

Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer  
Bundesminister

Stubenring 1, 1010 Wien

Herrn  
Präsidenten des Nationalrates  
Dr. Walter Rosenkranz  
Parlament  
1017 Wien

Geschäftszahl: 2025-0.263.403

Ihr Zeichen: BKA - PDion (PDion)989/J-NR/2025

Wien, am 3. Juni 2025

Sehr geehrter Herr Präsident,

die Abgeordneten zum Nationalrat Alois Kainz und weitere haben am 03.04.2025 unter der **Nr. 989/J** an mich eine schriftliche parlamentarische Anfrage betreffend **Einspeisung von überschüssigem Strom ins Ausland** gerichtet.

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

#### **Zu den Fragen 1 und 2**

- *Wie viel gewidmeter (Wald-)Fläche entspricht der Windpark Sallingberg?*
- *Welche Maßnahmen wurden ergriffen, um den dadurch entstandenen Verlust von Biodiversität durch die Windkraftanlagen zu minimieren?*

Unbeschadet dessen, dass diese Fragen keinen Gegenstand der Vollziehung des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) betreffen, liegen dem Ressort dazu keine Informationen vor.

#### **Zu den Fragen 3 und 4**

- *Wie oft musste Österreich in den letzten fünf Jahren tatsächlich Strom ins Ausland exportieren? (Bitte um Angabe nach Jahren, Umfang und Empfänger)*
- *Welche Kosten oder Erlöse sind dabei entstanden? (Bitte um Angabe der Jahre)*

Dazu ist auf die aktuelle Betriebsstatistik der E-Control zu verweisen, in welcher der physikalische Austausch von Elektrizität zwischen In- und Ausland ausgewiesen ist.

#### **Zur Frage 5**

- *Gab es in den letzten fünf Jahren Fälle, in denen Österreich für die Einspeisung von überschüssigem Strom ins Ausland bezahlen musste („negative Strompreise“)?*
  - *Wenn ja, in welchem Umfang?*
  - *Wenn ja, wer trug die Kosten bzw. woher stammten die Geldmittel?*
  - *Wenn ja, wann ist das konkret geschehen?*
  - *Wenn ja, was war die Ursache?*
  - *Wenn ja, wie soll das in Zukunft verhindert werden?*

Zwischen dem 1. Jänner 2021 und dem 11. April 2025 gab es als Ergebnis der gemeinsamen europäischen Day-Ahead Marktkoppelung in der österreichischen Gebotszone insgesamt 509 Einzelstunden, in denen elektrische Energie zu einem Preis von unter € 0/MWh auktioniert wurde ("negativer Strompreis"). Ursache war zumeist ein die Nachfrage übersteigendes Angebot sowie eine entsprechende Zahlungsbereitschaft der Handelsteilnehmer. Durch vermehrten Einsatz von Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch sowie durch den Netzausbau, der im zukünftigen Elektrizitätswirtschaftsgesetz gesetzlich effizienter ausgestaltet werden soll, soll es hier zu größerer Effizienz kommen.

#### **Zur Frage 6**

- *Welche Förderungen erhalten Windkraftbetreiber derzeit unter welchen Voraussetzungen?*
  - *Bestehen regionale Unterschiede?*

Die Gewährung einer Förderung nach Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) erfordert die Erfüllung der im EAG und den allgemeinen Förderbedingungen der EAG-Abwicklungsstelle angeführten Voraussetzungen.

Gegenstand von Investitionszuschüssen gemäß § 57 Abs. 1 EAG sind Investitionen für die Neuerrichtung einer Windkraftanlage mit einer Engpassleistung von 20 kW bis 1 MW. Anträge auf Investitionszuschüsse können von natürlichen oder juristischen Personen gestellt werden.

Die EAG-Marktprämie Windkraft ist darauf ausgerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem durchschnittlichen Marktpreis für Strom gemäß §§ 12 und 13 EAG für eine bestimmte Dauer ganz oder teilweise

auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden. Durch die Marktprämie förderbar ist die Erzeugung von Strom aus neu errichteten Windkraftanlagen und Erweiterungen von Windkraftanlagen. Sofern nicht anders bestimmt, werden Marktprämien ab Nachweis der Inbetriebnahme der Anlage bei der EAG-Förderabwicklungsstelle, bei Erweiterungen und Revitalisierungen ab Nachweis der Inbetriebnahme der erweiterten oder revitalisierten Anlage bei der EAG-Förderabwicklungsstelle für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Windkraftprojekte werden durch eine standortspezifische Förderung im Rahmen der EAG-Marktprämie unterschiedlich gefördert. Ziel ist es, Standorten bzw. Projekten mit geringerem Windertrag durch Zuschläge einen Anreiz zur Projektrealisierung zu geben und bei jenen mit höherem Windertrag durch Abschläge eine Überförderung zu vermeiden. Eine stärkere wettbewerbsorientierte Anpassung ist hierzu in Arbeit. Strom aus Windkraft ist essenziell in der Ergänzung zu Photovoltaik, insbesondere im Winter und in der Nacht. Außerdem ist die Auswirkung auf das Netz miteinzubeziehen. Der Ausbau hat stets unter dem Aspekt der Netzdienlichkeit und -integrität zu erfolgen.

#### **Zur Frage 7**

- *Wie verhalten sich Förderungen zu den realen Marktpreisen für Strom?*

Die Förderung durch Marktprämien ist eng an die Entwicklung des Strommarktes geknüpft. Im aktuellen Fördersystem müssen Fördernehmer den erzeugten Strom selber vermarkten und durch externe Expertise vermarkten lassen. Die Marktprämie dient als möglicher Ausgleich bei niedrigen Strompreisen. Wenn der Marktpreis höher als der Zuschlag (anzulegender Wert bei der Förderausschreibung) ist, gibt es keine Förderung – die Anlage verdient direkt am Markt. Ist der Preis niedrig, fängt die Marktprämie einen Teil des Verlustes ab.

#### **Zur Frage 8**

- *Wie oft gab es in den letzten fünf Jahren Situationen, in denen das österreichische Stromnetz durch erneuerbare Einspeisungen an seine Kapazitätsgrenzen gelangte?*

Einspeisung, Redispatch und Netzmanagement sind eine allgemeine Herausforderung, die die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in einem europäischen Verbund bewerkstelligen. Diesbezügliche Daten liegen daher nur diesen, nicht jedoch dem BMWET vor.

**Zur Frage 9**

- *Welche Maßnahmen sind aktuell geplant, um Netze Engpässe und Blackout-Risiken zu reduzieren?*
  - *Welches Budget ist dafür vorgesehen?*

Der Regelzonenführer und Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG (APG) verfügt über einen Systemschutzplan, welcher Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzzuständen, zur Vermeidung von Großstörungen bzw. zur Begrenzung ihrer Auswirkungen enthält. Der Systemschutzplan ist auf der Webseite der APG öffentlich zugänglich.

Die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie (E-VSS) wurde im Jahr 2024 veröffentlicht. Die Strategie wurde auf Grundlage des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (ElWOG 2010) in Abstimmung mit E-Control und APG sowie in Zusammenarbeit mit den relevanten Stakeholdern des österreichischen Elektrizitätsmarktes erstellt. Eine umfassende Analyse und vorausschauende Maßnahmen sollen zur Sicherstellung einer auch zukünftig stabilen und hohen Versorgungssicherheit beitragen. Die E-VSS identifiziert daher entsprechende Aktionsfelder und Maßnahmen. Die Maßnahmen der Strategie tragen dazu bei, die Resilienz des österreichischen Stromsystems zu steigern.

Der Risikovorsorgeplan Elektrizität wurde auf Grundlage der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor erstellt und veröffentlicht. Der Risikovorsorgeplan enthält eine Darstellung der wichtigsten Szenarien für Stromversorgungskrisen sowie der nationalen Präventions-, Vorsorge- und Mitigationsmaßnahmen.

Aktuell werden Kosten von Maßnahmen wie dem Netzausbau oder der Bereitstellung von Regenergie durch die Haushaltskundinnen und -kunden sowie die Marktteilnehmerinnen und -teilnehmer (Erzeugerinnen und Erzeuger, Verbraucherinnen und Verbraucher) in Form von Ausgleichsenergie und Netz – und Anschlussgebühren beglichen. Die E-Control nimmt in der Festsetzung der Netzentgelte eine zentrale lenkende, prüfende und festsetzende Rolle ein. Zusätzlich gibt es für einzelne Projekte auch Förderungen zur Finanzierung seitens der Europäischen Union.

Ich habe die Austrian Power Grid AG (APG) aus aktuellem Anlass damit befasst, den angekündigten Bericht der ENTSO-E zu überprüfen und Maßnahmen daraus abzuleiten, welche das Ministerium vorzunehmen und umzusetzen hat.

**Zur Frage 10**

- *Inwiefern werden Endverbraucher über Netzgebühren oder Umlagen zur Mitfinanzierung von Überschussstrom gezwungen?*

Durch Abregelungen (Netzengpässe) und das Einspeisemanagement der Netzbetreiber (teilweise finanzielle Abgeltung von Erzeugern bei angeordnetem Stopp oder Drosselung der Einspeisung) sowie durch Netzausbau und Beseitigung von fehlenden Kapazitäten im Übertragungs- und Verteilnetz werden bestimmte Kosten durch den Endverbraucher getragen. Es muss jedoch angemerkt werden, dass auch Erzeuger im Rahmen der Ausgleichsenergie und Systemnutzungsentgelte Kostenkomponenten mittragen. Die Tarifierung und Anerkennung von Netzkosten seitens der Netzbetreiber obliegt der Regulierungsbehörde E-Control.

**Zur Frage 11**

- *Gibt es Pläne, um Speicherkapazitäten für erneuerbare Energien auszubauen, anstatt überschüssigen Strom billig oder gar mit Verlust ins Ausland abzugeben?*
  - *Wenn ja, wie sehen diese konkret aus?*
  - *Wenn ja, wann ist mit deren Umsetzung zu rechnen?*
  - *Wenn nein, wieso nicht?*

Bei Speicheranlagen gemäß aktueller Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie soll entsprechend ihrer Netzdienlichkeit eine Reduktion der Netzgebühren erfolgen und somit ein verstärkter Anreiz für mehr Speicherkapazität generiert werden. Zukünftig soll die Förderung von PV-Anlagen an die Installation von Speichern geknüpft werden. Auch eine eigene Speicherförderung wird aufgesetzt. Der Eigenverbrauch von selbsterzeugter Energie soll optimiert werden; durch "Spitzenkappungen" als Element im zukünftigen Elektrizitätswirtschaftsgesetz soll bei Netzengpässen zusätzlich ein Anreiz für das Speichern von Strom implementiert werden. Das österreichische Modell der Pumpspeicher als „Batterie der Alpen“ ist hier besonders hervorzuheben. Dadurch können hohe Mengen Strom zu günstigen Marktpreisen bei hoher Verfügbarkeit gespeichert und später verbraucht werden. Die Weiterentwicklung des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans und Koordination mit den Netzentwicklungsplänen des Übertragungsnetzes und der Verteilernetze mit dem Ziel, den dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien mit dem Ausbau der Netze und Speicher zu synchronisieren, wird forciert. Dadurch werden überdimensionierte Kapazitäten beim Netzausbau verhindert und so Netzausbaukosten möglichst minimiert.

Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer

Elektronisch gefertigt

