

Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie

Leonore Gewessler, BA  
Bundesministerin

An den  
Präsident des Nationalrates  
Mag. Wolfgang Sobotka  
Parlament  
1017 Wien

leonore.gewessler@bmk.gv.at  
+43 1 711 62-658000  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
Österreich

Geschäftszahl: 2022-0.059.161

24. März 2022

Sehr geehrter Herr Präsident!

Die Abgeordneten zum Nationalrat Dipl.-Ing. Doppelbauer, Kolleginnen und Kollegen haben am 24. Jänner 2022 unter der **Nr. 9538/J** an mich eine schriftliche parlamentarische Anfrage betreffend Erpressbarkeit durch Energieimporte gerichtet.

Diese Anfrage beantworte ich wie folgt:

Zu Frage 1:

- *Wie steht das BMK bzw. die österreichische Bundesregierung zu dem NordStream II Pipelineprojekt?*
  - a. *Gibt es hier Diskrepanzen mit der Position bzw. dem Auftreten des BMEIA bzw. dem Bundeskanzlers?*

Die weitere Vorgehensweise rund um die Pipeline Nord Stream 2 ist eine Frage der gemeinsamen Außenpolitik der EU. Wir werden die Frage des genauen Umfangs von Sanktionen im europäischen Gleichschritt beantworten müssen. Aus klima- und energiepolitischer Sicht ist mir wichtig zu betonen, dass Nord Stream 2 die Abhängigkeit von russischem Gas weiter erhöht. Die mittelfristige Antwort ist daher klar: Nur durch den Ausbau der Erneuerbaren werden wir unabhängig. Und das ist gerade im Lichte der aktuellen Krise wichtiger denn je.

Zu Frage 2:

- *Welche Position hat das BMK bzw. die österreichische Bundesregierung bzgl. des Projekts auf europäischer Ebene eingenommen?*
  - a. *Wann und bei welchem bilateralen oder europäischen Treffen hatte sich die Bundesministerin bzw. die Bundesregierung zu diesem Projekt geäußert?*

Siehe die Antwort zu Frage 1. Diese Antwort wird und wurde bei allen Treffen, in denen über das Thema gesprochen wurde, gegeben. Aus Ressourcengründen bitte ich um Verständnis,

dass nicht jedes einzelne Treffen zu diesem Thema oder wo dieses Thema angesprochen wurde, nachrecherchiert werden kann.

Zu Frage 3:

- *Was wären die Auswirkungen für Österreich bei einem Projektstopp?*

Österreich ist prinzipiell schon jetzt sehr gut ans europäische Pipeline-Netz angeschlossen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist die Kapazität des bestehenden Netzes ausreichend, die Versorgungssicherheit sicherzustellen, wenn keine lang anhaltenden Lieferausfälle auftreten. Zur Relevanz dieser einzelnen Pipeline siehe Antwort auf Frage 1.

Zu Frage 4:

- *Sind die bestehenden Pipelinekapazitäten am Limit? Welcher Prozentsatz des jetzigen bzw. in naher Zukunft (bis zur Energiewende und der Verringerung der Gasabhängigkeit) erwarteten Gasvolumina können von den bestehenden Pipelines abgedeckt werden?*

Sofern es zu keinen Ausfällen der aktuellen Pipeline-Infrastruktur kommt, ist sie in der Lage, den aktuellen Bedarf zu decken. Die Fernleitungskapazitäten für den Transport von Erdgas aus SK, DE oder IT nach Österreich sind höher als die Gasflüsse aus diesen Nachbarstaaten nach Österreich. Die aktuellen und die in Zukunft zu erwartenden Gasvolumina können aus derzeitiger Sicht zur Gänze bewältigt werden.

Kapazitäten und Gasflüsse in kWh/Jahr, 2021	Technische Kapazität	Gasfluss	Auslastung
Baumgarten GCA (SK -> AT)	143.115.624.000	27.623.497.607	19,3%
Baumgarten TAG (SK -> AT)	523.804.308.984	326.479.555.592	62,3%
Baumgarten gesamt (SK -> AT)	666.919.932.984	354.103.053.199	53,1%
Oberkappel (DE -> AT)	88.687.691.388	15.679.527.089	17,7%
Überackern (DE -> AT)	40.377.268.328	10.921.806.424	27,0%
Arnoldstein (IT -> AT)	111.316.335.898	0	0,0%
<b>Gesamtsumme</b>	<b>907.301.228.598</b>	<b>380.704.386.712</b>	<b>42,0%</b>
<u>Quelle:</u> AGGM			

Zu Frage 5:

- *Welche Terminals für Flüssiggaslieferungen bestehen? Wie hoch ist ihre Auslastung?*
  - a. *Welche Flüssiggasterminals sind in Bau? Welche Zusatzkapazitäten können in den nächsten fünf Jahren gewonnen werden?*

In der EU gibt es derzeit 18 LNG-Terminals (BE: 1, FR: 3, EL: 1, IT: 3, LT: 1, NL: 1, PL: 1, PT: 1, ES: 6). Kapazitäten, über diese LNG-Terminals in den Jahren 2019, 2020 und 2021 (01-06) importierte Erdgasmengen sowie die daraus resultierende durchschnittliche jährliche Auslastung gehen aus der nachfolgenden Tabelle hervor.

Borderpoint, mcm	Exit	Entry	2019			2020*			2021 / 01-06		
			Kap.	Fluss	Ausl.	Kap.	Fluss	Ausl.	Kap.	Fluss	Ausl.
Zeebrugge (LNG), Start-up 1987	LNG	--> BE	9.000	6.608	73,4%	9.025	4.649	51,5%	2.959	2.429	82,1%
Dunkerque (LNG), Start-up 2016	LNG	--> FR	13.000	6.301	48,5%	13.036	3.986	30,6%	4.463	3.215	72,0%
Fos sur Mer, Start-up 1972	LNG	--> FR	11.250	6.179	54,9%	11.281	5.604	49,7%	6.447	3.241	50,3%
Montoir de Bretagne, Start-up 1980	LNG	--> FR	10.000	6.773	67,7%	10.027	7.213	71,9%	5.579	2.355	42,2%
Revithoussa, Start-up 2000	LNG	--> EL	7.000	2.900	41,4%	7.019	3.032	43,2%	4.959	975	19,7%
Adriatic LNG, Start-up 2009	LNG	--> IT	7.580	7.935	104,7%	7.601	6.782	89,2%	3.471	3.735	107,6%
Livorno, Start-up 2013	LNG	--> IT	3.750	3.593	95,8%	3.760	3.330	88,6%	3.759	1.153	30,7%
Panigaglia, Start-up 1971	LNG	--> IT	3.400	2.614	76,9%	3.409	2.554	74,9%	1.860	772	41,5%
Klaipeda, Start-up 2014	LNG	--> LT	4.000	1.761	44,0%	4.011	1.991	49,6%	1.686	864	51,2%
Gate, Start-up 2011	LNG	--> NL	12.000	0	0,0%	12.033	0	0,0%	1.984	0	0,0%
Swinoujscie, Start-up 2016	LNG	--> PL	5.000	3.433	68,7%	5.014	3.763	75,0%	5.951	2.054	34,5%
Sines, Start-up 2004	LNG	--> PT	7.600	5.463	71,9%	7.621	5.249	68,9%	2.479	2.768	111,7%
Barcelona, Start-up 1968	LNG	--> ES	17.100	5.623	32,9%	17.147	3.947	23,0%	3.769	788	20,9%
Bilbao, Start-up 2003	LNG	--> ES	8.800	5.495	62,4%	8.824	5.191	58,8%	8.480	1.169	13,8%
Cartagena, Start-up 1989	LNG	--> ES	11.800	1.728	14,6%	11.832	3.010	25,4%	4.364	591	13,5%
Huelva, Start-up 1988	LNG	--> ES	11.800	4.703	39,9%	11.832	4.213	35,6%	5.852	1.120	19,1%
Mugardos, Start-up 2007	LNG	--> ES	3.600	1.243	34,5%	3.610	1.711	47,4%	5.852	775	13,2%
Sagunto, Start-up 2006	LNG	--> ES	8.800	1.680	19,1%	8.824	1.687	19,1%	1.785	464	26,0%
Summen			155.480	74.031	47,6%	155.906	67.912	43,6%	75.696	28.468	37,6%

Quelle: IEA - Gas Trade Flows in Europe

Darüber hinaus ist im Jänner 2021 in HR (Insel Krk) ein LNG-Terminal mit einer Jahreskapazität von 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> in Betrieb gegangen. Ein weiterer LNG-Terminal mit einer Jahreskapazität von 1,3 Mrd. m<sup>3</sup> wurde im Jahr 2021 in ES (Insel Teneriffa) in Betrieb genommen.

In ES (Insel Gran Canaria) befindet sich ein LNG-Terminal mit einer geplanten Jahreskapazität von 1,3 Mrd. m<sup>3</sup> im Bau. Die Inbetriebnahme wird voraussichtlich im Jahr 2027 erfolgen.

#### Zu den Fragen 6 und 7:

- Welcher Anteil des in Österreich verbrauchten Erdgases wird in Russland gewonnen?
- Woher stammt der Rest des in Österreich verbrauchten Erdgases?

Exakte Daten über die Herkunft des nach Österreich importierten und verbrauchten Erdgases liegen nicht vor, da die Bundesanstalt Statistik Österreich die Erdgasimportmengen in ihren Energiebilanzen nicht nach Herkunftsländern aufschlüsselt. Grund dafür ist § 19 Abs. 2 Bundesstatistikgesetz, welcher vorsieht, dass Statistiken in solcher Weise zu veröffentlichen sind, dass ein Rückschluss auf Angaben über bestimmte oder bestimmbare Betroffene ausgeschlossen werden kann.

Es gibt jedoch eine Statistik der physikalischen Erdgasflüsse nach/von AT aus/in Nachbarländer/n (Betriebsstatistik der E-Control). Nachfolgend die Daten für die Jahre 2013 bis 2021/01-11 (der Jahreswert für 2021 ist noch nicht verfügbar):

Erdgas, Mio. m <sup>3</sup> (11,3 kWh/Ncm, 0° C, 1.013,25 mbar, 0% Wassergehalt), Quelle: E-Control	Physikalische Nettoimporte (+)/Nettoexporte (-) aus/nach ... sowie insgesamt							
	DE	CH	IT	SI	HU	SK	CZ	Summe
Summe 2013	1.115	-55	-28.336	-1.746	-3.597	38.678	4	6.063
Summe 2014	7.486	-55	-24.518	-1.623	-3.906	29.939	0	7.323
Summe 2015	5.898	-61	-27.913	-1.741	-2.642	32.182	0	5.722
Summe 2016	5.725	-59	-26.299	-2.046	-3.794	33.649	0	7.176
Summe 2017	3.346	-61	-27.994	-2.000	-3.925	38.722	1	8.090
Summe 2018	1.530	-57	-27.512	-1.171	-3.077	37.775	1	7.490
Summe 2019	4.165	-59	-27.684	-1.409	-4.310	40.040	1	10.744
Summe 2020	5.213	-57	-26.381	-1.481	-4.299	33.131	0	6.125
Summe 2021 (01 - 11)	-14	-54	-23.662	-930	-1.127	30.262	0	4.475

Ich gehe davon aus, dass der weit überwiegende Teil des über die SK nach AT transportierten (und größtenteils nach IT, SI und HU weitergeleiteten) Erdgases aus der RF stammt; bei den Gasflüssen von DE nach AT kann dies auch vermutet werden.

Im Zeitraum 2016 bis 2020 betrug die durchschnittliche AT-Inlandsproduktion von Erdgas knapp unter 1 Mrd. m<sup>3</sup> (diese Inlandsproduktion ist stark rückläufig). Im gleichen Zeitraum betrug der AT-Inlandsverbrauch von Erdgas im Durchschnitt 8,6 Mrd. <sup>3</sup>.

Unter der Annahme, dass die gesamte AT-Inlandsproduktion auch im Inland verbraucht wird, wird der Inlandsverbrauch in den letzten Jahren zu knapp 90 % durch Importe gedeckt. Wenn man weiterhin annimmt, dass nur ein sehr geringer Anteil der AT-Erdgasimporte nicht aus der RF stammt (sondern z. B. über DE, CZ und SK aus Norwegen), dann kommt man zu dem Ergebnis, dass das in AT verbrauchte Erdgas zu weit mehr als 80% aus der RF stammt. Die Bedarfsdeckung von ca. 60% des in Österreich verbrauchten Erdgases wird durch langfristige Verträge mit Gazprom sichergestellt.

Ca. 10 Prozent des österr. Bedarfs können durch österreichische Produktion gedeckt werden. Der Rest stammt von Gashändlern aus anderen Ländern, wie Deutschland oder Norwegen, wobei das dort gehandelte Gas auch zu einem Teil aus Russland stammt. Deshalb kann, wie schon erwähnt, angenommen werden, dass über 80 Prozent des in Österreich verbrauchten Erdgases aus Russland stammen.

Zu Frage 8:

- *Welcher Anteil des in Österreich verbrauchten Erdgases wird über russisches Staatsgebiet importiert?*

Sämtliche aus der RF stammenden und in AT verbrauchten Erdgasmengen werden über RF-Staatsgebiet transportiert.

Zu Frage 9:

- *Beteiligt sich Österreich am Ausbau von Gas-Infrastruktur?*  
a. *Wenn ja, mittels welcher Projekte oder Maßnahmen?*

Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH (GCA) und TAG GmbH (TAG) sind – wie auch alle anderen Fernleitungsnetzbetreiber in der EU – in die Infrastrukturplanung von ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) eingebunden. Im aktuellen 10-Jahresnetzentwicklungsplan (TYNDP, Ten-Year Network Development Plan) aus dem Jahr 2020 sind folgende Projekte mit Beteiligung dieser beiden Unternehmen enthalten:

- PRJ-G-002 - Bidirectional Austrian - Czech Interconnection (BACI) (Bidirektionale Leitungsverbindung Österreich - Tschechien, GCA),
- PRJ-G-066 - Bidirectional gas route Austria-Slovenia (Bidirektionale Gasroute Österreich – Slowenien), GCA,
- TRA-F-954, Erhöhung der Reverseflow-Kapazität auf der Trans Austria Gasleitung, TAG,
- TRA-N-423, Planung von Reverseflow-Kapazitäten von HU nach AT zur möglichen Anbindung neuer Gasquellen im Schwarzen Meer, GCA,
- ETR-N-896, Errichtung eines Elektrolyseurs zur Umwandlung von erneuerbarer Elektrizität in Wasserstoff, GCA.

**Zu Frage 10:**

- *Wann ist mit der Fertigstellung des Gaspakets zu rechnen?*

Das „Gaspaket“ bestehend aus

- dem Vorschlag für eine Richtlinie über gemeinsame Regeln für die Binnenmärkte für erneuerbare und natürliche Gase sowie für Wasserstoff samt Anhängen (“Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen” mit den Anhängen “ANNEXES to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen”) und
- dem Vorschlag für eine Verordnung über die Binnenmärkte für erneuerbare und natürliche Gase sowie Wasserstoff samt Anhängen (“Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen” mit den Anhängen “ANNEXES to the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen”)

wurde von der EK Mitte Dezember 2021 vorgelegt. Die Behandlung der Dossiers in den Ratsarbeitsgruppen sowie im Europäischen Parlament wird in Kürze beginnen. Wie schnell die Verhandlungen durch die europäischen Gesetzgeber abgeschlossen sein werden, ist aus heutiger Sicht schwer zu beantworten. Mit einem Inkrafttreten der zwei Rechtsakte ist aber nicht vor dem 1. Halbjahr 2023 zu rechnen.

**Zu Frage 11:**

- *Wie sieht der konkrete Pfad für den Ausstieg aus fossilem Gas für die Republik Österreich aus?*

Die Stromversorgung Österreichs soll bis 2030 auf 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Energieträgern (national bilanziell) umgestellt werden. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) werden die dafür notwendigen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen und ein langfristig stabiles Investitionsklima geschaffen.

Bis zum Jahr 2030 soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter Beachtung strenger ökologischer Kriterien um 27 Terrawattstunden (TWh) gesteigert werden, wobei 11 TWh auf die Photovoltaik, 10 TWh auf die Windkraft, 5 TWh auf die Wasserkraft und 1 TWh auf die Biomasse entfallen sollen. Darüber hinaus soll die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas gewährleistet und der Anteil von national produzierten erneuerbaren Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh erhöht werden.

Mit der österreichischen Wärmestrategie soll eine schrittweise Dekarbonisierung der Wärmeversorgung erfolgen. Dies bedeutet, dass bis 2040 nur noch heimische erneuerbare Energie zur Versorgung von Gebäuden mit Wärmeenergie eingesetzt wird (siehe Frage 16).

Eine Strategie zur Dekarbonisierung der Industrie ist in Vorbereitung.

Siehe dazu auch meine Ausführungen zu Frage 16.

**Zu den Fragen 12 und 14:**

- *Wie hoch sind die derzeitigen Erdgasreserven in Österreich?*

- a. Für wie viele Wochen reichen diese bei durchschnittlichem Verbrauch während des Winters?
- Welche Auswirkungen hätte eine Eskalation des bewaffneten Konflikts in der Ukraine auf die österreichische Gasversorgung und welche Pläne hat die Bundesregierung für derartige Fälle ausgearbeitet?

Die Erdgasreserven betragen ca. 12 TWh (Stand: 21.3.2022).

In einem Worst-Case Szenario, bei einer vollständigen Importreduktion in Baumgarten, was im Grunde einem kompletten Exportstopp Russlands in die EU entspricht, sowie einem Hochlastszenario zufolge überdurchschnittlich tiefer Temperaturen, könnte laut AGGM der gesamte Endkundenbedarf (Vollversorgung inkl. Industrie) im Marktgebiet Ost voraussichtlich bis ca. KW16 (Mitte April 2022) aus heimischen Speicher- und Produktionsanlagen versorgt werden, bei durchschnittlichem Verbrauch bis ca. KW21. In diesem Szenario wird nicht von einer Verbrauchsreduktion außerhalb der Energielenkung ausgegangen. Diese Prognose unterstellt allerdings die Zuordnung der gesamten Speichermenge zur Versorgung heimischer Endkund:innen, was nur durch markteingreifende Lenkungsmaßnahmen nach dem Energielenkungsgesetz 2012 angeordnet werden könnte

Zu Frage 13:

- Gibt es kurzfristige bzw. langfristige Strategien bei Kürzung oder Kappung von Gasversorgung bzw. Gastransit durch Russland? Wenn ja, welche?

Kurzfristige Unterbrechungen des Gasflusses aus Russland wären durch Speicherkapazitäten und Solidaritätsabkommen zwischen den EU-Ländern abzufedern. Mittelfristig würden auch LNG und diversifizierte Routen und Quellen eine größere Rolle spielen.

Langfristig ist der Ausstieg aus fossilen Energieträgern das beste Mittel, um unabhängiger zu werden.

Zu Frage 15:

- Die Regierungsparteien haben, mit Unterstützung des Außenministers, im Außenpolitischen Ausschuss im Dezember diesen Jahres einen Antrag auf mögliche Sanktionen gegen NordStream II mit Hinweis auf Österreichs Energiesicherheit vertagt. Ist Österreichs Energiesituation aus Sicht des Energieministeriums tatsächlich so angespannt, dass andere, vorgebliebene außenpolitische Prioritäten aufgrund der Abhängigkeit von Russland hintangehalten werden müssen?

Österreichs Energieversorgung ist in keiner Weise von der Realisierung des Projekts Nord Stream 2 abhängig. Am 22.2. wurde seitens der deutschen Bundesregierung angekündigt, die Zertifizierung von Nord Stream 2 zu stoppen. Österreichs Energiesituation ist dadurch nicht beeinträchtigt. Österreich verfolgt in Einklang mit der Europäischen Union einen konsequenten, gemeinsamen Weg der Sanktionierung Russlands in Folge des völkerrechtswidrigen Angriffs auf die Ukraine.

Zu Frage 16:

- Welche konkreten bundespolitischen Maßnahmen werden und wurden gesetzt, um den Austausch von (fossilen) Gasheizungen zu forcieren?

Mit dem Ziel der Klimaneutralität hat sich Österreich dazu bekannt, auch den Wärmesektor bis 2040 auf eine zukunftsfähige, ökonomisch und sozial verträgliche sowie sichere Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger umzustellen. Dadurch wird die Wertschöpfung im Inland gesteigert und durch Investitionen in den Umstieg wird ein langfristiger und stabiler Konjunktur- und Beschäftigungsimpuls ausgelöst.

Um diese massiven Veränderungen bestmöglich zu initiieren und zu begleiten, haben sich Bund und Bundesländer zur gemeinsamen Erarbeitung einer österreichischen Wärmestrategie mit dem Ziel der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und Steigerung der Energieeffizienz bis 2040 bekannt, so wie dies auch im Regierungsprogramm 2020 bis 2024 verankert ist. Die Arbeiten zur Wärmestrategie sind zwar noch nicht abgeschlossen, aber in wichtigen Punkten schon vorangeschritten, sodass die notwendigen Schritte für den Ausstieg aus Fossilien in der Raumwärme – zu denen Heizungen auf Basis von fossilem Erdgas zählen – zeitgerecht gesetzt werden können.

Das Aus für den Betrieb von Ölheizungen ist bis 2035 und für fossile Gasheizungen bis 2040 vorgesehen. Ab spätestens 2025 soll es im Neubau keine Gasanschlüsse mehr geben und das Gasnetz darf nicht mehr zur Raumwärmeversorgung ausgebaut werden, wobei Verdichtungen innerhalb bestehender Netze in begrenztem Ausmaß möglich sein werden. Bestehende fossile Heizsysteme sind zudem sukzessive – damit der Markt nicht überlastet wird – durch erneuerbare Alternativen zu ersetzen und im urbanen Raum soll dazu Fernwärme forciert werden. Hinsichtlich der Fernwärmebereitstellung ist es das Ziel, diese mittels Geothermie, Abwärme, Wärmepumpen und Biomasse zu dekarbonisieren.

Wesentlich sind hierfür – neben den Förderanreizen – ordnungsrechtliche Ansätze, die zur Erreichung des Ziels der Klimaneutralität bis 2040 beitragen sollen. Diese sind derzeit Gegenstand eines Dialoges zwischen Bund und Bundesländern. In weiterer Folge werden die erarbeiteten ordnungsrechtlichen Maßnahmen den parlamentarischen Prozess durchlaufen. Parallel dazu soll ein umfassendes Förderprogramm die Leistbarkeit der Umstellung auf klimafreundliche Heizsysteme sicherstellen. Überdies braucht es bei der Umstellung von Fossilien auf Erneuerbare im Wärmebereich weiterhin die bereits gut etablierte Energieberatung, damit die im jeweiligen Fall beste Lösung identifiziert wird.

Die Bundesregierung hat auch umfassende Förderanreize für den Ausbau und Umstieg klimafreundlicher Alternativen in der Raumwärme auf den Weg gebracht:

Die Sanierungsoffensive des Bundes beinhaltet Förderungen zum Tausch fossil betriebener Raumheizung durch klimafreundliche Alternativen sowie zur thermischen Sanierung und sorgt somit für weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen und zugleich eine Stärkung der Wirtschaft bei Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten. 2021 – 2022 steht dieser Förderung laut Umweltförderungsgesetz ein gesetzlicher Zusagerahmen von € 800 Mio. zur Verfügung, für 2023 – 2025 wurde dieser gesetzliche Zusagerahmen auf insgesamt € 1140 Mio. erhöht.

Durch die Förderungsaktion „raus aus Öl und Gas“ wurden voriges Jahr über 2.000 gasbetriebene Raumheizungen ersetzt (entspricht ca. 11 % aller geförderten Heizungsumstellungen). Die Informationskampagne zum Kesseltausch ([www.kesseltausch.at](http://www.kesseltausch.at)) wurde im Jahr 2021 begonnen und wird im Jahr 2022 fortgesetzt.

Auch wurde der gesetzliche Zusagerahmen für die Umweltförderung im Inland auf jährlich rund € 150,2 Mio. bis 2025 erhöht. Unter dem Titel „raus aus Öl und Gas – erneuerbare Wärme-Erzeugung 100 KW“ unterstützt die Umweltförderung im Inland damit unter anderem Betriebe beim Heizkesseltausch bis max. 100 kW. Darüber hinaus bestehen Fördermöglichkeiten für den betrieblichen Anschluss mit einer Leistung ≥ 100 kW an ein hocheffizientes Nah-

/Fernwärmesystem sowie für Kesselanlagen  $\geq 100$  kW Nennwärmeleistung, die mit Holzpellets, Hackgut aus fester Biomasse oder Stückholz betrieben werden, für Kesselanlagen  $\geq 100$  kW Nennwärmeleistung für Zentralheizungen und zur Erzeugung von Prozessenergie und für die Errichtung von Mikronetzen zur innerbetrieblichen Wärmeversorgung in Verbindung mit einer Kesselanlage. Auch unterstützt die Umweltförderung im Inland den Ausbau von klimafreundlichen oder hocheffizienten Nah- und Fernwärmesystemen.

Ergänzend zu diesen Förderungsaktionen wurde im Umweltförderungsgesetz auch ein gesetzlicher Zusagerahmen von 2021 – 2022 über € 140 Mio. und von 2023 – 2025 über € 190 Mio. für die soziale Abfederung u.a. des Heizkesseltausches geschaffen. Damit werden einkommensschwache private Haushalte beim Ersatz eines fossilen Heizungssystems unterstützt.

Weitere Informationen zu allen Förderungen finden Sie auf [www.umweltförderung.at](http://www.umweltförderung.at)

Zu Frage 17:

- *Gaskraftwerke haben nach wie vor eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie bei der Stromproduktion während winterlicher Dunkelflauten.*
  - a. *Welche konkreten Maßnahmen setzt das BMK, um diese Rolle bis 2030 mit erneuerbaren Energien zu ersetzen?*
  - b. *Auf welchen konkreten wissenschaftlichen Grundlagen und Annahmen basieren diese Maßnahmen?*

Durch die Zielsetzungen des EAG soll der Anteil von national produziertem erneuerbaren Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh erhöht werden. Um Aufbereitungs- und Erzeugungskapazitäten zu beanreiten bzw. um im Sinne der Transformation hin zu einem rein erneuerbaren Energiesystem eine schnelle und effektive Sektorkoppelung und Integration voranzutreiben, sind Investitionszuschüsse von bis zu 45 % für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen, die Neuerrichtung von Anlagen bzw. für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas vorgesehen. Dadurch sollen fossile Gaskapazitäten zunehmend zurückgedrängt werden.

Bei der Vor-Ort-Verstromung von Rohbiogas liegt der Fokus zukünftig verstärkt auf gasnetzfernen Anlagen mit kleiner Leistung, um neben der Zielerreichung von 100 % erneuerbarem Strom (national bilanziell) bis 2030 vor allem auch zur Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit beizutragen.

Da die durch grünes Gas aufzubringenden Mengen bei weitem nicht ausreichen, um den Gasverbrauch Österreichs versorgungssicher zu decken, müssen außerdem der Gasverbrauch durch begleitende Maßnahmen gesenkt und das Gasnetz redimensioniert werden.

Zudem werden daher durch die Erstellung eines integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans die bisher getrennten Infrastrukturbedarfsplanungen der Bereiche Strom und Gas zusammengeführt und Flexibilitätsoptionen betrachtet. Somit wird die Grundlage eines koordinierten und bedarfsgerechten Ausbaus der Energieinfrastruktur zur Erreichung der Klima- und Energieziele bei gleichzeitiger Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit geschaffen.

Zu Frage 18:

- *Wie hoch ist der Methanschlupf in der österreichischen Gasinfrastruktur und wie viele Tonnen CO<sub>2</sub> Äquivalente werden dadurch verursacht?*

*a. Welche Maßnahmen werden gesetzt, um hier eine Reduktion zu erreichen?*

Die diffusen Emissionen aus der Erdgasinfrastruktur werden in der vom Umweltbundesamt erstellten österreichischen Luftschatstoffinventur erfasst. Sie betragen im Jahr 2020 gemäß der aktuellen Inventur 8,48 kt Methan. Davon stammten etwas mehr als ein Drittel aus der Produktion (3,16 kt), ein Drittel aus Pipelines (2,79 kt), der Rest aus der Verteilung (1,47 kt) und aus der Speicherung (1,06 kt) von Erdgas.

Der Anteil dieser diffusen Emissionen an den gesamten Methanemissionen in Österreich beträgt 4 %. Umgerechnet betragen die Emissionen 212 kt CO<sub>2</sub>-Äquivalent, das sind 0,3 % der gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2020. Zu berücksichtigen ist dabei, dass in diesen Daten lediglich der aktuell bekannte Schlupf im nationalen Netz berücksichtigt ist, nicht jedoch der Schlupf entlang der Importrouten, der deutlich höher ist und daher ein massives klimapolitisches Problem - verursacht durch den europäischen Gasverbrauch - mit sich bringt. Das Thema des Methanschlupfes ist daher auch im Zuge europäischer Gesamtstrategien („Methanstrategie“) eines, das forciert vorangetrieben werden muss und wird.

Leonore Gewessler, BA

