



25.068 s BRG «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» Volksinitiative und indirekter Gegenvorschlag

Bericht vom 14. April 2026 zu Händen der UREK-N zu Notwendigkeit und Kosten von CO₂-neutralen Gas- bzw. Methanolkraftwerken

Auftrag an die Verwaltung – Notwendigkeit und Kosten von CO₂-neutralen Gas- bzw. Methanolkraftwerken

Die Verwaltung wird beauftragt, die ElCom um einen Bericht mit einer Einschätzung zu folgenden Fragen zu bitten:

- Welche Leistung in TW und TWh aus CO₂-neutralen Gas- bzw. Methanolkraftwerken (im Markt oder nicht im Markt) ist zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis 2060 nötig, falls die Zielwerte für den Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie für den Ausbau der Wasserkraft aus dem Energiegesetz erreicht werden?
- Welche Leistung in TW und TWh aus CO₂-neutralen Gas- bzw. Methanolkraftwerken (im Markt oder nicht im Markt) ist zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis 2060 nötig, falls die Zielwerte für den Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie für den Ausbau der Wasserkraft aus dem Energiegesetz mit zehn (Zielwert 2035) bzw. fünf Jahren Verspätung (Zielwert 2050) erreicht werden?
- Welche Leistung in TW und TWh aus CO₂-neutralen Gas- bzw. Methanolkraftwerken (im Markt oder nicht im Markt) ist zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis 2060 nötig, falls mit dem Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie für den Ausbau der Wasserkraft bis 2050 gesamthaft nur rund 25 TWh erreicht werden und die Differenz zu den Ausbauzielen aus dem Energiegesetz ohne neue KKW nur mit Gas- bzw. Methanolkraftwerken ausgeglichen werden sollen?
- Welche Leistung in TW und TWh aus CO₂-neutralen Gas- bzw. Methanolkraftwerken (im Markt oder nicht im Markt) ist zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis 2060 nötig, falls mit dem Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie für den Ausbau der Wasserkraft bis 2050 gesamthaft nur rund 25 TWh erreicht werden und die Differenz zu den Ausbauzielen aus dem Energiegesetz mit einem oder mehreren neuen Kernkraftwerken ausgeglichen werden soll, die ab 2050/55 ans Netz gehen. Dies soll auch greifen, damit bei einem Ausfall eines KKW die Versorgungssicherheit im Winter gewährt werden kann?
- Bei der Einschätzung ist ein mittlerer Stromverbrauch anzunehmen und eine Versorgung mit und ohne Stromabkommen zu variieren. Für die bestehenden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt ist eine Laufzeit von a) 70 und b) 80 Jahren anzunehmen.
- Es ist jeweils anzugeben, von welchen Kosten für den Bau und den Betrieb der Gas- bzw. Methanolkraftwerke anfallen, wenn diese mit genügender Vorlaufzeit geplant und realisiert werden können. Dies soll einerseits mit einem rein fossilen Betrieb (Gas und Methanol) gerechnet werden und andererseits mit einer schrittweisen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Gase oder Methanol (bei denen ein Import und eine Lagerung von bis zu 90% im Vordergrund stehen soll) auf 100 % bis 2050.
- Es soll berechnet werden, wie sich diese Kosten gegenüber den Kosten eines oder mehrerer neuer Kernkraftwerke verhalten. Dabei ist aufgrund von Erfahrungswerten aus dem In- und





Aktenzeichen: BFE-421.2-13/4/3/5

Ausland abzuschätzen, wie hoch ein möglicher Bundesbeitrag sein müsste, damit die Kraftwerke gebaut und betrieben werden können.

Antwort der Verwaltung

Die Energieperspektiven 2050+ von 2020/2021 sind die aktuellen Szenarien des Bundes.¹ Um die neuesten Entwicklungen abdecken zu können, wurden die Ergebnisse für die folgende Analyse auf aggregierter Ebene angepasst. So wurde der Stromverbrauch an die aktuellen Trends insbesondere bei der Elektromobilität angepasst. Für das Jahr 2035 wird mit einem Strombedarf von rund 72 TWh, bis 2050 von 83 TWh gerechnet. Zudem wurden die im Auftrag dargelegten Annahmen zum Ausbau der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien sowie zu den Laufzeiten der Kernkraftwerke (KKW) und zum Neubau von KKW aufgenommen. Der Analyse liegt jedoch angesichts des knappen Zeitbudgets keine integrierte Modellierung des Stromsystems zu Grunde, welche eigentlich zwingend notwendig wäre. So kann insbesondere die Integration der Stromproduktion und die Nutzung von Flexibilitäten im Stromsystem nicht abgebildet werden. Auch die Integration des Schweizer Systems ins europäische Stromsystem kann ohne detaillierte Modellierung nicht abgebildet werden und somit ist es auch nicht möglich, die Auswirkungen mit und ohne Stromabkommen abzuschätzen. Die neuen Energieperspektiven 2060, die beim BFE derzeit in Erarbeitung sind, werden eine detaillierte Modellierung des Schweizer und europäischen Stromsystems beinhalten und umfassende Analysen zur zukünftigen Stromversorgung liefern. Die Ergebnisse werden voraussichtlich Ende 2027 verfügbar sein.

Zur Abschätzung der notwendigen Kapazitäten von Gaskraftwerken wurde angenommen, dass der Netto-Stromimport im Winter den Importrichtwert von 5 TWh gemäss Energiegesetz (EnG; SR 730.0) Artikel 2 Absatz 3 nicht überschreiten darf. Der Richtwert ist allerdings nicht als Importverbot oder Handelsrestriktion gedacht, sondern bildet primär eine politische Basis für den Zubau von Winterproduktionskapazitäten in der Schweiz. Es ist zudem festzuhalten, dass die Einhaltung des Importrichtwerts nicht mit der Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Strombereich gleichzusetzen ist. Dafür wären umfassende Analysen zur System Adequacy notwendig, welche z.B. von der ElCom regelmässig durchgeführt werden. Zudem ist davon auszugehen, dass in der Regel Stromimporte grösser 5 TWh möglich sein würden, welche günstiger sind als die Stromproduktion von einheimischen Gaskraftwerken. Eine mögliche Marktintegration der Gaskraftwerke wurde nicht untersucht. Trotzdem wurde für die vorliegende Analyse angenommen, dass die Gaskraftwerke zwingend den erforderlichen Strombedarf produzieren, um im Winter nur maximal 5 TWh Strom netto zu importieren. Eine Abbildung der Situation mit und ohne Stromabkommen ist ohne umfassende Modellierung wie oben dargelegt nicht möglich.

Die Analyse wurde ausschliesslich für das Winterhalbjahr durchgeführt. Für die Berechnung der Anzahl Kraftwerke wurde bei Gaskraftwerken von Blöcken mit einer Leistung von 400 MW ausgegangen, die während des Winterhalbjahres während rund 3'800 Stunden kontinuierlich betrieben werden. Es wurde bewusst nicht von einem durchgehenden Einsatz über das gesamte Winterhalbjahr (4'380 Stunden) ausgegangen, sodass eine gewisse Kapazität für Ausfälle indirekt berücksichtigt ist. Bei den Kernkraftwerken wurde von Blöcken mit einer Leistung von 1'600 MW ausgegangen, die während des gesamten Winterhalbjahres (4'380 Stunden) durchgehend in Betrieb sind.

Folgende Tabelle zeigt den notwendigen Produktionsbedarf der Gaskraftwerke unter den oben genannten Annahmen. Es ist zu beachten, dass der ausgewiesene Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken nicht über den gesamten Zeitraum konstant besteht. Ein erhöhter Bedarf kann insbesondere in einzelnen

¹ Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH, Ecoplan AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE): *Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht*. November 2020. www.bfe.admin.ch > Politik > Energieperspektiven 2050+.



Aktenzeichen: BFE-421.2-13/4/3/5

Jahren oder Perioden auftreten, beispielsweise wenn Kernkraftwerke ausser Betrieb genommen werden. In solchen Fällen kann temporär eine grössere Anzahl an Gaskraftwerken erforderlich sein, während in anderen Jahren deutlich weniger Kapazität benötigt wird.

Annahmen a) KKW-Laufzeit 70 Jahre b) KKW-Laufzeit 80 Jahre	Max. Anzahl Gaskraftwerke bis 2060 (Periode 2035-2060)	Produktion gedeckt durch Gaskraftwerke für 2035 und 2050 [TWh]
<u>Variante 1:</u> Zielwerte für den Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie für den Ausbau der Wasserkraft aus dem Energiegesetz werden erreicht	a) 3 Gaskraftwerke b) 0 Gaskraftwerke	2035: 0 TWh 2050 a): 1.7 TWh 2050 b): 0 TWh
<u>Variante 2:</u> Zielwerte für den Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie für den Ausbau der Wasserkraft aus dem Energiegesetz werden mit zehn (Zielwert 2035) bzw. fünf Jahren Verspätung (Zielwert 2050) erreicht	a) 4 Gaskraftwerke b) 2 Gaskraftwerke	2035: 1.5 TWh 2050 a): 2.9 TWh 2050 b): 0 TWh
<u>Variante 3:</u> Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie Ausbau der Wasserkraft erreichen bis 2050 gesamthaft rund 25 TWh	a) 9 Gaskraftwerke b) 5 Gaskraftwerke	2035: 3.6 TWh 2050 a): 9.5 TWh 2050 b): 5.1 TWh
<u>Variante 4:</u> Ausbau neuer erneuerbaren Energien sowie Ausbau der Wasserkraft erreichen bis 2050 gesamthaft rund 25 TWh und Differenz zu den Ausbauzielen wird mit einem oder mehreren neuen Kernkraftwerken ausgeglichen, die ab 2050/55 ans Netz gehen	Vor 2050: 5 Gas-KW, danach: a) 2 KKW b) 2 KKW	2035: 3.6 TWh 2050 a): 0 TWh 2050 b): 0 TWh

Der Ausbau der Gaskraftwerkskapazitäten ist insbesondere bei tieferen Ausbaupfaden der erneuerbaren Energien sowie bei einer Laufzeit der KKW von 70 Jahren gegen Ende des Betrachtungszeitraums erforderlich, wenn die KKW ausser Betrieb gehen. Der angenommene Ausbau der erneuerbaren Energien mit 25 TWh bei den Varianten 3 und 4 ist tief. Um diesen Ausbau alleine mit Photovoltaik zu erreichen, wäre ein jährlicher Zubau von 0,6 TWh notwendig. Zum Vergleich wurden im Jahr 2022 bis 2024 durchschnittlich mehr als 1 TWh PV pro Jahr zugebaut. Zu beachten ist zudem, dass die angegebene Produktion in den Stützjahren nicht zwingend der maximalen Produktion der Gaskraftwerke entspricht. Die höchste Produktion tritt in den meisten Fällen in Perioden auf, in denen Kernkraftwerke ausser Betrieb gehen. In solchen Situationen kann die benötigte Produktion der Gaskraftwerke temporär deutlich höher ausfallen, da die maximale Stromimportrestriktion von 5 TWh immer strikt eingehalten wird. In der Realität ist jedoch nicht davon auszugehen, dass für kurze Zeiträume temporär tatsächlich neue Kraftwerke gebaut würden; vielmehr würden solche kurzfristigen Bedarfe voraussichtlich durch andere Massnahmen (z. B. Importe, Lastmanagement oder Reservekapazitäten) abgedeckt.

Gemäss den Axpo Energy Reports² können fossil betriebene Gaskombikraftwerke 2035 zu Gestehungskosten von 87,4 bis 126,2 CHF/MWh_{el} Strom produzieren, je nachdem ob die CO₂-Abgabe entrichtet werden muss oder nicht. Eine Hinterlegung der CO₂-Emissionen mit EHS-Zertifikaten wird dabei berücksichtigt. Die Kapitalkosten belaufen sich in beiden Fällen auf 1564 CHF/kW. Die Schätzung der Gestehungskosten ist dabei abhängig von den angenommenen Betriebsstunden der Gaskraftwerke.

² Axpo Energy Reports (www.axpo.com/ch/de/knowledge/energy-reports.html): Technologiebericht zu Gasenergie



Aktenzeichen: BFE-421.2-13/4/3/5

Gemäss Axpo sind die emissionsarmen Optionen Biogas, CDR³ und e-Methanol im Jahr 2035 voraussichtlich im europäischen Strommarkt nicht kompetitiv und würden nur als Reserve- oder Backup-Kapazitäten eingesetzt. Bis 2050 werden die emissionsarmen Optionen wahrscheinlich deutlich wettbewerbsfähiger und die Kosten könnten sich gemäss Axpo an jene von konventionellem Methan plus EHS-Zertifikate annähern. Die Unsicherheiten sind bei diesen Optionen jedoch substantiell.

Für das Jahr 2050 gibt die Axpo Stromgestehungskosten bei Gaskombikraftwerken mit Biogas von 120,5 CHF/MWh_{el}, mit Erdgas+CDR von 93,4 CHF/MWh_{el}, von Erdgas+CCS⁴ von 233.3 CHF/MWh_{el} und von Wasserstoff von 268 CHF/MWh_{el} an. Ein Kraftwerksbetrieb mit e-Methanol schätzt die Axpo als nicht kompetitiv ein. Die Kapitalkosten der Gaskraftwerke belaufen sich auf 1402 CHF/kW, bei Wasserstoff auf 1472 CHF/kW und bei Erdgas+CCS auf 2804 CHF/kW.

Die Baukosten (ohne Finanzierungskosten) für ein neues KKW werden von der Axpo aktuell auf 7100-10830 CHF₂₀₂₄/kW geschätzt⁵. Die Spannweite der durchschnittlichen Gestehungskosten liegt bei 80-155 CHF/MWh. Das PSI geht im Technologiemonitoring von 2024⁶ von tieferen Baukosten von 4000 bis 7000 CHF/kW aus (durchschnittlich 5500 CHF/kW), was zu einer tieferen Einschätzung der Gestehungskosten führt (zwischen 70 und 120 CHF/MWh). Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass sich das PSI im Bericht 2024 auf Daten aus dem Technologiemonitoring von 2017 stützt und die Kostenentwicklungen der letzten Jahre damit nicht berücksichtigt sind.

³ Carbon Dioxid Removal (CDR): ausgestossenes CO₂ wird anderenorts mit Negativemissionstechnologien (NET) ausgeglichen

⁴ Carbon Capture and Storage (CCS)

⁵ Axpo Energy Reports (www.axpo.com/ch/de/knowledge/energy-reports.html): Technologiebericht zu Kernenergie

⁶ Siehe das Technologiemonitoring im Auftrag des BFE: Technology Monitoring of Nuclear Energy, abrufbar unter: www.bfe.admin.ch/bfe > Versorgung > Kernenergie > Aufgaben des BFE.