

Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer
Bundesminister

Stubenring 1, 1010 Wien

Herrn
Präsidenten des Nationalrates
Dr. Walter Rosenkranz
Parlament
1017 Wien

Geschäftszahl: 2026-0.657.236

Ihr Zeichen: 2026-0.652.011

Wien, am 30. September 2026

Sehr geehrter Herr Präsident,

die Abgeordneten zum Nationalrat Mag. Paul Hammerl, MA und weitere haben am 31.07.2026 unter der **Nr. 6753/J** an mich eine schriftliche parlamentarische Anfrage betreffend **Deutschlandleitung als PR-Show und die offene Rechnung für Österreichs Stromkunden** gerichtet.

Diese Anfrage beantworte ich nach den mir vorliegenden Informationen wie folgt:

Vorweg ist zur Einordnung der nachfolgenden Antworten auf die unterschiedlichen Zuständigkeiten im österreichischen Strommarkt hinzuweisen.

Als Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus sind wir insbesondere für die Gestaltung der energiepolitischen und energierechtlichen Rahmenbedingungen, die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns und der gesetzlichen Grundlagen für eine sichere, leistbare und nachhaltige Energieversorgung zuständig.

Die operative Verantwortung für die Stromnetze liegt bei den jeweiligen Netzbetreibern, die dafür verantwortlich sind, ihre Netze sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten, vorausschauend zu optimieren, zu verstärken und bedarfsgerecht auszubauen. Planung, technische Auslegung, Betrieb und konkrete Umsetzung einzelner Netzinfrastrukturpro-

jekte sind daher grundsätzlich Aufgaben der jeweils zuständigen Netzbetreiber und nicht des Bundesministeriums.

Die (APG) ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber für wesentliche Teile des österreichischen Höchstspannungs- und Übertragungsnetzes verantwortlich.

Die erwähnte Deutschlandleitung ist ein Infrastrukturprojekt der APG auf österreichischer Seite. Dementsprechend liegen insbesondere die Projektplanung, die technische Dimensionierung, die Durchführung des Projekts sowie netz- und betriebstechnische Berechnungen und Annahmen im Verantwortungsbereich der APG beziehungsweise der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber. Bei operativen Details zu diesem Projekt oder anderen Projekten, die uns nicht direkt vorliegen oder die wir nicht gemeinsam kommuniziert haben, werden wir daher auf die APG verweisen.

Wir dürfen auch den Foliensatz der APG, der als inhaltliche Basis für den Pressetermin war, als inhaltliche Beilage übermitteln.

Zu den Fragen 1 bis 3

- *Aus welchem Grund wurde die Pressekonferenz zur Deutschlandleitung gerade am 26. Juni 2026 und damit am Tag des EU-Energieministerrates zum European Grids Package angesetzt?*
- *Wer entschied über Zeitpunkt, Inhalt und Schwerpunktsetzung dieser Pressekonferenz?*
- *Warum stellen Sie die Deutschlandleitung am Tag des EU-Energieministerrates öffentlich als Stromkosten-Entlastungsprojekt ins Schaufenster, während Österreich auf europäischer Ebene gleichzeitig darauf hinwies, dass es als Stromdrehscheibe hohe Netzkosten tragen muss und dafür nur unzureichend kompensiert wird?*

Die Kommunikation unterschiedlicher Themen des Ressorts ist Teil einer professionellen Pressearbeit. In diesem Rahmen werden Themen des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) laufend bewertet, Kommunikationsmaßnahmen geplant und entsprechend den terminlichen Möglichkeiten umgesetzt. In diesem Fall erfolgte diese Abstimmung gemeinsam mit der Austrian Power Grid (APG).

Zu Frage 4

- *Welche konkreten finanziellen Verbesserungen für Österreich wurden im Rahmen des European Grids Package erreicht, insbesondere im Hinblick auf die Kompensa-*

tion von Stromtransit, Engpasserlöse und grenzüberschreitend genutzte Netzinfrastruktur?

Österreich ist aufgrund seiner geografischen Lage und der starken Einbindung in das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz in erheblichem Ausmaß von grenzüberschreitenden Stromflüssen betroffen. Diese Flüsse sind integraler Bestandteil des europäischen Strombinnenmarktes und leisten einen Beitrag zu Versorgungssicherheit, Marktintegration und effizienter Nutzung von Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig können sie jedoch auch Kosten für Netzverluste, Engpassmanagement, Systembetrieb sowie mittel- und langfristig für Netzausbau verursachen.

Zur Kompensation bestimmter transitbedingter Kosten besteht auf europäischer Ebene der Inter-TSO-Compensation-Mechanismus (ITC). Dieser dient insbesondere der Abgeltung von Kosten, die Übertragungsnetzbetreibern durch die Aufnahme grenzüberschreitender Transitflüsse entstehen. Er deckt jedoch nicht sämtliche Kosten ab, die mit zunehmenden grenzüberschreitenden Stromflüssen und dem dafür erforderlichen Netzausbau verbunden sein können. Österreich setzt sich daher auf europäischer Ebene dafür ein, die Verteilung von Kosten und Nutzen grenzüberschreitender Netzinfrastruktur stärker nach dem Verursacher- und Nutznießerprinzip auszurichten. Dieses Anliegen gewinnt mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Erzeugung und den steigenden grenzüberschreitenden Stromflüssen weiter an Bedeutung.

Im Rahmen der allgemeinen Ausrichtung des Rates zum European Grids Package vom 26. Juni 2026 wurden die Regeln für grenzüberschreitende Infrastrukturfinanzierung und die Nutzung von Engpasserlösen weiterentwickelt. Der Rat sieht insbesondere vor, einen steigenden Anteil bislang nicht verwendeter Engpasserlöse für grenzüberschreitende Projekte zur Verringerung von Netzengpässen einzusetzen. Dieser allgemeinen Ausrichtung hat Österreich auch zugestimmt, es ist aus unserer Sicht ein wichtiger Schritt für den beschleunigten Ausbau der europäischen Stromnetze, auch wenn in den nun folgenden Trilog-Verhandlungen noch wesentliche Verbesserungen notwendig sein werden.

Die Verhandlungen auf europäischer Ebene sind damit jedoch noch nicht abgeschlossen. Konkrete zusätzliche finanzielle Entlastungen Österreichs können zum gegenwärtigen Zeitpunkt daher noch nicht beziffert werden, wenngleich das BMWET die Positionen vertritt, dass es eine faire Finanzierung der Netzinfrastruktur für Transitländer braucht.

Zur Frage 5

- *In welcher Höhe stehen den tatsächlichen Kosten Österreichs für grenzüberschreitende Stromflüsse, Netzverluste, Systemdienstleistungen, Engpassmanagement und Netzausbau derzeit Kompensationsleistungen gegenüber?*

Eine konsolidierte Gegenüberstellung sämtlicher Kosten grenzüberschreitender Stromflüsse mit sämtlichen Kompensationsleistungen liegt dem BMWET nicht vor. Eine solche Gesamtrechnung ist auch deshalb methodisch anspruchsvoll, weil das österreichische Übertragungsnetz Teil des vermaschten europäischen Verbundnetzes ist und einzelne Netzelemente regelmäßig gleichzeitig der nationalen Versorgung, der Integration erneuerbarer Energien sowie dem grenzüberschreitenden Stromhandel dienen.

Die APG weist jedoch darauf hin, dass unzureichende Netzkapazitäten unterschiedliche volkswirtschaftliche Kosten verursachen. In der im Rahmen der Pressekonferenz präsentierten Analyse wurden für den betrachteten Zeitraum beziehungsweise auf Basis der dargestellten Größenordnung rund 600 Mio. Euro aus dem Preisunterschied zwischen Österreich und Deutschland sowie rund 100 Mio. Euro für Engpassmanagement als wesentliche Kostenkomponenten dargestellt. Insgesamt sprach die APG von rund 700 Mio. Euro volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Zugleich hebt die APG hervor, dass Netzausbau über die reine Verringerung von Preisunterschieden hinaus zusätzliche systemische Vorteile bringt, insbesondere geringeren Redispatchbedarf und eine bessere Nutzung erneuerbarer Erzeugung.

Für die unmittelbar durch grenzüberschreitende Stromflüsse verursachten Kosten bestehen europäische Kompensationsmechanismen. Diese erfassen jedoch nicht sämtliche Kostenbestandteile des österreichischen Stromsystems. Eine vollständige verursachungsgerechte Zuordnung etwa von Netzverlusten, Engpassmanagement, Systemdienstleistungen und Netzausbau zu nationaler Versorgung einerseits und grenzüberschreitendem Stromhandel andererseits liegt dem BMWET nicht vor.

Eine konsolidierte Gegenüberstellung liegt dem BMWET nicht vor. Die bestehenden Kompensations-, Kostenaufteilungs- und Fördermechanismen betreffen unterschiedliche Kosten und Zwecke; sie lassen sich daher nicht unmittelbar den gesamten Netz- und Systemkosten gegenüberstellen.

Zu den Fragen 6 bis 20

- Wann, durch wen und mit welcher konkreten Aufgabenstellung wurde die Austrian Power Grid AG von Ihnen bzw. Ihrem Ressort beauftragt, jene Berechnung durchzuführen, wonach die Deutschlandleitung im Winterhalbjahr 2025/26 Mehrkosten in Höhe von 240 bis 375 Millionen Euro vermeiden hätte können?
- Wird der vollständige Auftrag samt Aufgabenstellung, Methodenvorgaben, Datenbasis und Ergebnistabellen veröffentlicht?
 - Wenn ja, wann und wo werden die Daten veröffentlicht?
 - Wenn nein, warum nicht?
- Welche Kosten sind Ihnen bzw. Ihrem Ressort für diese Berechnung entstanden?
- Wurde die Berechnung ausschließlich durch APG durchgeführt oder waren externe Beratungsunternehmen, Universitäten, Forschungseinrichtungen, Marktmodellierer oder sonstige Dritte eingebunden?
- Welche konkreten Datengrundlagen, Preisreihen, Verbrauchsdaten und Handelsplätze wurden für die Berechnung verwendet?
- Warum wurde der Zeitraum Oktober 2025 bis Februar 2026 gewählt und warum wurde der März 2026 nicht berücksichtigt?
- Wurde die Berechnung auch für ein vollständiges Kalenderjahr sowie für mehrere historische Wetterjahre durchgeführt?
- Wurden Sensitivitätsanalysen für Dunkelflauten, hohe beziehungsweise niedrige französische Atomstromverfügbarkeit, niedrige Wasserführung, hohe PV-Einspeisung sowie steigende Stromnachfrage durch Rechenzentren, Wärmepumpen, Elektromobilität und Wasserstoffproduktion durchgeführt?
- Wurde ein vollständiges Strommarktmodell verwendet oder wurde das Einsparpotenzial auf Basis beobachteter Preisunterschiede berechnet?
- Wurde ein Flow-Based-Market-Coupling-Modell für die Core-Region verwendet und wurden Critical Network Elements and Contingencies, Remedial Actions, Redispatch, Countertrading und N-1-Sicherheit berücksichtigt?
- Welche Import- und Exportkapazitäten zwischen Deutschland und Österreich wurden im pessimistischen und im optimistischen Szenario angenommen?
- Wurde die thermische Übertragungskapazität der neuen Leitung mit der tatsächlich im Markt verfügbaren grenzüberschreitenden Handelskapazität gleichgesetzt?
- Wie erklärt sich fachlich die Bandbreite von 240 bis 375 Millionen Euro Einsparpotenzial?

- *Warum wurde eine Reduktion der Mehrkosten um 40 Prozent als pessimistisches Szenario und eine Reduktion um 60 Prozent als optimistisches Szenario angenommen?*
- *Welche verbleibenden Engpässe verhindern laut Modell, dass der gesamte Preisunterschied zwischen Deutschland und Österreich durch die Deutschlandleitung beseitigt wird?*

Die APG wurde vom BMWET nicht mit der gegenständlichen Berechnung beauftragt. Die abgefragten operativen Daten zur Berechnung liegen dem Ressort daher nicht vor.

Zu den Fragen 21 bis 26

- *Welche österreichischen, deutschen und ausländischen Netzelemente bleiben nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung preis- oder kapazitätslimitierend?*
- *Wurde berücksichtigt, dass zusätzliche Importkapazität aus Deutschland auch zu zusätzlichen Exporten oder Transitflüssen über Österreich in Richtung Süd- und Südosteuropa führen kann?*
- *In welcher Höhe erwarten Sie bzw. Ihr Ressort zusätzliche grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse durch Österreich nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung?*
- *Wurde berechnet, in welchen Stunden die Deutschlandleitung preisdämpfend und in welchen Stunden sie aufgrund zusätzlicher Exporte in höherpreisige Nachbarzonen potenziell preissteigernd auf Österreich wirken könnte?*
- *Wie hoch wären laut Modell der durchschnittliche österreichische Großhandelspreis und der durchschnittliche Preisunterschied zu Deutschland im Zeitraum Oktober 2025 bis Februar 2026 mit bereits in Betrieb befindlicher Deutschlandleitung gewesen?*
- *Wurde berechnet, welcher Anteil der behaupteten Einsparung tatsächlich bei Haushalten, Gewerbekunden und Industriekunden angekommen wäre?*

Diese Fragen betreffen den Verantwortungsbereich der APG, die auf österreichischer Seite Projektwerberin und Betreiberin der Deutschlandleitung ist. Eine Prognose zusätzlicher Handels- und Transitflüsse liegt dem BMWET nicht vor; diese hängen von der jeweiligen Erzeugungs-, Verbrauchs-, Markt- und Netzsituation ab.

Zur Frage 27

- *Halten Sie die Aussage, wonach die Deutschlandleitung "Strom-Mehrkosten um bis zu 375 Millionen Euro senken" könne, für fachlich vollständig, wenn nicht zugleich offengelegt wird, welcher Anteil davon tatsächlich bei Endkunden ankommt?*

Die Aussage bezieht sich auf ein modelliertes Einsparpotenzial auf Großhandels- bzw. Systemebene und ist nicht als Garantie einer gleich hohen Endkundenentlastung zu verstehen. Die Weitergabe an Endkunden ist gesondert zu beurteilen.

Zur Frage 28

- *Handelt es sich bei der von Seiten Ihres Ressorts genannten Erhöhung der Kapazität von rund 800 MW auf rund 6.000 MW um eine thermische Leitungskapazität, eine technische Systemkapazität, eine N-1-gesicherte Kapazität, eine Netto-Transferkapazität, eine im Flow-Based-Market-Coupling verfügbare Cross-Zonal-Capacity oder eine andere Kenngröße?*

Bei der genannten Kapazität von rund 6.000 MW handelt es sich um die technische Übertragungskapazität der Leitungsverbindung. Sie ist nicht mit der im Flow-Based-Market-Coupling tatsächlich verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazität gleichzusetzen. Diese hängt auch von weiteren Netzelementen, Sicherheitsanforderungen und der jeweiligen Netzsituation ab.

Zu den Fragen 29 bis 32

- *Welche konkrete Kapazitätsdefinition liegt der Angabe von rund 6.000 MW zugrunde?*
- *Wie hoch sind die thermische Kapazität, die N-1-gesicherte Übertragungskapazität und die voraussichtlich im Markt verfügbare Import- und Exportkapazität nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung?*
- *In welchem Umfang wird die tatsächlich verfügbare grenzüberschreitende Handelskapazität nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung weiterhin durch innerdeutsche Netzengpässe, österreichische Netzelemente oder Netzelemente in Nachbarstaaten begrenzt?*
- *Ist die Angabe von rund 6.000 MW aus Ihrer Sicht geeignet, um Endkunden eine realistische Erwartung über tatsächlich verfügbare Stromimporte aus Deutschland zu vermitteln?*

Diese Fragen betreffen den Verantwortungsbereich der APG. Dem BMWET liegen Daten zu den technischen Einzelwerten und ihrer Berechnung nicht vor.

Zur Frage 33

- *Wann wurde mit der Planung der Deutschlandleitung begonnen, wann wurde das Projekt genehmigt und wann wurden die wesentlichen Bau- und Umsetzungsschritte gesetzt?*

Die Themen Planung, Genehmigung und Umsetzungsschritte fallen in den Verantwortungsbereich der APG als Projektwerberin. Die Inbetriebnahme ist für 2027 vorgesehen.

Zur Frage 34

- *Welche konkreten politischen, legislatischen oder administrativen Maßnahmen haben Sie bzw. Ihr Ressort gesetzt, die für Planung, Genehmigung, Finanzierung, Baustart oder Umsetzung der Deutschlandleitung kausal waren?*

Die Deutschlandleitung ist ein langfristig vorbereitetes Infrastrukturprojekt der Übertragungsnetzbetreiber APG und TenneT, dessen Planung und wesentliche Genehmigungsschritte bereits in früheren Regierungsperioden erfolgten. Das BMWET unterstützt die Fertigstellung dieses für Versorgungssicherheit und Leistbarkeit wichtigen Vorhabens. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) und der Weiterentwicklung der integrierten Netzinfrastukturplanung werden darüber hinaus die Rahmenbedingungen für den weiteren Netzausbau verbessert. Eine nachträgliche Verursachung bereits abgeschlossener Planungs- und Genehmigungsschritte durch diese Maßnahmen wird damit nicht behauptet.

Zur Frage 35

- *Inwiefern ist die Deutschlandleitung ein Ergebnis der Energiepolitik dieser Bundesregierung, wenn Planung, Genehmigung und wesentliche Umsetzungsschritte bereits vor Ihrem Amtsantritt erfolgt sind?*

Die Bundesregierung schafft mit dem Regierungsprogramm 2025–2029 und dem mittlerweile beschlossenen EABG Rahmenbedingungen für einen beschleunigten Ausbau der Energie- und Netzinfrastuktur. Zugleich ist eine leistungsfähige und leistbare Energieinfrastruktur ein wesentlicher Bestandteil der "Industriestrategie Österreich 2035" und damit Voraussetzung für Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und einen starken Industriestandort. Der Planungsstart der Deutschlandleitung erfolgte bereits in Vorgängerperioden; auch diese Bundesregierung unterstützt die APG bei der Durchführung dieses Projekts.

Zur Frage 36

- *Worauf stützen Sie bzw. Ihr Ressort die Aussage, mit der Deutschlandleitung sei ein "Paradigmenwechsel in der Energiepolitik" eingeleitet worden?*

Mit dem Begriff "Paradigmenwechsel" ist die stärkere energiepolitische Gewichtung im BMWET von Netzausbau, grenzüberschreitender Marktintegration, Versorgungssicherheit

und Leistbarkeit durch Maßnahmen wie das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) und das EABG gemeint.

Zu den Fragen 37 und 38

- *Welche konkrete neue Rechtsgrundlage, Finanzierung oder Verfahrensbeschleunigung dieser Bundesregierung war für die Deutschlandleitung erforderlich?*
- *Welche konkreten Verfahrensschritte der Deutschlandleitung wurden durch das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz beschleunigt, wenn dieses bekannterweise noch nicht in Geltung ist?*

Für die ursprüngliche Planung und Genehmigung der Deutschlandleitung war keine neue Rechtsgrundlage dieser Bundesregierung erforderlich. Das EABG hatte auf bereits abgeschlossene Planungs- und Genehmigungsschritte keine Auswirkungen; es dient der Beschleunigung künftiger bzw. noch offener Verfahren.

Zu den Fragen 39 bis 44

- *Welche energiepolitische Position vertreten Sie bzw. Ihr Ressort heute zur Aufspaltung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Gebotszone im Jahr 2018?*
- *Halten Sie bzw. Ihr Ressort die damalige Aufspaltung der gemeinsamen Gebotszone aus heutiger Sicht für richtig?*
- *Welche konkreten Schritte wurde von Seiten Ihres Ressorts seit Ihrem Amtsantritt gesetzt, um eine Aufhebung oder Entschärfung der Gebotszonengrenze zwischen Deutschland und Österreich zu erreichen?*
- *Gab es dazu Gespräche mit der deutschen Bundesregierung, der deutschen Bundesnetzagentur, ACER oder der Europäischen Kommission?*
- *Welche rechtlichen, technischen und marktlichen Voraussetzungen müssten aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts erfüllt sein, um Deutschland und Österreich wieder in eine gemeinsame Gebotszone zusammenzuführen oder die grenzüberschreitende Handelskapazität deutlich auszuweiten?*
- *Welche marktlichen, preislichen und redispatchseitigen Auswirkungen hätte eine sofortige Aufhebung der Gebotszonengrenze oder eine deutliche Ausweitung der Handelskapazität nach Ihrer bzw. der Einschätzung Ihres Ressorts?*

Die Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone erfolgte 2018 auf Grundlage der damals geltenden europäischen und regulatorischen Rahmenbedingungen und damit lange vor meinem Amtsantritt. Eine nachträgliche politische Bewertung dieser damaligen Entscheidung steht für mich nicht im Vordergrund. Entscheidend ist, die heute bestehenden Preisunterschiede zwischen Österreich und Deutschland zu reduzieren. Dazu braucht

es vor allem ausreichende grenzüberschreitende und innerstaatliche Netzkapazitäten sowie eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Übertragungsinfrastruktur. Genau darauf ist die aktuelle Energiepolitik ausgerichtet. Mit dem Ausbau der Netze, insbesondere der Deutschlandleitung, soll die Importkapazität erhöht und der Preisunterschied zwischen Deutschland und Österreich Schritt für Schritt verringert werden. Wie ich anlässlich der Präsentation zum aktuellen Stand der Deutschlandleitung gemeinsam mit der APG ausgeführt habe, ist das Ziel, bestehende Preisunterschiede durch stärkere Netzintegration und zusätzliche Kapazitäten abzubauen. Dazu stehe ich auch laufend in Kontakt mit meiner deutschen Amtskollegin.

Ob darüber hinaus zu einem späteren Zeitpunkt auch eine neuerliche gemeinsame Gebotszone sinnvoll und umsetzbar ist, hängt von der weiteren Entwicklung der technischen, regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen ab. Diese Frage sollte daher nicht vorweggenommen werden.

Zur Frage 45

- *Wurde geprüft, ob zusätzliche grenzüberschreitende Handelskapazitäten kurzfristig durch regulatorische Maßnahmen, koordinierte Redispatchmaßnahmen mit Deutschland oder bessere Nutzung bestehender Leitungen bereitgestellt werden könnten?*

Die APG steht hierzu in ihrer Funktion als Regelzonenführer in engem Austausch mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und arbeitet auf europäischer Ebene aktiv daran mit, dem grenzüberschreitenden Handel innerhalb der sicheren Netzbetriebsgrenzen möglichst hohe Kapazitäten bereitzustellen.

Zu den Fragen 46 bis 48

- *Welche gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten sind Österreich nach Ihrer bzw. nach Einschätzung Ihres Ressorts seit der Trennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Stromgebotszone mit 1. Oktober 2018 entstanden?*
- *Wie hoch waren die jährlichen Mehrkosten für österreichische Stromkunden aufgrund des Preisunterschieds zwischen Österreich und Deutschland seit 2018, getrennt nach Kalenderjahren?*
- *Welche Auswirkungen hatte die Gebotszonentrennung seit 2018 auf die Wettbewerbsfähigkeit des österreichischen Wirtschaftsstandortes?*

Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der seit der Gebotszonentrennung entstandenen Mehrkosten liegt dem BMWET nicht vor.

Zu den Fragen 49 bis 54

- *Welche Alternativen zur Trennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Gebotszone wurden vor 2018 von österreichischer Seite geprüft?*
- *Wurde vor oder nach der Trennung geprüft, ob die gemeinsame Gebotszone oder eine deutlich höhere Handelskapazität durch bilaterale Kostenbeteiligungen, koordinierte Redispatchvereinbarungen, Netzausbauvereinbarungen, Kompensationszahlungen oder andere Vereinbarungsmodelle erhalten beziehungsweise erreicht werden könnte?*
- *Gab es im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Strompreiszone oder einer weitgehend unbeschränkten Handelsmöglichkeit Gespräche über eine Zahlung oder Kostenbeteiligung Österreichs, insbesondere in der kolportierten Größenordnung von rund 50 Millionen Euro?*
- *Wurde damals oder nachträglich eine Kosten-Nutzen-Analyse erstellt, ob eine solche Zahlung, Kostenbeteiligung oder sonstige Vereinbarung volkswirtschaftlich günstiger gewesen wäre als die seither eingetretenen Mehrkosten aus der Trennung der Gebotszone?*
- *Wie bewerten Sie bzw. Ihr Ressort angesichts der nun behaupteten 600 Millionen Euro Mehrkosten allein im Winterhalbjahr 2025/26 die Frage, ob eine frühere finanzielle oder regulatorische Einigung mit Deutschland volkswirtschaftlich günstiger gewesen wäre?*
- *Welche konkreten Schritte planen Sie bzw. Ihr Ressort, um die seit 2018 entstandenen Nachteile der Marktgebietstrennung zu reduzieren?*

Die Gebotszonentrennung erfolgte in einer früheren Legislaturperiode auf Grundlage einer Einigung zwischen Österreich und Deutschland. Eine Kosten-Nutzen-Analyse zu alternativen Zahlungen oder Vereinbarungen liegt dem BMWET nicht vor. Finanzielle Vereinbarungen allein hätten die strukturellen Netzengpässe nicht beseitigt. Das BMWET setzt auf Netzausbau und regional koordinierte Kapazitätsberechnung, um grenzüberschreitende Handelskapazitäten sicher zu erhöhen und Preisunterschiede zu Deutschland zu verringern.

Zur Frage 55

- *Wie interpretieren Sie bzw. Ihr Ressort Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 hinsichtlich der Mindestverfügbarkeit relevanter Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel?*

Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, für den grenzüberschreitenden Handel grundsätzlich eine Mindestmarge von 70 % der

Kapazität der relevanten Netzelemente bereitzustellen. Dies entspricht nicht 70 % der technischen Kapazität einer bestimmten Grenzleitung; maßgeblich sind die relevanten Netzelemente unter Berücksichtigung der Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfallszenarien.

Zur Frage 56

- *Welche österreichischen Critical Network Elements and Contingencies beziehungsweise Netzelemente sind für die Einhaltung der 70-Prozent-Regel relevant?*

Die Methodik zur Überprüfung des 70-%-Ziels sowie die zugrunde liegenden Critical Network Elements and Contingencies (CNEC)- und Kapazitätsdaten sind öffentlich, insbesondere über das Core Publication Tool des Joint Allocation Office (JAO), verfügbar. Eine entsprechende Liste österreichischer CNECs liegt dem BMWET nicht vor.

Zur Frage 57

- *Wird die 70-Prozent-Vorgabe aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts in Österreich und an der deutsch-österreichischen Grenze derzeit erfüllt?*

Nach derzeitigem Stand wird erwartet, dass Österreich die 70 %-Vorgabe im Jahr 2026 erfüllt. Aus Gründen der Betriebssicherheit können weiterhin zeitlich begrenzte Ausnahmen erforderlich sein.

Zur Frage 58

- *Welche österreichischen Netzausbauprojekte werden durch die Anforderungen des grenzüberschreitenden Stromhandels und der 70-Prozent-Regel mitverursacht?*

Einzelne Projekte finden sich im Netzentwicklungsplan der APG.

Zu den Fragen 59 bis 61

- *Welche Überlegungen gibt es seitens Ihres Ressorts hinsichtlich einer Methode, um die Kosten von Netzausbauprojekten zwischen nationalem Versorgungsnutzen und grenzüberschreitendem Handelsnutzen aufzuteilen?*
- *Welche finanziellen Belastungen entstehen österreichischen Haushalten, Gewerbebetrieben und Industriekunden durch Netzausbauprojekte, die auch oder überwiegend grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüssen dienen?*

- *Welche ausländischen Marktteilnehmer oder Stromkunden profitieren nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts von diesen österreichischen Netzinvestitionen?*

Eine starre Aufteilung der Kosten einzelner Übertragungsnetzprojekte in einen ausschließlich nationalen Versorgungsnutzen einerseits und einen ausschließlich grenzüberschreitenden Handels- oder Transitnutzen andererseits greift bei einem vermaschten europäischen Stromsystem zu kurz. Übertragungsnetzinfrastruktur erfüllt regelmäßig mehrere Funktionen gleichzeitig: Sie dient der sicheren Versorgung österreichischer Kundinnen und Kunden, der Integration heimischer erneuerbarer Erzeugung, dem Anschluss neuer Verbraucher und Erzeugungsanlagen, der Reduktion von Engpässen sowie dem grenzüberschreitenden Stromhandel.

Dies zeigt sich auch am Beispiel der Deutschlandleitung. Nach Darstellung der APG erhöht sie die Importkapazität, verbessert die Einbindung österreichischer Speicherkraftwerke in den europäischen Strommarkt und trägt zur Dämpfung von Preisspitzen bei. Darüber hinaus nennt die APG als zusätzliche Nutzenkomponenten des Netzausbaus insbesondere geringeren Redispatchbedarf und eine bessere Nutzung erneuerbarer Erzeugung. Diese Funktionen kommen unmittelbar auch dem österreichischen Stromsystem und österreichischen Verbraucherinnen und Verbrauchern zugute.

Gleichzeitig kann leistungsfähige grenzüberschreitende Infrastruktur auch Marktteilnehmer in anderen Mitgliedstaaten begünstigen. Die Deutschlandleitung ist beispielsweise Teil der Verbindung zwischen dem österreichischen und deutschen Übertragungsnetz und ermöglicht Stromflüsse in beide Richtungen. Aufgrund des vermaschten europäischen Verbundnetzes ist eine eindeutige projektweise Zuordnung des wirtschaftlichen Nutzens zu einzelnen Staaten, Marktteilnehmern oder Kundengruppen jedoch nur auf Grundlage entsprechender Kosten-Nutzen-Analysen möglich.

Soweit regulierte Netzkosten nicht durch andere Finanzierungsquellen gedeckt werden, werden sie im Rahmen der geltenden Regulierung über Netzentgelte finanziert. Gleichzeitig stehen dafür auf europäischer Ebene Instrumente wie grenzüberschreitende Kostenaufteilungsmechanismen, EU-Förderungen, Engpasserlöse sowie der Inter-TSO-Compensation-Mechanismus zur Verfügung. Eine belastbare quantitative Aufteilung der Kosten und des Nutzens einzelner österreichischer Netzinvestitionen auf nationale und ausländische Nutznießer liegt dem BMWET derzeit nicht vor. Österreich setzt sich daher für eine stärker verursachungs- und nutzenorientierte Kostentragung grenzüberschreitend genutzter Netzinfrastruktur ein.

Zu den Fragen 62 und 63

- *In welchem Ausmaß werden österreichische Netzbetreiber über den Inter-TSO-Compensation-Mechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse kompensiert?*
- *Deckt dieser Mechanismus aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts die tatsächlichen Kosten, die Österreich durch grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse entstehen?*

Österreichische Netzbetreiber erhielten eine ITC-Netto-Kompensation von rund € 24,2 Mio. im Jahr 2024 und rund € 50,9 Mio im Jahr 2023. Der Mechanismus erfasst bestimmte Transit- und Verlustkosten, nicht sämtliche Investitions-, Systemdienstleistungs- und Engpasskosten. Das BMWET setzt sich auf europäischer Ebene für eine Weiterentwicklung zur Kostenteilung ein.

Zu den Fragen 64 und 65

- *Welche Initiativen hat Österreich auf EU-Ebene gesetzt, um eine verursachungsgerechtere Finanzierung grenzüberschreitend genutzter Übertragungsnetzinfrastruktur zu erreichen?*
- *Hat Österreich eine Reform des Inter-TSO-Compensation-Mechanismus vorgeschlagen?*

Österreich setzt sich in den Verhandlungen zum European Grids Package und zur Weiterentwicklung der Regelungen zum Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) für eine faire grenzüberschreitende Kostenverteilung ein. Zur auf Betreiben Österreichs verankerten Überprüfung des ITC-Mechanismus und der Kostenaufteilung ist auf die Antwort zu Frage 4 zu verweisen.

Zur Frage 66

- *Gibt es bilaterale oder multilaterale Vereinbarungen, wonach andere Mitgliedstaaten oder ausländische Übertragungsnetzbetreiber einen Beitrag zu österreichischen Netzausbaukosten leisten?*

Über die im Unionsrecht vorgesehenen Mechanismen zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung hinaus bestehen keine entsprechenden bilateralen oder multilateralen Vereinbarungen.

Zu den Fragen 67 bis 71

- *Welche innerdeutschen Netzengpässe sind nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts derzeit besonders relevant für Stromflüsse nach Österreich?*
- *Welche deutschen Netzausbauprojekte sind nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts für eine nachhaltige Preisanpassung zwischen Deutschland und Österreich erforderlich?*
- *Bitte listen Sie sämtliche aus Ihrer bzw. aus Sicht Ihres Ressorts relevanten deutschen Netzausbauprojekte tabellarisch auf, jeweils mit Projektname, Vorhabennummer, Übertragungsnetzbetreiber, Verlauf, Spannungsebene, AC- oder DG-Technologie, Übertragungskapazität, aktuellem Genehmigungsstatus, aktuellem Baustatus, geplanter Inbetriebnahme und Relevanz für Österreich.*
- *Welche Bedeutung messen Sie bzw. Ihr Ressort insbesondere Suedlink, SuedOstlink, dem deutschen Vorhaben 32 sowie den Netzausbauprojekten im Raum Isar, Ottenhofen, Altheim, Pleinting, Simbach und Pirach für die Versorgung und Preisbildung in Österreich bei?*
- *Welche konkreten deutschen Netzelemente müssen aus Ihrer Sicht bzw. jener Ihres Ressorts fertiggestellt sein, damit die Deutschlandleitung ihre volle importseitige Wirkung für Österreich entfalten kann?*

Maßgeblich ist die Beseitigung struktureller Engpässe im gesamten deutschen und österreichischen Übertragungsnetz. Preiseffekte können einzelnen Projekten nicht isoliert zugerechnet werden. Eine gesonderte Projektliste wird vom BMWET nicht geführt. Angaben zu deutschen Netzausbauvorhaben und deren Umsetzungsstand veröffentlichen die Bundesnetzagentur und die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

Zu den Fragen 72 und 73

- *Kann die Deutschlandleitung ihre von Ihnen behauptete Einsparwirkung von bis zu 375 Millionen Euro erreichen, wenn wesentliche innerdeutsche Nord-Südleitungen verspätet fertiggestellt werden?*
- *Wurde das Einsparpotenzial der Deutschlandleitung für den Fall modelliert, dass zentrale deutsche Netzausbauprojekte verspätet in Betrieb gehen?*

Modellannahmen und Sensitivitätsberechnungen fallen in den Verantwortungsbereich der APG.

Zur Frage 74

- *Welche Auswirkungen hätte eine Verzögerung deutscher Netzausbauprojekte auf die verfügbaren Importkapazitäten nach Österreich, den österreichischen Großhandelspreis und die Redispatchkosten in Österreich?*

Verzögerungen beim Netzausbau verlängern bestehende Engpässe, die die verfügbaren Importkapazitäten begrenzen und erhöhen den Redispatchbedarf. Dadurch wird das Gesamtsystem weniger effizient, was höhere Kosten und Großhandelspreise zur Folge hat.

Zur Frage 75

- *Welche Gespräche haben Sie mit Deutschland über die Beschleunigung jener innerdeutschen Netzausbauprojekte geführt, die für österreichische Strompreise relevant sind?*

Ich stehe in regelmäßigem Austausch mit deutschen Regierungsvertreterinnen und -vertretern sowie relevanten Stakeholdern.

Zur Frage 76

- *Gibt es ein bilaterales Monitoring zwischen Österreich und Deutschland über jene deutschen Netzausbauprojekte, die für österreichische Strompreise relevant sind?*

Die österreichischen und deutschen Übertragungsnetzbetreiber stehen natürlich bei grenzüberschreitenden Projekten als auch zum laufenden Netzbetrieb in engem Austausch. Bei der Deutschlandleitung besteht insbesondere eine direkte Projektzusammenarbeit zwischen APG und TenneT. Auch im Rahmen der europäischen Netzplanung, der Kapazitätsberechnung und des Engpassmanagements werden die relevanten Entwicklungen grenzüberschreitend koordiniert.

Generell werden die für Österreich relevanten grenzüberschreitenden Netzentwicklungen im Rahmen der Netzplanung der APG sowie der europäischen Netzentwicklungsplanung laufend berücksichtigt. Die APG weist insbesondere bei der Deutschlandleitung die Verbindung zu den deutschen Netzknoten Simbach, Ottenhofen, Isar und Pleinting aus und berücksichtigt im Rahmen ihrer strategischen Netzplanung auch die Anforderungen des europäischen Strommarktes und der grenzüberschreitenden Kapazitätsbereitstellung.

Ein gesondertes bilaterales Monitoring speziell unter dem Gesichtspunkt österreichischer Strompreise besteht aktuell nicht.

Zu den Fragen 77 bis 79

- *In welchem Ausmaß kam es vor der Gebotszonentrennung zu ungeplanten physikalischen Lastflüssen beziehungsweise Ringflüssen über Polen und Tschechien im Zusammenhang mit dem deutsch-österreichischen Stromhandel?*
- *In welchem Ausmaß kommt es heute zu solchen Lastflüssen beziehungsweise Ringflüssen?*
- *Welche Auswirkungen hatte die Gebotszonentrennung seit 2018 auf ungeplante Ringflüsse über Polen und Tschechien sowie auf kommerzielle und physikalische Stromflüsse zwischen Deutschland und Österreich?*

Die abgefragten operativen Daten liegen dem BMWET nicht vor.

Zu den Fragen 80 bis 82

- *Welche Rolle spielen Phasenschiebertransformatoren an den Grenzen Deutschland-Polen und Deutschland-Tschechien für Stromflüsse Richtung Österreich?*
- *Welche Übertragungskapazitäten bestehen derzeit zwischen Deutschland und Polen, Deutschland und Tschechien, Tschechien und Österreich, Tschechien und der Slowakei, der Slowakei und Österreich sowie der Slowakei und Ungarn?*
- *Welche Bedeutung haben alternative physikalische Stromflusswege über Polen, Tschechien oder die Slowakei für die Preisentkopplung Österreichs von Deutschland?*

Phasenschiebertransformatoren steuern Stromflüsse und begrenzen ungeplante Ringflüsse. Dadurch beeinflussen sie die Belastung kritischer Netzelemente und die verfügbaren Handelskapazitäten. Im lastflussbasierten Marktkopplungsverfahren bestehen keine dauerhaft festen bilateralen Marktkapazitäten; diese werden je Marktzeiteinheit berechnet und veröffentlicht. Auswirkungen alternativer Flusspfade auf Österreich hängen von der jeweiligen Netz- und Marktsituation ab.

Zu den Fragen 83 und 84

- *Welche Auswirkungen hätte die Deutschlandleitung auf Stromflüsse über Polen, Tschechien, die Slowakei, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Italien und die Schweiz?*
- *Welche zusätzlichen grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüsse, Redispatchkosten und Netzausbaukosten erwarten Sie bzw. Ihr Ressort nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung?*

Die Deutschlandleitung ist nicht isoliert als bilaterale Verbindung zwischen Österreich und Deutschland zu betrachten. Österreich ist Teil eines eng vermaschten europäischen Verbundnetzes. Eine Erhöhung der Übertragungskapazität an einer Grenze verändert daher grundsätzlich auch die Verteilung der Stromflüsse im umliegenden europäischen Netz.

Die APG weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die Deutschlandleitung die grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten nicht nur zwischen Österreich und Deutschland, sondern in Zentral- und Gesamteuropa erweitert. Insbesondere soll erneuerbare Erzeugung aus Deutschland besser mit österreichischen und zentraleuropäischen Lastzentren und Pumpspeicherkraftwerken verbunden werden.

Daraus ist auch abzuleiten, dass sich physikalische Stromflüsse über benachbarte Netze – insbesondere über Tschechien und in weiterer Folge über die östlichen und südlichen Nachbarstaaten Österreichs – verändern können. In welche Richtung und in welchem Ausmaß dies in einer konkreten Marktstunde erfolgt, hängt jedoch von der jeweiligen Erzeugungs- und Verbrauchssituation, den Marktpreisen, den verfügbaren Netzkapazitäten sowie den sonstigen Engpässen im europäischen Übertragungsnetz ab. Eine belastbare länderscharfe Quantifizierung für Polen, Tschechien, die Slowakei, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Italien und die Schweiz erfordert entsprechende Netz- und Marktsimulationen.

Gleichzeitig ist eine höhere grenzüberschreitende Kapazität nicht gleichbedeutend mit höheren Systemkosten. Ein wesentliches Ziel der Deutschlandleitung ist gerade die Beseitigung bestehender Netzengpässe zwischen Deutschland und Österreich. Nach Angaben der APG machen die heute begrenzten Kapazitäten der bestehenden Verbindungen international koordinierte Engpassmanagementmaßnahmen erforderlich. Durch den Ausbau sollen diese Engpässe reduziert, zusätzliche Importe ermöglicht und Preisspitzen gedämpft werden.

Die APG nennt dementsprechend einen geringeren Redispatchbedarf ausdrücklich als zusätzlichen Nutzen des Netzausbaus. Zugleich gilt für das gesamte europäische Verbundnetz, dass zusätzliche Handelskapazitäten Stromflüsse verlagern und damit an anderer Stelle neue oder bestehende Engpässe stärker oder schwächer beanspruchen können. Die konkrete Auswirkung hängt daher vom Ausbauzustand des gesamten deutschen, österreichischen und benachbarten Übertragungsnetzes ab.

Ziel muss daher sein, zusätzlichen europäischen Stromhandel nicht durch immer mehr Engpassmanagement zu ermöglichen, sondern durch ein ausreichend leistungsfähiges Netz. Genau dafür steht die Deutschlandleitung.

Zur Frage 85

- *Welche Rolle spielt Österreich nach Ihrer bzw. der Einschätzung Ihres Ressorts derzeit als Stromtransitland im europäischen Verbundsystem?*

Österreich ist aufgrund seiner zentralen Lage, seiner zahlreichen Kuppelleitungen und seiner Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten ein wichtiger Knoten im kontinentaleuropäischen Verbundnetz. Diese Funktion dient sowohl der österreichischen Versorgung, als auch dem grenzüberschreitenden Strommarkt. Ziel der Bundesregierung ist es, Österreichs Rolle als "Energy Hub" innerhalb Europas weiter auszubauen.

Zur Frage 86

- *Wie haben sich die Stromtransite durch Österreich in den letzten zehn Jahren entwickelt und welche Entwicklung erwarten Sie bzw. Ihr Ressort bis 2030 und 2040?*

Die Entwicklung von Transitflüssen ist nur anhand detaillierter Lastflussdaten und einer einheitlichen Transitdefinition belastbar darstellbar. Für 2030 und 2040 gehen die europäischen und österreichischen Netzplanungen grundsätzlich von weiter steigendem grenzüberschreitendem Austausch aus.

Zur Frage 87

- *Welche Länder werden nach Ihrer bzw. nach Einschätzung Ihres Ressorts künftig verstärkt Strom über Österreich beziehen?*

Welche Länder künftig in welchem Umfang Strom über Österreich beziehen werden, hängt von der jeweiligen Erzeugungs-, Verbrauchs-, Preis- und Netzsituation im europäischen Strommarkt ab und lässt sich nicht abschließend statisch festlegen.

Österreich ist jedoch bereits heute ein zentraler Knoten für grenzüberschreitende Stromflüsse. APG-Vorstand Gerhard Christiner hat etwa für das Jahr 2018 darauf hingewiesen, dass von rund 22 TWh Stromimporten nach Österreich rund 10 TWh in Richtung Schweiz, Italien, Slowenien und Ungarn weiterflossen.

Im EAG-Monitoringbericht 2025 für das Berichtsjahr 2024 weist die E-Control die physischen Stromflüsse nach Nachbarländern aus. Österreich importierte 2024 insgesamt 9.429 GWh und exportierte 16.222 GWh; daraus ergibt sich ein physischer Exportüberschuss von 6.792 GWh. Netto importiert wurden aus Tschechien 5.762 GWh und aus Deutschland 333 GWh. Netto exportiert wurde in die Schweiz 115 GWh, nach Liechtenstein 291 GWh, Italien 1.383 GWh, Slowenien 5.551 GWh und Ungarn 5.546 GWh. Die E-Control hält außer-

dem fest, dass 2024 aus Tschechien in jedem Monat netto importiert und nach Liechtenstein, Slowenien und Ungarn in jedem Monat netto exportiert wurde.

Auch künftig ist davon auszugehen, dass insbesondere die südlichen und südöstlichen Nachbarländer sowie die Schweiz von der zentralen Lage Österreichs und zusätzlichen Übertragungskapazitäten profitieren können. Welche Länder in welchem Umfang Strom über Österreich beziehen werden, hängt jedoch von den jeweiligen Markt- und Netzbedingungen ab.

Mit dem Ausbau der Verbindungen nach Deutschland und der Verstärkung des österreichischen Übertragungsnetzes wird Österreich seine Rolle als Bindeglied zwischen den Erzeugungsschwerpunkten in Nord- und Mitteleuropa, den österreichischen Speicherkapazitäten sowie den südlichen und südöstlichen Strommärkten weiter wahrnehmen.

Zur Frage 88

- *Welche Entwicklung erwarten Sie bzw. Ihr Ressort für Stromflüsse von Deutschland über Österreich nach Ungarn, Slowenien, Kroatien und Italien sowie von Tschechien und der Slowakei über Österreich nach Süd- und Südosteuropa?*

Im Zuge der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien ist von einem steigenden Bedarf an grenzüberschreitendem Stromtransport und zusätzlichen Übertragungskapazitäten in Europa auszugehen. Dies spricht auch für eine stärkere Nutzung der österreichischen Nord-Süd sowie West-Ost-Verbindungen. Für einzelne Länderverbindungen werden die künftigen Stromflüsse im Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) systemisch und szenariobasiert betrachtet.

Der aktuelle TYNDP weist für Europa bis 2030 und 2040 einen erheblichen zusätzlichen Bedarf an grenzüberschreitender Übertragungskapazität aus. Für 2030 werden europaweit zusätzliche 88 GW und bis 2040 gegenüber dem 2030-Netz nochmals 108 GW als wirtschaftlich sinnvoll identifiziert.

Auch an den österreichischen Grenzen wurden in den europäischen Systembedarfsanalysen zusätzliche Übertragungskapazitäten insbesondere in Richtung Tschechien, Ungarn und Slowenien identifiziert. Dies unterstreicht die zunehmende Bedeutung der österreichischen Nord-Süd- und West-Ost-Verbindungen für den europäischen Strommarkt.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass mit zunehmender erneuerbarer Erzeugung in Nord- und Mitteleuropa sowie wachsendem Strombedarf in Süd- und Südosteuropa auch die Bedeutung von Stromflüssen über Österreich in diese Regionen zunimmt. Wie hoch die konkreten Flüsse von Deutschland über Österreich nach Ungarn, Slowenien, Kroatien oder Italien beziehungsweise von Tschechien und der Slowakei über Österreich sein werden, hängt jedoch von den jeweiligen Markt-, Erzeugungs- und Netzsituationen ab und wird im TYNDP szenariobasiert betrachtet.

Zur Frage 89

- *Welche zusätzlichen Übertragungskapazitäten nach Ost- und Südosteuropa werden aus Ihrer Sicht bzw. jener Ihres Ressorts bis 2030 und 2040 benötigt?*

Die geplanten Übertragungskapazitäten werden im Netzentwicklungsplan der APG dargestellt. Der Integrierte Österreichische Netzinfrastukturplan stellt zudem benötigte Strom-Transportbedarfskorridore dar.

Zur Frage 90

- *Welche konkreten österreichischen Netzausbauprojekte dienen auch der Abwicklung von grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüssen Richtung Ost- und Südosteuropa?*

Die APG hat im Rahmen ihres Netzentwicklungsplans den konkreten Ausbaupfad des österreichischen Übertragungsnetzes bis 2035 dargestellt. Zu den wesentlichen Vorhaben zählen unter anderem die 380-kV-Deutschlandleitung, die Netzverstärkungen im Zentralraum Oberösterreich, die Weinviertelleitung II, die Netzverstärkung beziehungsweise der Netzraum Ost, der Cluster Steiermark, der Netzraum Kärnten sowie Projekte in Westtirol und zahlreiche Umspannwerksprojekte insbesondere in Ostösterreich.

Diese Projekte erfüllen regelmäßig mehrere Funktionen gleichzeitig. Sie erhöhen die innerösterreichische Transportfähigkeit, ermöglichen die Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung, stärken die Versorgungssicherheit und schaffen zugleich die infrastrukturellen Voraussetzungen für höhere und flexiblere grenzüberschreitende Stromflüsse.

Besonders deutlich wird dies bei der Deutschlandleitung, die die Verbindung zum deutschen Strommarkt verstärkt, sowie bei der Netzverstärkung Ost und dem Netzraum Kärnten, die zusätzliche Transportkapazitäten innerhalb Österreichs schaffen. Dadurch kann Strom aus nördlichen beziehungsweise östlichen Erzeugungsregionen besser zu Ver-

brauchszentren, Speichern und weiter in südliche und südöstliche Netzregionen transportiert werden.

Eine eindeutige Zuordnung einzelner Projekte ausschließlich zu Transitflüssen Richtung Ost- und Südosteuropa wäre aufgrund des vermaschten europäischen Übertragungsnetzes jedoch nicht sachgerecht. Der grenzüberschreitende Nutzen ist vielmehr eine von mehreren Funktionen dieser Investitionen.

Die Folien der APG zum APG-Netzentwicklungsplan bis 2035, den ich gemeinsam mit der APG im April präsentiert habe, stellen wir als Beilage zur Verfügung.

Zur Frage 91

- *Welche Bedeutung haben die Weinviertelleitung II, die Netzverstärkung Ost, Projekte im Zentralraum Oberösterreich, der Cluster Steiermark, der Netzraum Kärnten und andere APG-Projekte für grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse?*

Die genannten Projekte erhöhen vor allem die innerösterreichische Transportfähigkeit, integrieren die erneuerbare Erzeugung und stärken die Versorgungssicherheit. Dadurch ermöglichen sie zugleich höhere und flexiblere grenzüberschreitende Handels- und Transitflüsse, ohne ausschließlich für Transit errichtet zu werden. Über nähere Informationen dazu verfügt zuständigkeitshalber die APG.

Zur Frage 92

- *Wurde eine verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten dieser Projekte auf die jeweiligen Nutznießer geprüft?*

Eine unmittelbare projektweise Verrechnung an sämtliche späteren Nutznießer ist im bestehenden Regulierungsrahmen nicht vorgesehen.

Zu den Fragen 93 und 94

- *Wie hoch sind die geplanten Investitionen in das österreichische Übertragungsnetz bis 2030 und bis 2040?*
- *Wie hoch ist der Anteil dieser Investitionen, der durch Netzentgelte österreichischer Stromkunden finanziert wird, und wie hoch ist der Anteil, der durch EU-Mittel, Beiträge anderer Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber oder Marktteilnehmer finanziert wird?*

Über Informationen zu Investitionsvolumen und Finanzierungsanteilen verfügt zuständigkeithalber die APG. Der überwiegende Teil regulierter Investitionen wird über Netzerlöse finanziert; je nach Projekt kommen EU-Mittel, Engpasserlöse oder grenzüberschreitende Beiträge hinzu.

Zu den Fragen 95 und 96

- *Wie wirken sich die Investitionen in die Deutschlandleitung, die Salzburgleitung und die sonstigen APG-Netzausbauprojekte auf die österreichischen Übertragungsnetzentgelte aus?*
- *Wie hoch ist der erwartete Netzentgeltanstieg für Haushalte, Gewerbekunden und Industriekunden bis 2030 und bis 2040?*

Die Feststellung der anerkannten Netzkosten und die Festlegung der Systemnutzungsentgelte fallen in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde E-Control. Dabei werden die angemessenen Kosten des Netzbetriebs einschließlich regulatorisch anerkannter Investitionen und einer entsprechenden Verzinsung geprüft und in der Entgeltfestsetzung berücksichtigt. Eine konkrete Quantifizierung der Auswirkungen einzelner APG-Projekte auf die Netzentgelte obliegt daher der E-Control im Rahmen ihrer Kostenprüfungs- und Regulierungsverfahren.

Zudem wird die Entgeltstruktur derzeit weiterentwickelt. Zur Dämpfung der Netzkosten schafft das ElWG mit Spitzenkappung und flexiblen Netzzugängen Instrumente, um bestehende Kapazitäten effizienter zu nutzen und zusätzlichen Ausbaubedarf zu begrenzen. Im Rahmen der Reformpartnerschaft Energie hat das BMWET zudem eine Untersuchung zu Einsparungspotenzialen durch abgestimmte Netzplanung, Digitalisierung, Flexibilität und Synergien zwischen Netzbetreibern beauftragt. Ziel ist, den Kostenanstieg unter Wahrung der Versorgungssicherheit nachhaltig zu begrenzen.

Zu den Fragen 97 und 98

- *Welche Position vertritt Österreich im Rat der Europäischen Union, gegenüber der Europäischen Kommission, gegenüber ACER, innerhalb von ENTSO-E sowie gegenüber den Nachbarstaaten zur verursachungsgerechten Finanzierung grenzüberschreitend genutzter Netzinfrastuktur?*
- *Wie bewerten Sie bzw. Ihr Ressort den Umstand, dass österreichische Stromkunden Netzinfrastuktur finanzieren müssen, von der auch ausländische Stromkunden und ausländische Strommärkte profitieren?*

Österreich setzt sich für eine verursachungs- und nutzenorientierte Finanzierung grenzüberschreitender Netzinfrastuktur ein; hierzu ist auf die Antworten zu Frage 4 sowie zu den Fragen 64 und 65 zu verweisen. Grenzüberschreitender Netzausbau nützt auch Österreich. Entscheidend ist, diese Vorteile in den europäischen Kostenaufteilungsmechanismen angemessen zu berücksichtigen.

Zu den Fragen 99 und 100

- *Haben Sie bzw. Ihr Ressort eine Gesamtrechnung erstellt, die Großhandelspreiseffekte, Redispatchkosten, Netzentgeltsteigerungen, Abgaben, Steuern, Umlagen und CO₂-Kosten gemeinsam betrachtet?*
- *In welchem Ausmaß könnten die behaupteten Großhandelsvorteile der Deutschlandleitung durch steigende Netzentgelte, Redispatchkosten oder CO₂-Kosten wieder aufgezehrt werden?*

Eingangs ist auf die konkreten systemischen Wirkungen, die mit der Deutschlandleitung erwartet werden, einzugehen. Die Leitung beseitigt einen bestehenden Engpass zwischen dem österreichischen und dem deutschen Übertragungsnetz und erhöht dadurch die Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Stromhandel. Nach den Berechnungen der APG hätte sie im Winterhalbjahr 2025/26 die durch den Preisunterschied zwischen Österreich und Deutschland entstandenen Mehrkosten von rund 600 Mio. Euro um rund 240 bis 375 Mio. Euro reduzieren können.

Der erwartete Nutzen geht jedoch über diesen Großhandelspreiseffekt hinaus. Durch zusätzliche Importmöglichkeiten können insbesondere in Zeiten hoher österreichischer Preise Preisspitzen gedämpft werden. Die APG erwartet darüber hinaus einen geringeren Redispatchbedarf und eine bessere Nutzung erneuerbarer Erzeugung.

Ein weiterer wesentlicher Nutzen liegt in der besseren Einbindung der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in den europäischen Strommarkt. Die Leitung ermöglicht, erneuerbaren Strom aus dem Norden Europas verstärkt nach Österreich zu transportieren und in heimischen Speichern zwischenspeichern. Umgekehrt kann gespeicherter österreichischer Strom in Zeiten geringer Wind- und Solarproduktion wieder in das europäische System eingespeist werden. Damit stärkt die Leitung sowohl die Flexibilität des österreichischen Stromsystems als auch den wirtschaftlichen Wert der heimischen Wasserkraft.

Gleichzeitig ist richtig, dass die Errichtung und der Betrieb von Netzinfrastuktur über die Regulierung auch Auswirkungen auf die Netzkosten haben können. Diesen Investitionskosten

ten stehen jedoch systemische Nutzen gegenüber: geringere Engpasskosten, eine effizientere Nutzung bestehender Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, niedrigere Großhandelspreise in Engpassituationen sowie eine höhere Versorgungssicherheit. Die APG weist darauf hin, dass die heute bestehenden Leitungsengpässe gerade zusätzliche kostenintensive Engpassmanagementmaßnahmen erforderlich machen.

Eine seriöse Bewertung der Deutschlandleitung kann daher nicht ausschließlich darauf abstellen, welche Netzkosten durch die Investition entstehen. Ebenso zu berücksichtigen sind die vermiedenen Engpasskosten, die besseren Importmöglichkeiten, geringere Preisspitzen, die stärkere Integration erneuerbarer Energien und der zusätzliche Nutzen für österreichische Speicher- und Wasserkraftkapazitäten.

Ob und in welchem Umfang andere Faktoren wie CO₂-Preise, Steuern, Abgaben oder allgemeine Netzentgeltentwicklungen diese Effekte in einzelnen Jahren teilweise überlagern, hängt von der jeweiligen Markt- und Regulierungssituation ab. Diese Faktoren entstehen jedoch nicht aufgrund der Deutschlandleitung und können deren spezifischem Nutzen daher nicht unmittelbar zugerechnet werden. Großhandelspreise, Netzentgelte, Redispatchkosten, Abgaben und CO₂-Kosten unterliegen unterschiedlichen Einflussfaktoren. Sie lassen sich daher nicht ohne Weiteres zu einer einheitlichen Kostenkennzahl zusammenführen oder den Großhandelsvorteilen der Deutschlandleitung unmittelbar zurechnen.

Zu den Fragen 101 und 102

- *Welche Maßnahmen planen Sie bzw. Ihr Ressort zur Senkung der CO₂-bedingten Strompreiskosten, zur Stärkung der heimischen Wasserkraft und zur Sicherstellung gesicherter Leistung in Österreich?*
- *Welche Rolle sollen Gaskraftwerke als Brücke im österreichischen Stromsystem spielen und wie viele zusätzliche gesicherte Kraftwerkskapazitäten benötigt Österreich nach Ihrer Einschätzung bzw. jener Ihres Ressorts bis 2030 und 2040?*

Das BMWET setzt auf den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der Wasserkraft, sowie der Netze, Speicher und Flexibilität. Dies soll CO₂-intensive Erzeugung verringern und die Versorgungssicherheit stärken. Ergänzend ist eine Wasserkraft- und Pumpspeicherpotenzialanalyse vorgesehen, die zusätzliche Ausbaupotenziale aufzeigen und Empfehlungen zum Abbau rechtlicher und administrativer Hemmnisse liefern soll. Auf europäischer Ebene setzt sich das Ressort für mehr Transparenz bei der Preisbildung im Rahmen der Merit-Order ein, um nachvollziehen zu können, welche Erzeugungstechnologien zu welchen Zeitpunkten den Strompreis bestimmen. Der Bedarf an gesicherter Leistung wird im Rahmen des im ElWG vorgesehenen Flexibilitätsassessments technologieneutral unter

Einbeziehung von Erzeugung, Speichern, Lastflexibilität und grenzüberschreitendem Austausch bewertet. Eine Vorfestlegung auf zusätzliche Gaskraftwerkskapazitäten erfolgt nicht.

Zu den Fragen 103 bis 106

- *Werden Sie bzw. Ihr Ressort künftig regelmäßig veröffentlichen, wie stark Österreich preislich von Deutschland entkoppelt ist und welche Mehrkosten durch Preisunterschiede zwischen Österreich und Deutschland entstehen?*
- *Werden Sie bzw. Ihr Ressort künftig regelmäßig veröffentlichen, welche Leitungen, Netzelemente und innerdeutschen Netzengpässe die österreichische Preiszone beeinflussen?*
- *Werden Sie bzw. Ihr Ressort künftig regelmäßig veröffentlichen, welche grenzüberschreitenden Handels- und Transitflüsse durch Österreich stattfinden und welche Kosten österreichischen Stromkunden dadurch entstehen?*
- *Werden Sie bzw. Ihr Ressort dem Nationalrat jährlich einen Bericht über die Entwicklung der Strompreisunterschiede zwischen Österreich, Deutschland und den Nachbarstaaten, den Stand relevanter deutscher Netzausbauprojekte sowie die verursachungsgerechte Finanzierung des europäischen Übertragungsnetzausbaus vorlegen?*

Großhandelspreise, grenzüberschreitende Handels- und physikalische Stromflüsse sowie relevante Netzelemente und Engpässe sind über bestehende Transparenzplattformen, insbesondere jene der ENTSO-E, JAO und APG, öffentlich zugänglich. Eine eindeutige Zuordnung von Kosten zu konkreten Transitflüssen ist technisch nicht möglich. Zusätzliche regelmäßige Veröffentlichungen oder ein jährlicher Bericht an den Nationalrat sind daher nicht vorgesehen.

Zur Frage 107

- *Welche konkreten Kennzahlen sollen verwendet werden, um den Erfolg der Deutschlandleitung nach Inbetriebnahme zu messen?*

Über diesbezügliche Informationen verfügt zuständigkeitshalber die APG.

Zu den Fragen 108 und 109

- *Werden Sie bzw. Ihr Ressort nach Inbetriebnahme der Deutschlandleitung evaluieren, ob die behauptete Einsparung von 240 bis 375 Millionen Euro tatsächlich eingetreten und bei Endkunden angekommen ist?*

- *Welche Konsequenzen ziehen Sie, wenn die tatsächliche Einsparung deutlich unter der behaupteten Bandbreite liegt oder durch steigende Netzentgelte, Redispatchkosten, Abgaben oder CO₂-Kosten weitgehend aufgezehrt wird?*

Eine gesonderte Evaluierung durch das BMWET ist nicht vorgesehen.

Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer

Elektronisch gefertigt

	Unterzeichner	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
	Datum/Zeit	2026-09-30T20:57:22+02:00
	Aussteller-Zertifikat	CN=a-sign-corporate-07,OU=a-sign-corporate-07,O=A-Trust Ges. f. Sicherheitssysteme im elektr. Datenverkehr GmbH,C=AT
	Serien-Nr.	2082304761
	Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: http://www.signaturpruefung.gv.at

	Unterzeichner	Parlamentsdirektion
	Datum/Zeit-UTC	2026-10-01T07:53:01+02:00
Prüfinformation	Dieses Dokument wurde elektronisch besiegelt. Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.parlament.gv.at/siegel	