Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan):

4.1 Vorschlag zur Ergänzung und Abänderung der Einleitung:

Österreich braucht Strom.



Blatt:	3
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

„Die §§ 90 bis 92 regeln den „Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan“ (kurz: NIP) als neues, national freiwilliges (d.h. **ebenso wie die entsprechende Strategische Umweltprüfung** vom Unionsrecht nicht verpflichtend vorgegebenes) Planungsinstrument im Energieinfrastrukturbereich.“

Zu § 90: (2. Absatz)

~~Der NIP ist in Verbindung mit der Zielbestimmung des §90 Abs.2 Z4 stehend, einer Strategischen Umweltprüfung nach der Richtlinie (EU) 2001/42/EG (SUP-Richtlinie) zu unterziehen: Nach der Judikatur des Europäischen Gerichtshofs (C 567/10, Inter-Environnement Bruxelles u.a.) regelt die SUP-Richtlinie nicht nur Pläne und Programme, die in nationalen Rechtsvorschriften vorgesehen sind, sondern auch solche, deren Annahme vorgesehen, aber nicht verpflichtend ist.“~~

Begründung: Zur Vermeidung von Missverständnissen sollte klarstellend festgehalten werden, dass nicht nur der NIP selbst freiwillig, d.h. nicht vom Unionsrecht verpflichtend vorgegeben ist, sondern dies auch für die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung gemäß § 91 gilt. Richtig ist zwar, dass die im Satz 2 zitierte Judikatur eine SUP-Pflicht auch dann annimmt, wenn das nationale Gesetz die planverfassende Behörde nicht zur Planerstellung verpflichtet, sondern die Behörde praktisch „autonom“ plant. Im gegenständlichen Fall möchte der § 90 Abs 1 EAG aber genau zur Planerstellung verpflichten („hat die BMK einen NIP zu erstellen“). Insofern sollte diese Passage – schon weil uE nicht auf den NIP zutreffend – ersatzlos gestrichen werden.

4.2 Vorschlag zur Abänderung der Erläuternden Bemerkungen zu den §§ 91 und 92:

„Die §§ 91 und 92 ~~setzen in Verbindung mit der Anlage 1~~ **sind an den** die inhaltlichen und prozessualen Vorgaben der SUP-Richtlinie **orientiert** ~~um~~ und betreffen vor allem folgende Aspekte: zwingende Inhalte des Umweltberichts, Durchführung der Öffentlichkeitsbeteiligung und grenzüberschreitenden Konsultationen sowie Form und Umfang des zu veröffentlichenden Ergebnisses.“

Begründung: Siehe Punkt 4.1 der Stellungnahme.

4.3 Vorschlag zur Ergänzung bzw. Klarstellung welche Spannungsebenen im NIP betroffen sind:

Zu § 90:

„Abs. 2 regelt die Ziele und Grundsätze des NIP:

Nach Z 1 soll der NIP als Eckpfeiler der Versorgungsstrategie die Schnittstellen und möglichen Potentiale aufzeigen, um die vorhandenen Optimierungsoptionen einer engeren wechselseitigen Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren. **Dies unter Berücksichtigung (zumindest) der Netzebenen 1 bis 4 im Elektrizitätsnetz sowie XX im Gasnetz** und etwa durch die Identifizierung der optimalen Standorte für große Speicher- und Konversionsanlagen – wie beispielsweise Power-to-Gas – und ähnlichen Optionen.“

Begründung: Die Strom-Netzebenen 1-4 wären für den Planungs- und Datenbedarf im NIP gut geeignet und deshalb heranzuziehen. Damit wären die Höchstspannungsnetze



Österreich braucht Strom.

Blatt:	4
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

und die 110-kV-Netzebene jedenfalls einzubeziehen. Auf die darunterliegenden Netzebenen würde der NIP Anknüpfungspunkt an die Mittelspannungs-Verteilernetze und auf Erneuerbaren/Bürger-Energiegemeinschaften der lokalen Netzebenen usw. geben. Ziel wäre die Verteilernetzbetreiber zumindest auf der Simulations- und Datenebene mit der 110-kV-Netzebene zu integrieren ohne dadurch den NIP zu überborden.

4.4 Vorschlag zur Ergänzung eines Verweises auf NUTS3-Regionen:

*„Abs. 3 beschreibt demonstrativ Inhalte und Maßnahmen des NIP in Verbindung mit den Grundsätzen und Zielen des Abs. 2. **Die in Abs. 3 Z 4 zu identifizierenden Regionen sollen bestmöglich auf NUTS3-Regionen abstellen.**“*

Begründung: NUTS3 ist eine Ebene unter den Bundesländern und entspricht 35 Regionen aus Gruppen von Gemeinden bzw. Bezirken. Diese NUTS3 Regionen können recht gut z.B. den APG-Umspannwerken zugeordnet werden und die strukturellen Engpässen im APG Netz können besser im NIP adressiert werden. Daher wird empfohlen, die Erläuterung zu § 90 Abs. 3 wie o.a. zu erweitern. (Siehe dazu Ausführungen in Kapitel A Punkt 3 zum NUTS 3.)

B. Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG)

1. Vorschlag zur Ergänzung des § 22a Abs. 1 Z 3 lit c des Gesetzesentwurfes:

*„c) Die Regulierungsbehörde hat das Ausschreibungsverfahren einschließlich seiner Bedingungen zu bewerten und zu überprüfen sowie ihre Genehmigung **innerhalb von vier Wochen mit Bescheid** zu erteilen. **Die Genehmigung gilt als erteilt, wenn die Regulierungsbehörde die Frist ungenützt verstreichen lässt.** Die Regulierungsbehörde kann Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln für das Ausschreibungsverfahren ausarbeiten.“*

Begründung: Wie bereits in vielen Bestimmungen des EIWOG in welchen eine Genehmigung seitens der Regulierungsbehörde eingeholt werden muss, wird im Sinne der Rechtssicherheit für den Antragsteller und der angemessenen sowie effizienten Verfahrensführung eine Frist für die Erteilung der Genehmigung festgelegt. Auch die Genehmigungsfiktion im Falle des Verstreichens der Frist ist üblich und sinnvoll. Die Ergänzungen entsprechen der Regelung in § 29 Abs. 3 EIWOG oder § 23b Abs. 4 (Änderung EIWOG im Rahmen des EAG) usw.

2. Vorschlag zur Ergänzung des § 22a Abs. 2 des Gesetzesentwurfes:

„(2) Die Regulierungsbehörde hat eine Genehmigung gemäß Abs. 1 Z 3 erster Fall zu erteilen, sofern die Anlage zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

- 1. in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert ist,*
- 2. nicht dem Regelenenergie- und/oder Engpassmanagement dient und*
- 3. zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs beiträgt und insofern ein technischer Bedarf gegeben ist.*

Österreich braucht Strom.



Blatt:	5
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

Die Genehmigung ist innerhalb von vier Wochen mit Bescheid zu erteilen. Die Genehmigung gilt als erteilt, wenn die Regulierungsbehörde die Frist ungenützt verstreichen lässt.

Begründung: Siehe dazu Ausführungen oben, in Kapitel B Punkt 1.

3. Grundsätzliche Bedeutung der Netzreserve:

Die Netzreserve ist seit rund 3 Jahren eine Grundvoraussetzung, um ein stabiles Netz und damit die Versorgungssicherheit zu garantieren. Darüber hinaus wird sich die Situation verschärfen, da der im EAG angestrebte Umbau des Stromsystems hin zu 100 % Erneuerbaren (+27 TWh Zubau Erneuerbare Energieträger bis 2030) sowie die dafür notwendigen Maßnahmen und Prozesse derzeit kaum aufeinander abgestimmt sind. Der dringend erforderliche Netzausbau ist stark verzögert und auch der Ausbau der Erneuerbaren entspricht nicht dem Zielpfad. Die nationalen thermischen Kraftwerke haben sich großteils aus dem Markt zurückgezogen oder stehen vor der Stilllegung bzw. Einmottung, die Folge ist ein deutliches Erzeugungsdefizit im Osten Österreichs, welches durch oft hohe Importe aus dem CWE-Raum (v.a. Deutschland,) gedeckt wird. Zusätzlich verschärft der gleichzeitig hohe Strombezug unserer süd-/östlichen Nachbarländer die Situation, wodurch das Übertragungsnetz der APG zunehmend an seiner Belastungsgrenze betrieben wird. Die resultierenden Stromflüsse führen bereits heute zu gefährlichen Überlastungen im Bestandsnetz und können nur mehr durch Notmaßnahmen („Redispatch“) behoben werden. Dazu wurden bereits Kraftwerke als Netzreserve seitens APG vertraglich kontrahiert, die regulatorisch durch ECA geprüft wurden und laufend überwacht werden. Diese Kraftwerke werden fast täglich zur Beseitigung der Engpässe als Notmaßnahmen in Betrieb gesetzt. Die kurzfristige Verfügbarkeit dieser Netzreserve hat sich für die Versorgungssicherheit als unentbehrlich erwiesen. Vor diesem Hintergrund möchten wir daher betonen, dass eine rechtssichere und stabile gesetzliche Lösung der Netzreserve für die Versorgungssicherheit der Zukunft und die Ziele des EAG von großer Bedeutung ist. In diesem Sinne hat sich die APG mit dem zuständigen Ministerium und der Regulierungsbehörde in einem intensiven Dialog befunden. Daher begrüßen wir, dass nun vom Ministerium ein neues, marktbasiertes Beschaffungssystem im Rahmen dieses Gesetzespaketes vorgeschlagen wird und halten das für einen bedeutenden Schritt zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Österreich. Nachdem eine raschestmögliche Lösung der bestehenden Situation dringend geboten ist, unterstützen wir den Zeitplan des Ministeriums für das zeitnahe Inkrafttreten des EAG (Ende 2020), da eine nachhaltige Lösung für die sichere Stromversorgung Österreichs dringend geboten ist.

4. Vorschlag zur Änderung des § 23 Abs. 1 der geltenden Fassung:

Wir weisen darauf hin, dass in § 23 Abs. 1 weiterhin „**Verbund-Austrian Power Grid AG**“ als Übertragungsnetzbetreiber genannt ist. Wir ersuchen um Korrektur des Firmenwortlautes (nun „**Austrian Power Grid AG**“).

Dies wäre auch in § 7 Abs. 1 Z 70 und § 64 Z 1 und 3 nachzuziehen.

5. Vorschlag zur Ergänzung des § 23 (2) Z 5 der geltenden Fassung oder neue Z 8:

Nutzung von Verträgen mit Einspeisern und Entnehmern sowie einer ggf. vorhandenen Netzreserve nicht nur zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen (Redispatch),



Österreich braucht Strom.

Blatt:	6
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

sondern auch zur Sicherstellung des physikalischen Ausgleichs zwischen Aufbringung und Bedarf lt. § 23 Abs. 2 Z 8. Das könnte entweder unter Z 5 oder unter Z 8 ergänzt werden.

Ergänzung der Z 8 des § 23 Abs. 2. Diese sollte lauten:

„8. den physikalischen Ausgleich zwischen Aufbringung und Bedarf in dem von ihnen abzudeckenden System sicherzustellen. Hierzu können nach Ausschöpfung noch nicht aktivierter Regelreserven und sonstiger zu diesem Zweck vertraglich vereinbarter Reserven auch gemäß Ziff. 5 mit Erzeugern und Entnehmern sowie ggf. als Netzreserve vertraglich vereinbarte Leistungen herangezogen werden.“

Begründung: Schaffung einer zweifelsfreien und robusten Rechtsgrundlage, damit die vertraglich vereinbarten Leistungen sowie Netzreserve im Zusammenhang mit § 23 Abs. 2 Z 5 im Bedarfsfall auch im Zusammenhang mit der Verpflichtung des Regelzonenführers gemäß Art 152 Abs. 8 SO GL (FRR Ausschöpfung) und Art 152 Abs. 16 SO GL (Maßnahmen zur Verringerung des FRCE) herangezogen werden können.

Gemäß Art 152 SO GL ist der Regelzonenführer prinzipiell berechtigt, Änderungen der Einspeisung und/oder des Verbrauchs von Marktteilnehmern zu verlangen. Für die betroffenen Einspeiser bzw. Verbraucher ist es gleichwertig und unerheblich, ob die mit ihnen kontrahierten Leistungen zur Behebung eines Netzenspasses (Redispatch) oder als Maßnahme zur Sicherstellung des physikalischen Ausgleichs gemäß § 23 Abs. 2 Z 8 EIVOG und Artikel 152 SO GL aktiviert werden (diese Fälle stellen sozusagen einen nur „einseitigen“ Redispatch dar). Aufgrund der vertraglichen Vereinbarungen ist in diesem Fall u.a. auch die Entschädigung bereits geregelt.

6. Vorschlag zur Ergänzung des § 37 Abs. 1 des Gesetzesentwurfes:

„§ 37. (1) (Grundsatzbestimmung) Die Landesgesetze haben unter Berücksichtigung der Abs. 2 bis 6 vorzusehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorlegen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Der Netzentwicklungsplan ist jeweils in ungeraden Kalenderjahren vorzulegen.“

Begründung: APG begrüßt die Änderung zum NEP und die Erweiterung des Erstellungszeitraums auf „alle zwei Jahre“ als wichtigen Schritt zur effizienten Nutzung des Planungsinstrumentes „Netzentwicklungsplan“. Um diesbezüglich Unklarheiten zu vermeiden und um das Zusammenspiel zwischen ENTSO-E Ten Year Network Development Plan (TYNDP – welcher in geraden Jahren erstellt wird) und NIP zu gewährleisten, wird o.a. Ergänzung empfohlen (Abs. 1 letzter Satz).

7. Vorschlag zur Abänderung des § 37 Abs. 5 EIVOG Netzentwicklungsplan und entsprechende Adaptionen im GWG

7.1. § 37 Abs. 5: Streichung des vorletzten Satzes

„§ 37(5) (Grundsatzbestimmung) Der Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Überdies hat er den koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG

Österreich braucht Strom.



Blatt:	7
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

2011 und die langfristige Planung gemäß § 22 GWG 2011 sowie den integrierten Netzinfrasturkturplan gemäß § 90 EAG zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. ~~Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 und der Konsultation der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen.~~ Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

7.2. Vorschlag zur Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011

„§ 22. (5a) Vor Einbringung des Antrags auf Genehmigung der langfristigen Planung hat der Verteilergebietsmanager alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des ~~Netzentwicklungsplans gemäß § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 und der Konsultation des~~ koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

„§ 63. (2) Die Fernleitungsnetzbetreiber in einem Marktgebiet legen der Regulierungsbehörde den koordinierten Netzentwicklungsplan gemeinsam zur Genehmigung vor. Der Marktgebietsmanager hat im Genehmigungsverfahren Parteistellung. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Marktgebietsmanager den Netzentwicklungsplan mit allen relevanten Marktteilnehmern zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation ~~des Netzentwicklungsplans gemäß § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 und der Konsultation~~ der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

Begründung: Grundsätzlich begrüßen wir die gesetzliche Verankerung einer verstärkten Verschränkung und gegenseitige Berücksichtigung der Infrastrukturplanung im Strom- und Gasbereich. Eine intensive Abstimmung der Energie-Netzentwicklung ist angesichts der Herausforderungen, die ein klimaneutrales, dekarbonisiertes Energiesystem für den Betrieb versorgungssicherer und stabiler Netze mit sich bringt, eine Notwendigkeit. Mit einer verstärkten Verschränkung der Planungen ist auch gewährleistet, dass die Möglichkeiten, die sich durch die Kopplung der Sektoren bieten, genutzt und ein wesentlicher Beitrag zu einem energie- und kosteneffizienten Energiesystem geleistet werden können.

Der Entwurf zu § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 sowie den §§ 22 Abs. 5a und 63 Abs. 2 GWG 2011 sehen neben der inhaltlichen Berücksichtigung auch vor, dass die Konsultationen hinsichtlich der Infrastrukturpläne im Strom- und Gasbereich gemeinsam stattfinden sollen. Dies würde bedingen, dass die Zeitpläne für die Erstellung dieser Pläne harmonisiert werden können. Die Möglichkeiten

Österreich braucht Strom.



Blatt:	8
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

diesbezüglich eine Harmonisierung herbeizuführen, stößt allerdings auf enge Grenzen, die im Unionsrecht begründet sind.

Einerseits hat der Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIVOG 2010 (NEP) den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG (TYNDP von ENTSO-E) als Basis, andererseits haben der koordinierte Netzentwicklungsplan gem. § 63 GWG 2011 (KNEP) sowie die Langfristige Planung gem. § 22 GWG 2011 den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/715/EG (TYNDP von ENTSO-G) zu berücksichtigen. Diese gemeinschaftsweite Pläne werden von ENTSO-E bzw. ENTSG alternierend in geraden und ungeraden Jahren erstellt, damit eine gegenseitige Berücksichtigung des jeweils aktuellsten Plan aus dem anderen Sektor möglich wird. Würde man nunmehr auf nationaler Ebene die Strom- und Gasinfrastrukturpläne im gleichen Jahr erstellen müssen, was für eine gemeinsame Konsultation eine Voraussetzung wäre, wäre es entweder für den NEP oder für KNEP nicht möglich, auf der aktuellsten Fassung des Planes auf unionsebene und dessen Simulationen aufzusetzen.

Es wird daher dringend angeregt, von dem Erfordernis der gemeinsamen Konsultation abzusehen. Diese zeitliche Trennung der nationalen Planerstellung soll jedoch keinesfalls zu einer Schwächung der Koordinierung und Abstimmung der nationalen Pläne aus dem Strom- und Gasbereich führen. Vielmehr würde dies ermöglichen, dass die nationalen Pläne jeweils auf die aktuellsten TYNDPs auf unionsebene als auch auf dem aktuellsten nationalen Plan des anderen Sektors aufgesetzt werden können.

8. Vorschlag zur Abänderung des § 45a in einen neuen §15a des Gesetzesentwurfes:

Begründung: Die vorgeschlagene Regelung des § 45a wird ausdrücklich begrüßt. Die Bestimmung unterstreicht die Bedeutung der von den Netzbetreibern bereits jetzt in diskriminierungsfreier Weise bereit gestellten Datenkommunikation und den damit verbundenen Aufgaben und unterstützt die Bemühungen der Netzbetreiber auch in Zukunft den steigenden Anforderungen an einen sicheren, transparenten und effizienten Datenaustausch gerecht zu werden.

Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber sowohl Verteilernetz- als auch Übertragungsnetzbetreiber sind, wird vorgeschlagen, auch auf den Pflichtenkatalog der Übertragungsnetzbetreiber in § 40 EIVOG 2010 Bezug zu nehmen und die im Übrigen unveränderte Regelung an den Anfang des 4. Teils des EIVOG 2010 zu verschieben.

Ergänzend wird vorgeschlagen im aktuellen Entwurf die Wortfolge „mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang“ und „Prozesskoordination“ zu streichen.

Die Regelung im Entwurf sollte daher lauten:

Nach § 15 wird folgender § 15a samt Überschrift eingefügt:

„Datenaustausch durch Netzbetreiber

Österreich braucht Strom.



Blatt:	9
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

§ 15a Die Netzbetreiber haben die Erfüllung der in den §§40 und 45 EIWOG 2010 angeführten Pflichten auf der Grundlage einer gemeinsamen Datenkommunikation derart sicherzustellen, dass ein effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet wird. Die zu übermittelnden Daten werden den Endkunden und berechtigten Parteien auf diskriminierungsfreie Weise zur Verfügung gestellt. Zur Gewährleistung der Interoperabilität und der Koordinierung der gemeinsamen Datenkommunikation sind die Netzbetreiber berechtigt, gemeinsam eine dritte Person mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Datenverwaltung, insbesondere dem Aufbau, der Weiterentwicklung, der Prozesskoordination und der Betreuung der Infrastruktur für den Datenaustausch sowie den niederschweligen Zugang zu dieser, zu beauftragen. Die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten sonstigen Marktregeln in Bezug auf die technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung sind einzuhalten.

9. Vorschlag zur Ergänzung des § 58a Abs. 5 des Gesetzesentwurfes:

„Die Regulierungsbehörde kann einen Ausnahmebescheid nach Abs. 1 unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen oder Befristungen erlassen, sofern dies zur Erfüllung der Ziele nach dieser Bestimmung erforderlich ist. Der Ausnahmebescheid ist den Netzbetreibern, **in deren Konzessionsgebieten das von der Ausnahme erfasste Forschungs- oder Demonstrationsprojekt durchgeführt wird sowie dem Regelzonenführer für jene Projekte die Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten haben**, zu Kenntnis zu bringen.“

Begründung: Es ist jedenfalls sicherzustellen, dass auch der Regelzonenführer über die Erteilung eines Ausnahmebescheides informiert wird, wenn Anlagen davon betroffen sind die systemdienstleistungsentgelt-pflichtig sind. Durch die derzeitige Formulierung „Netzbetreiber, in deren Konzessionsgebiet das von der Ausnahme erfasste Forschungs- oder Demonstrationsprojekt durchgeführt wird“ wird diese Information an den Regelzonenführer nicht gewährleistet, da der Regelzonenführer oder Übertragungsnetzbetreiber nicht der Konzessionspflicht unterliegt.

10. Ad Erläuterungen Besonderer Teil – zu Artikel 3 – EIWOG 2010

10.1 Vorschlag zur Ergänzung der Erläuterungen zu § 22a:

„Ein Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas durch Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber darf nur unter den Voraussetzungen des Abs. 1 erfolgen. Abgesehen von der Leistungsgrenze und der Berücksichtigung der Sektorintegration gemäß Abs. 1 Z 1 und Z 2 muss daher jedenfalls eine der Fallkonstellationen gemäß Abs. 1 Z 3 vorliegen. Bei der Konversionsanlage muss es sich somit entweder um eine vollständig integrierte Netzkomponente handeln und eine Genehmigung der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 2 vorliegen (erster Fall) oder es muss ein sogenannter Markttest gemäß Abs. 1 Z 3 unter den Bedingungen der lit. a bis lit. c durchgeführt werden (zweiter Fall). **Der Markttest unterliegt nicht dem BVerG oder dem BVerGKonz 2018.**“

Begründung: Eine entsprechende Klarstellung, wie bereits in den Erläuterungen zu § 23b (1. Absatz) ist geboten. Dass das Verfahren offen, transparent und



Österreich braucht Strom.

Blatt:	10
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

diskriminierungsfrei durchzuführen ist, wird ohnehin in Gesetzestext ausdrücklich festgelegt (§ 22a Abs 1 Z 3 lit a, letzter Satz).

10.2 Vorschlag zur Abänderung der Erläuterungen zu § 23b:

„Zu Abs. 5: Mit erfolgter Kontrahierung wird die Marktteilnahme – mit Ausnahme des § 23d Abs. 1 – für die Dauer des Vertrags unzulässig.“

In die Verträge ist eine Rückforderungsklausel aufzunehmen. Hiermit soll sichergestellt werden, dass etwaige Überkompensationen für die Leistungsvorhaltung, die im Zuge der Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde nachträglich festgestellt werden, dem Regelzonenführer rückerstattet werden können. ~~Außerdem sollen hierdurch auch anfänglich unzulässige Vertragsabschlüsse erfasst werden, bei denen sich im Nachhinein herausstellt, dass die gesetzlichen Voraussetzungen für eine Kontrahierung nicht gegeben waren.~~

Begründung: Der letzte Satz der Erläuterungen zu § 23d Abs. 1 – zur Claw-Back-Klausel ist aus unserer Sicht insofern nicht zweckdienlich, als der gegenständliche Gesetzesentwurf ohnehin einem beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren vor den zuständigen europäischen Behörden unterzogen wird und insofern die gesetzlichen Voraussetzungen für die Kontrahierung eine robuste rechtliche Grundlage haben. Der letzte Satz sollte im Sinne von klaren vertraglichen Regelungen gänzlich gestrichen werden.

10.3 Vorschlag zur Ergänzung der Erläuterungen zu § 23c:

*„Das Stilllegungsverbot in Abs. 1 ist als ultima ratio vorgesehen. Es wird durch die Regulierungsbehörde bescheidmäßig ausgesprochen, wenn bereits alle gemäß § 23b Abs. 2 erfolgten Interessensbekundungen oder alle erstmalig gelegten Angebote den Bedarf nicht decken könnten, oder trotz Kontrahierung von Anlagen gemäß § 23b der festgestellte Bedarf nicht gedeckt werden kann. Das Stilllegungsverbot darf nur auf begründeten Vorschlag des Regelzonenführers und nur gegenüber Betreibern von Erzeugungsanlagen, die gemäß § 23a Abs. 1 ihre Stilllegung angezeigt haben, ausgesprochen werden. Es umfasst höchstens die Dauer der angezeigten Stilllegung, wobei eine Dauer von zwei Jahren je bescheidmäßig ausgesprochenen Stilllegungsverbot – in Anlehnung an die höchstmögliche Kontrahierungsdauer – **keinesfalls nicht** überschritten werden darf. In diesem Zeitraum sind betroffene Betreiber verpflichtet, ihre Anlagen ausschließlich für Zwecke des Engpassmanagements in Betrieb zu halten; die Marktteilnahme ist – mit den in § 23d normierten Ausnahmen – unzulässig.“*

Begründung: Es ist unbedingt sicherzustellen, dass ein Stilllegungsverbot, falls erforderlich, auch mehrfach erteilt werden kann. Sollte ein systemrelevantes Kraftwerk nach dem ersten erteilten Stilllegungsverbot (max. 2 Jahre) neuerlich seine Stilllegung anzeigen und es sind auch die Voraussetzungen des § 23c EIVOG gegeben, wäre sicherzustellen, dass gegenüber diesem systemrelevanten Kraftwerk neuerlich ein Stilllegungsverbot bescheidmäßig ausgesprochen werden darf. Die aktuellen Erläuterungen könnten diesbezüglich zu Fehlinterpretationen führen. Deshalb soll klargestellt werden, dass sich die max. Dauer von 2 Jahren auf den jeweiligen Bescheid bezieht.

Österreich braucht Strom.



Blatt:	11
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

11. Zusätzlich dringend gebotene über den Gesetzesentwurf hinausgehende Regelungen im EIWOG

11.1 Ausgleichsenergieverrechnung (Neu) – Regelung „Sonderkonto“

Vorschlag für einen neuen § 56a:

„(1) Kosten und Erlöse aus der Abwicklung von Komponenten zur Netzregelung welche nicht gemäß § 56 direkt dem Systemdienstleistungsentgelt zugordnet sind, mindestens jedoch Kosten für abgerufene Energie aus Regelreserven, vermiedene Abrufe sowie gewollt und ungewollt ausgetauschte Energie mit angrenzenden Regelzonen, sind über die Ausgleichsenergiebewirtschaftung von den Bilanzgruppen zu tragen.

„(2) Etwaige Über- und Unterdeckung aus der Verrechnung gemäß § 56a Abs. 1 sind vom Regelzonenführer zu verwahren und periodisch an [den jeweiligen Kunden-/Lieferantenkreis z.B. anhand der aufgebrachten Mengen der abgelaufenen Periode] zu verrechnen. Ansprüche und Verpflichtungen, die von dieser Verwahrung erfasst sind, sind im Rahmen des Jahresabschlusses zu aktivieren oder zu passivieren. Die Bewertung der Posten richtet sich nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften.“

Begründung: Aufgrund der Anforderung des Art. 55 Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBGL) erfolgt die Ausgleichsenergieverrechnung nicht mehr exakt kostendeckend je Monat. Daraus resultierende Über-/Unterdeckungen werden durch den Regelzonenführer verwahrt (aktuell: „Sonderkonto“). Deshalb ist eine gesetzliche Regelung zur Rückführung an **vom Gesetzgeber** zu bestimmende Kostenträger/Kostenempfänger zu definieren und festzulegen (Bilanzgruppen, etc.). Nur dadurch kann die finanzielle Neutralität der APG gemäß Art. 44 Abs. 2 EBGL sichergestellt werden.

11.2 Neuregelung der Kostentragung (Aufhebung 78/22)

Vorschlag zur Abänderung des §56 (1):

„§ 56. (1) Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen. Das Systemdienstleistungsentgelt beinhaltet die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie aufgebracht wird.“

Vorschlag zur Abänderung des §69 (1):

„§69 (1) Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, die durch den jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchgeführt werden. Die Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung sind von der Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Gegenstand der Ausschreibung ist der Preis für die Vorhaltung der Leistung und für die tatsächliche



Österreich braucht Strom.

Blatt:	12
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

Erbringung der Arbeit. Für die Reihung der Angebote sind Leistungs- und Arbeitspreismaßgeblich. ~~Durch das Systemdienstleistungsentgelt sind 78% der Kosten für die Sekundärregelung aufzubringen, die restlichen Kosten werden über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufgebracht.~~

Begründung: Verweise auf Entgelte und Tarife in Bezug auf Kostenkomponenten für Regelreservebeschaffung und Einsatz müssen auf die neuen Regelungen für die Kosten- und Einnahmenverteilung im Zielmodell der Ausgleichsenergieverrechnung und Regelreservekostentragung entsprechend EBGL angepasst werden (keine inhaltliche Empfehlung von APG).

11.3 Nutzung von Flexibilitäten

Vorschlag für § 23 Abs.2 Neue Z 26:

„Die Ausführungsgesetze haben dem Regelzonenführer folgende Pflichten aufzuerlegen:

*...
Z 26. gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern, einheitlichen Standards für die marktbasierte Nutzung von Flexibilitätspotentialen und deren Abwicklung zu definieren und festzulegen.*

Begründung: Die Nutzung von Flexibilitäten ist wesentlich für die Erreichung der österreichischen Energie- und Klimaziele. Um einheitliche Standards zu schaffen und dadurch einen „Wildwuchs“ an unterschiedlichen Lösungen zu vermeiden, sind legislative Voraussetzungen rasch notwendig.

11.4 Kostenübernahme für Bautätigkeiten

Vorschlag für neuen § 38 Abs 4a:

„(4a) Wird ein Genehmigungsbescheid vom Verwaltungs- oder Verfassungsgerichtshof aufgehoben, sind die bis dahin angelaufenen angemessenen Kosten, inkl. Abbruchkosten gemäß §§ 51 ff anzuerkennen. Dies gilt nicht, wenn der Verfassungsgerichtshof oder Verwaltungsgerichtshof einer Beschwerde, die zur Aufhebung des Baugenehmigungsbescheides geführt hat, die aufschiebende Wirkung zuerkannt hat.

Begründung: Im Sinne der Rechtssicherheit für den Investor bzw. Netzbetreiber, ist eine klare Kostenübernahme gem. §§ 51 ff EIWOG für Bautätigkeiten bei Vorliegen einer rechtskräftigen Genehmigung festzulegen. Dem Risiko einer weiteren Projektverzögerung sowie frustrierten Kosten soll damit vorgebeugt werden.

11.5 Ausgleichszahlungen an Gemeinden

Vorschlag für einen neuen § 59 Abs. 6 Z 7:

„von Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage einer Vereinbarung mit Städten oder Gemeinden Zahlungen an Städte oder Gemeinden, auf deren Gebiet eine Freileitung auf neuer Trasse errichtet wird, entrichtete Zahlungen, wobei eine

Österreich braucht Strom.



Blatt:	13
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

Berücksichtigung nach Abs. 1 ist nur bei tatsächlicher Inbetriebnahme der Leitung und nur bis zu der angegebenen Höhe einmalig in Höhe von xx Euro pro Kilometer Hochspannungs-/Höchstspannungsfreileitung möglich ist.

Begründung: Schaffung eines bundesgesetzlichen Rechtsrahmens für „Ausgleichszahlungen“ an Standortgemeinden: Diese Zahlungen unterscheiden sich von jenen Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern gem. § 49 Abs 2 EIVOG 2010. Sie sind in Anlehnung an die deutsche Stromnetzentgeltverordnung („StromNEV“) zu gestalten, die „Ausgleichszahlungen“ durch Netzbetreiber an Gemeinden oder Städte vorsieht, auf deren Gebiet neue Freileitungen errichtet werden. Durch diese „Ausgleichszahlungen“ sollen die „Lasten“, insbesondere Beeinträchtigungen durch die anstehenden Baumaßnahmen und Störungen des Landschaftsbildes durch Freileitungen, kompensiert werden, die durch den Netzausbau für die Kommunen entstehen. Zahlungen des Projektbetreibers sind bei der Bestimmung der Netzkosten als nicht beeinflussbare Kosten gem. § 59 Abs 6 EIVOG 2010 zu berücksichtigen und somit nicht mit Zielvorgaben oder netzbetreiberspezifischen Teuerungsraten zu belegen oder bei Effizienzvergleichen anzusetzen. Eine Anerkennung als nicht beeinflussbare Kosten erfolgt jedoch nur bis zu einer gesetzlich zu definierenden Betragshöhe je Leitungskilometer.

Im Gesetz soll (entsprechend der Regelung in Deutschland) eine einheitliche Regelung für Ausgleichszahlungen an Projekt-Gemeinden geschaffen werden, die Zahlungen sollen dann in Folge auch Niederschlag im Tarif finden.

C. Änderung des Starkstromwegegesetzes 1968

1. Vorschlag zur Ergänzung des § 20a des Gesetzesentwurfes:

„§ 20a. (1) Die Beiziehung von nicht amtlichen Sachverständigen in Verfahren nach diesem Bundesgesetz ist auch ohne das Vorliegen der Voraussetzungen des § 52 Abs. 2 und 3 AVG zulässig. Es können auch fachlich einschlägige Anstalten, Institute oder Unternehmen als Sachverständige bestellt werden.

(2) Auf Antrag des Projektwerbers ist jedenfalls ein nicht amtlicher Sachverständiger zu bestellen, wenn davon eine wesentliche Beschleunigung des Verfahrens zu erwarten ist.

(3) Kosten, die der Behörde bei der Durchführung der Verfahren nach diesem Bundesgesetz erwachsen, wie beispielsweise Gebühren oder Honorare für Sachverständige, sind vom Projektwerber zu tragen. Die Behörde kann dem Projektwerber durch Bescheid auftragen, diese Kosten nach Prüfung der sachlichen und rechnerischen Richtigkeit durch die Behörde direkt zu bezahlen.“

Begründung: Im Sinne einer effizienten und möglichst schnellen Durchführung von Genehmigungsverfahren nach dem Starkstromwegegesetz bzw. den Starkstromwegegesetzen der Bundesländer ist es sinnvoll eine klare Regelung zu schaffen für den Fall, dass durch einen fallweisen Mangel an Amtssachverständigen, die Bestellung von nicht amtlichen Sachverständigen geboten ist. Insofern wird dieser Novellierungsvorschlag ausdrücklich begrüßt. Unbeschadet der Möglichkeit der Behörde von sich aus einen nicht amtlichen Sachverständigen zu bestellen, soll aber zusätzlich auch der Projektwerber die Möglichkeit haben im Verfahren durch Beantragung der Bestellung

Österreich braucht Strom.



Blatt:	14
Vom:	27.10.2020
An:	BMK

eines nicht amtlichen Sachverständigen eine mögliche Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens zu erreichen. Sowohl die Behörde als auch der Projektwerber können daher trotz eines möglichen Mangels an Amtssachverständigen ein effizientes Genehmigungsverfahren bewirken können.

D. Änderungen im des Bundesgesetzes vom 6. Feber 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken

1. Ergänzungsvorschlag zu § 12a des Gesetzesentwurfes:

„12a. (1) Die Ausführungsgesetze können vorsehen, dass die Beiziehung von nicht amtlichen Sachverständigen in Verfahren nach diesem Bundesgesetz auch ohne das Vorliegen der Voraussetzungen des § 52 Abs. 2 und 3 AVG zulässig ist. Es können auch fachlich einschlägige Anstalten, Institute oder Unternehmen als Sachverständige bestellt werden.

(2) Die Ausführungsgesetze können vorsehen, dass auf Antrag des Projektwerbers jedenfalls ein nicht amtlicher Sachverständiger zu bestellen ist, wenn davon eine wesentliche Beschleunigung des Verfahrens zu erwarten ist.

(3) Die Ausführungsgesetze können außerdem vorsehen, dass Kosten, die der Behörde bei der Durchführung der Verfahren erwachsen, wie beispielsweise Gebühren oder Honorare für Sachverständige, vom Projektwerber zu tragen sind. Die Behörde kann dem Projektwerber durch Bescheid auftragen, diese Kosten nach Prüfung der sachlichen und rechnerischen Richtigkeit durch die Behörde direkt zu bezahlen.

Begründung: Siehe Ausführungen oben, Kapitel C Punkt 1 Änderung des StwG.

Wir ersuchen um Berücksichtigung der angeführten Punkte.

Mit freundlichen Grüßen

Austrian Power Grid AG

ppa Peter Ladstätter ppa [Signature]