



LE GOUVERNEMENT
DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG
Ministère de l'Économie

Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg

**nach Artikel 16, Absatz 4 des umgeänderten Gesetzes vom
1. August 2007 über die Organisation des Gasmarktes**

31. Juli 2024

Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg

Dr. Simeon Hagspiel
Commissaire du Gouvernement à l'Energie

Ministère de l'Économie
19-21, boulevard Royal
L-2449 Luxembourg

31. Juli 2024

Inhalt

	ZUSAMMENFASSUNG UND WICHTIGSTE ERKENNTNISSE	1
1	HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG DES BERICHTS	4
2	VERSORGUNGSSITUATION EUROPAS VOR DEM HINTERGRUND DES KRIEGS IN DER UKRAINE	5
	2.1 Versorgungswege und Gasflüsse	5
	2.2 Reduktion des Gasverbrauchs	8
	2.3 Gasspeicher	9
	2.4 Preis- und Marktstabilität	9
	2.5 Diversifizierung der Energiebereitstellung und Energieeffizienzmaßnahmen	10
	2.6 Bewertung der aktuellen und zukünftigen Versorgungssicherheit Europas	11
3	MARKTSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT LUXEMBURGS	13
	3.1 Entwicklung der Gasimporte	13
	3.2 Entwicklung des Gasverbrauchs	13
	3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung	16
4	NETZSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT LUXEMBURGS	18
	4.1 Transportnetz	18
	4.1.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Transportnetz	18
	4.1.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze	20
	4.1.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	21
	4.1.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	24
	4.2 Verteilnetze	24
	4.2.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz	24
	4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze	25
	4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	26
	4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	28
5	ÜBERSICHT DER PRÄVENTIONS- UND NOTFALLPLÄNE	30
6	LITERATUR	32

Zusammenfassung und wichtigste Erkenntnisse

Der vorliegende Bericht analysiert die **Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg**. Aufbauend auf der letzten Version von 2022 wurde der Bericht umfassend überarbeitet und ergänzt. Er trägt insbesondere auch der **Energiekrise** Rechnung, die die Gasversorgung der EU und Luxemburgs in den letzten zwei Jahren signifikant verändert hat.

Aufgrund fehlender Gasvorkommen wird nur ein kleiner Teil des EU-Gasverbrauchs auch innerhalb der EU gefördert (ca. 11 % im Jahr 2023, v.a. in den Niederlanden und Rumänien). Es resultiert ein hoher Importbedarf, der in der Vergangenheit größtenteils durch Russland gedeckt wurde. Wie nachfolgend dargestellt, konnte Europa aber die russischen Gasimporte zwischen 2021 und 2023 von 45% auf 15% reduzieren. Diese Entwicklung wurde insbesondere durch **Verbrauchsreduktionen, mehr erneuerbare Energien, und höhere Flüssiggasimporte aus den USA** ermöglicht.

Als Konsequenz der Krise stiegen die Preise auf den europäischen Gasmärkten auf Rekordniveau, und waren im August 2022 kurzzeitig mehr als 10-mal so hoch wie vor der Krise. Heute haben sich die Preise wieder eingependelt, liegen aber strukturell höher als in der Vergangenheit und zeigen zudem eine deutlich höhere Volatilität.

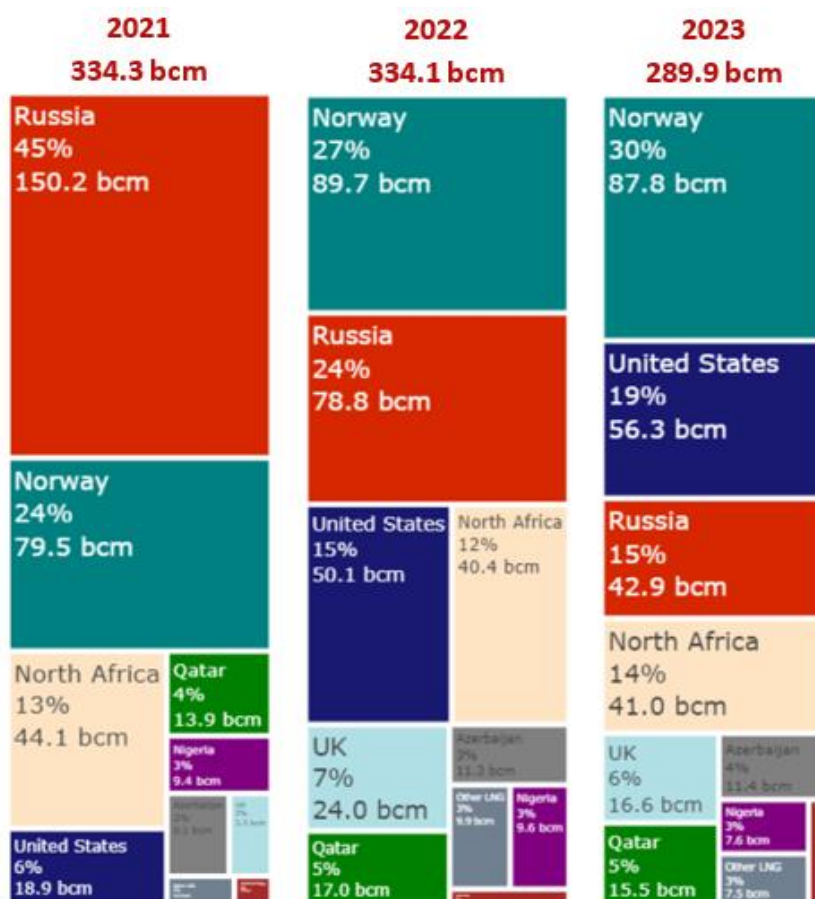


Abbildung 1. Entwicklung der Gasimporte in die EU [Quelle: Europäische Kommission]

Luxemburg produziert, abgesehen von <1% nationaler Biogasproduktion, kein eigenes Gas und ist vollständig **abhängig von Importen**. Auch Gasspeicher gibt es in Luxemburg aufgrund der geologischen

Gegebenheiten nicht. Während 2021 noch 80% aus Belgien importiert wurden, liegt dieser Anteil aufgrund des gemeinsamen Gasmarkts und der attraktiveren Preise heute bei fast 100%.

Da das Gas weder in Belgien noch in Deutschland direkt gefördert wird, kann es aufgrund der Lieferketten sein, dass gewisse Anteile der luxemburgischen Gasimporte Russland zuzuordnen sind. Dieser Anteil lag laut Statec noch bei 19% im Jahr 2021, konnte seitdem aber signifikant reduziert werden [1].

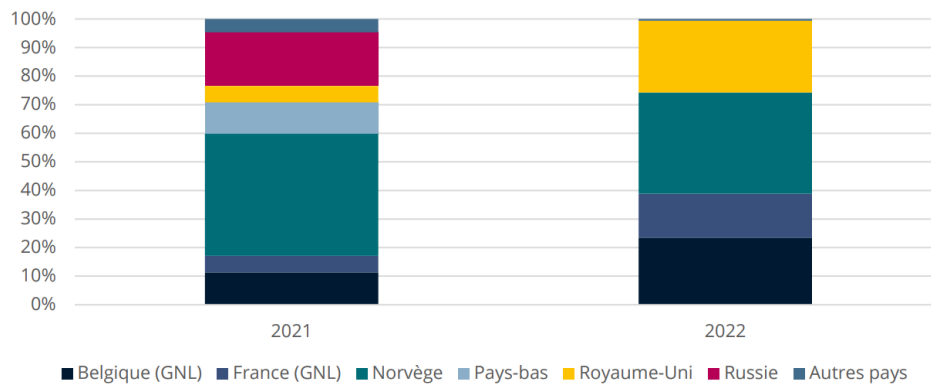


Abbildung 2. Aufteilung der luxemburgischen Gasimporte nach Herkunftsland [Quelle: [1]]

Trotz der äußerst angespannten Lage gab es auch während der Energiekrise **zu keinem Zeitpunkt Versorgungsunterbrechungen aufgrund fehlender Energievolumen**. Diese Tatsache lässt sich auf folgende Faktoren zurückführen:

- **Diversifizierung der Versorgungsstruktur**, so wie oben dargestellt, sowie europaweit koordinierte Bewirtschaftung der bestehenden Speicherkapazitäten mit Mindestfüllmengen.
- **Gasverbrauchsreduktion und Dekarbonisierungsmaßnahmen:** Quer durch die Gesellschaft gab es während der Energiekrise ein hohes Maß an Sensibilität und Bereitschaft zur Reduktion der Gasnachfrage. Dabei spielten auch milde Temperaturen und der substanzielle Preisanstieg (trotz staatlicher Unterstützungsmaßnahmen) sowohl für Haushalte als auch für Unternehmen eine wichtige Rolle. Der Gasverbrauch in Luxemburg konnte dadurch im Jahr 2023 um 22 % im Vergleich zu den vorhergehenden 5 Jahren gesenkt werden. Im ersten Quartal 2024 lag der Gasverbrauch 16,8 % unter dem der Vorjahre.
- **Integrierter Gasbinnenmarkt:** Der integrierte Gasbinnenmarkt und die offenen Grenzen für den Gastransport sorgten auch in den angespannten Momenten der Energiekrise für eine effiziente Verteilung von Gas in Europa und eine gesicherte Belieferung der luxemburgischen Energieversorger und Gaskunden.
- **Verfügbarkeit und Zustand der Gasnetze:** Ein starkes Netz ist Rückgrat einer sicheren Gasversorgung. Luxemburg hat nach heutigem Stand ein bedarfsgerechtes Netz sowohl auf Hoch-, Mittel- und Niederdruckniveau.
- **Effiziente Kooperation aller Akteure:** Ministerien, die Europäische Kommission, Netzbetreiber, Regulierungsbehörden und Energieversorger bewiesen Reaktivität und Handlungsfähigkeit beim Umgang mit sehr dynamischen, komplexen und unsicheren Situationen. Eine wichtige Rolle spielten gute Kommunikationskanäle sowie die kontinuierliche Verfügbarkeit von Daten und Informationen auch über Landesgrenzen hinweg.

Um auch in Zukunft ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollten die oben genannten Punkte weitergeführt und gestärkt werden. Eine besondere Herausforderung wird darin bestehen, den **geplanten Rückgang des Gasverbrauchs zu antizipieren und durch politische Maßnahmen und einen regulatorischen Rahmen zu steuern, ohne dabei die Versorgungssicherheit außer Acht zu lassen**. Laut integriertem nationalem Energie- und Klimaplan (PNEC) soll der Gasverbrauch Luxemburgs bis 2030 im Vergleich zu 2023 um 24 % und bis 2040 um 74 % sinken. Gleichzeitig werden auch weiterhin Investitionen zur sicheren Instandhaltung der Netzinfrastruktur notwendig sein, die von den Netzbetreibern für den vorliegenden Bericht auf etwa 70 Mio. € bis 2029 geschätzt wurden. Um die zukünftige Entwicklung **kosteneffizient und sicher** zu gestalten, sollte möglichst frühzeitig weitere Klarheit über die Ausstiegsstrategie im Gasnetz geschaffen werden. Die vom Regulierer eingeführte verkürzte Abschreibungsdauer für Gasnetze ist dabei ein wichtiger erster Schritt.

Für Luxemburg besonders wichtig ist und bleibt die **Einbindung in den europäischen Gasbinnenmarkt**. Zu diesem Zweck sollte die **Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten und der EU** weiter intensiv gepflegt und vertieft werden. Eine der Herausforderungen besteht darin, das EU-Regelwerk zu Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung weiterzuentwickeln, um auch in Krisensituationen die Verteilung der Gasvolumen zu organisieren.

Auch auf nationaler Ebene zeigt sich, dass der **regulatorische und institutionelle Rahmen für die Versorgungssicherheit** Luxemburgs in den letzten zwei Jahren als Antwort auf die Energiekrise substanziell weiterentwickelt wurde und sich auf einem guten Stand befindet. So wurden sowohl der Plan d'Intervention d'Urgence (PIU) unter der Federführung des HCPN, der Notfall- und Präventionsplan durch das Ministerium, als auch der Lastabschaltplan durch die Gasnetzbetreiber aktualisiert. Es wird auch weiterhin wichtig bleiben, **Pläne und Prozeduren weiterzuentwickeln und regelmäßig zu testen**. Gerade auch im Hinblick auf die Digitalisierung stellen sich dabei neue Herausforderungen (Cybersicherheit) aber auch Möglichkeiten (z.B. gezieltere Notfallmaßnahmen).

1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Dem Regierungskommissar für Energie wird durch Artikel 16, Absatz 4 des umgeänderten Gesetzes vom 1. August 2007 über die Organisation des Gasmarktes die Aufgabe übertragen, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Erdgasversorgung zu erstellen.

Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben ist Versorgungssicherheit als umfassender Begriff zu verstehen, der die Gesamtsicht auf die Versorgung der Kunden widerspiegelt. Der vorliegende Bericht befasst sich dementsprechend mit der Versorgungssicherheit Luxemburgs unter Berücksichtigung aller Stufen der Wertschöpfungskette, d.h. Förderung, Import, Handel, Fernleitung, ggf. Speicherung, Vertrieb, Verteilung und Verbrauch von Gas. Um diesen Aspekten umfassend Rechnung zu tragen, wird in Kapitel 2 zunächst die Versorgungssituation vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine aus einer europäischen Perspektive bewertet. Die nachfolgenden Kapitel fokussieren sich dann auf Luxemburg im Speziellen: Kapitel 3 beschreibt und bewertet die marktseitige Versorgungssicherheit; Kapitel 4 betrachtet die netzseitige Versorgungssicherheit im Hinblick auf Alter und Zustand der Gasnetzinfrastruktur sowie geplanter Investitionen und betrieblicher Aufwendungen; abschließend gibt Kapitel 5 eine Übersicht über die Präventions- und Notfallpläne Luxemburgs im Gasbereich.

Zur Erstellung dieses Berichts haben die Unternehmen des Erdgassektors nach Artikel 17 des Gasmarktgesetzes einen 10-Jahres-Plan über die Netzentwicklung sowie weitere Informationen und Dokumente bereitgestellt, die Grundlage des vorliegenden Berichts bilden.

Für den Fokus des Berichts sind zwei Abgrenzungen zu treffen: Zum einen sind Themen der kurzfristigen und regional begrenzten Versorgungsunterbrechungen, sowie der technischen und der kommerziellen Qualität der Versorgung nach Artikel 51, Absatz 6 des Gasmarktgesetzes durch die Kompetenzen der Regulierungsbehörde (ILR) abgedeckt, und werden daher im vorliegenden Bericht nur vergleichsweise kurz beschrieben. Zum anderen gibt es aus geologischen und technisch-wirtschaftlichen Gründen in Luxemburg keine Förderung und Speicherung von Erdgas, so dass auch diese Themen nur vergleichsweise kurz behandelt werden. Eine völlige Außerachtlassung wäre allerdings nicht sachgerecht, da Förderung und Speicherung essenzielle Elemente der Versorgungssicherheit darstellen.

2 Versorgungssituation Europas vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine

Vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine hat sich die Versorgungssituation Europas mit Energie in den letzten Jahren grundlegend verändert. Auch Luxemburg ist als integraler Teil des europäischen Binnenmarktes und aufgrund fehlender nationaler Gasförderung und Speicherkapazitäten unmittelbar von diesen Änderungen betroffen.

Das Jahr 2022 war von der Invasion der Ukraine durch Russland und einer signifikanten Reduktion der Gasversorgung von Europa durch Russland geprägt. Um das Ausmaß der Energiekrise zu illustrieren, zeigt Abbildung 3 die Preisentwicklungen auf den Gas- und Strommärkten. Neben der ausgeprägten Korrelation der Strom- und Gaspreise lässt sich erkennen, welche Bedeutung die verschiedenen Ereignisse auf die Energieversorgung Europas hatten. Besonders deutlich erkennbar ist der Sabotageakt auf die Nord Stream Pipeline von Russland nach Europa im September 2022, der zu einem Gaspreis von über 350 €/MWh geführt hat.

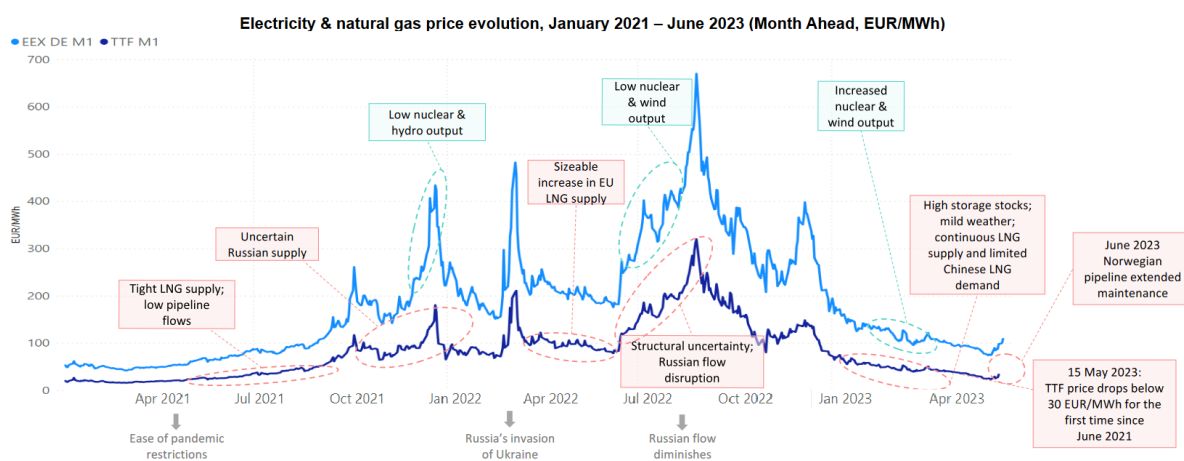


Abbildung 3. Preise für Strom und Erdgas (Referenzmärkte) zwischen Januar 2021 und Juni 2023 (Month-Ahead, €/MWh) [Quelle: [2]]

2.1 Versorgungswege und Gasflüsse

Aufgrund fehlender Gasvorkommen wird nur ein kleiner Teil des EU-Gasverbrauchs innerhalb der EU gefördert, v.a. in den Niederlanden und Rumänien. Aufgrund technischer und wirtschaftlicher Gegebenheiten sinkt zudem seit mehreren Jahren die Förderrate und erreichte im Jahr 2023 ca. 11 % des Gasverbrauchs in der EU. Importwege haben eine entsprechend hohe Bedeutung für die Versorgungssituation Europas. Diese sind in Abbildung 4 veranschaulicht.

Es ist erkennbar, dass insbesondere Versorgungswege aus der Nordsee (Vereinigtes Königreich und Norwegen), Nordafrika, Aserbaidschan und Russland Europa über Pipelineverbindungen versorgen. Eine weitere wichtige Entwicklung der letzten Jahre ist der verstärkte Import von Flüssiggas (Liquefied Natural Gas – LNG), und der Ausbau der dafür notwendigen LNG-Terminals (in der Abbildung in blau markiert). In Europa wurden in den letzten zwei Jahren insgesamt sieben neue LNG-Terminals in Betrieb genommen, drei davon allein in Deutschland. Aufgrund von begrenzten Importkapazitäten aus Norwegen und Nordafrika gilt LNG als Schlüsselement, um die Abhängigkeit von russischem Gas zu verringern und die Diversifizierung der Herkunftsländer für Europa zu erhöhen.

Seit dem Sabotageakt im September 2022 auf die Nord Stream Pipeline zwischen Russland und Deutschland kann diese nicht mehr genutzt werden. Es bleiben jedoch verschiedene Pipelineverbindungen, über die weiterhin russisches Gas nach Europa gebracht wird, insbesondere:

- Turkstream, eine Pipeline zwischen Russland und der Türkei
- Die Yamal-Pipeline durch Belarus nach Polen
- Die Transit-Pipeline von Russland durch die Ukraine in Richtung Europa

Die Transit-Pipeline durch die Ukraine stellte im Jahr 2023 ungefähr 8 % der gesamten Gaslieferungen in die EU dar. Besonders die osteuropäischen Länder wie Österreich, Ungarn und die Slowakei beziehen einen Großteil ihres Gasbedarfs auf diesem Weg. Allerdings läuft der ukrainisch-russische Transitliefervertrag Ende 2024 aus, und es ist aktuell unklar ob und wie die Pipeline weiter bewirtschaftet wird.

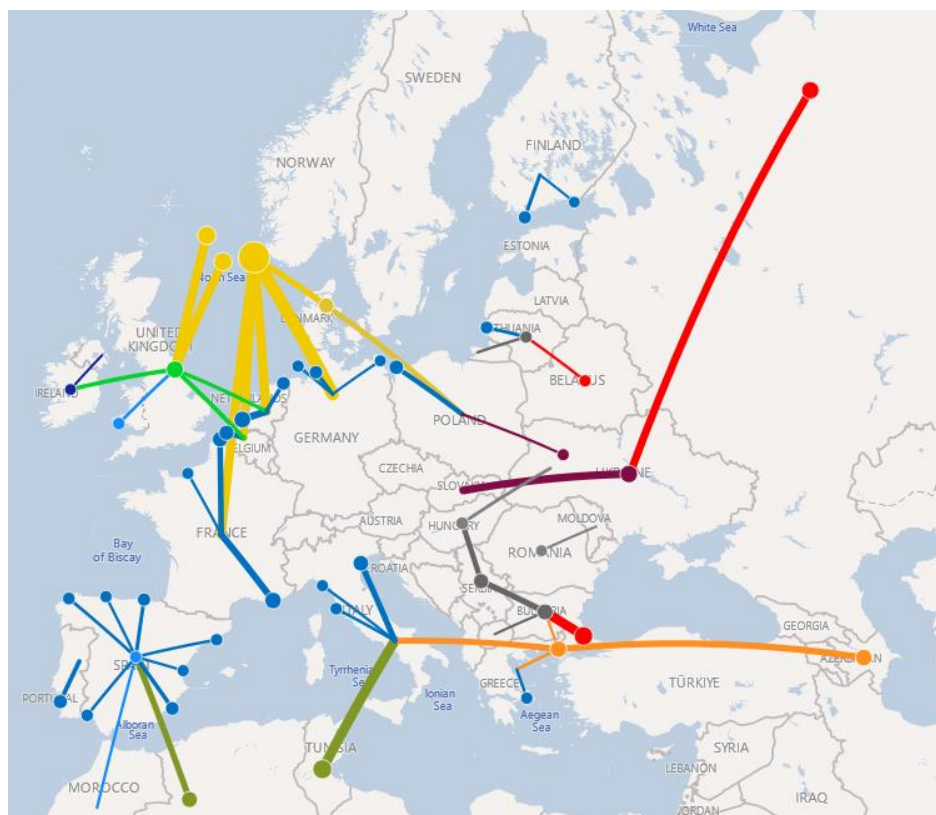


Abbildung 4. Gasinfrastrukturen in Europa [Quelle: ENTSO-G]

In Ergänzung zur geographischen Übersicht zeigt Abbildung 5 die Entwicklung der Flüsse der EU-Gasimporte zwischen Oktober 2021 und Mai 2024.

Wie zu erkennen ist, sind die Importe aus Russland seit Anfang 2022 stark zurückgegangen, kompensiert insbesondere durch Gasimporte in Form von LNG. Insgesamt hat sich der Anteil an russischem Gas in Europa von rund 45 % im Jahr 2021 auf 15 % im Jahr 2023 reduziert.

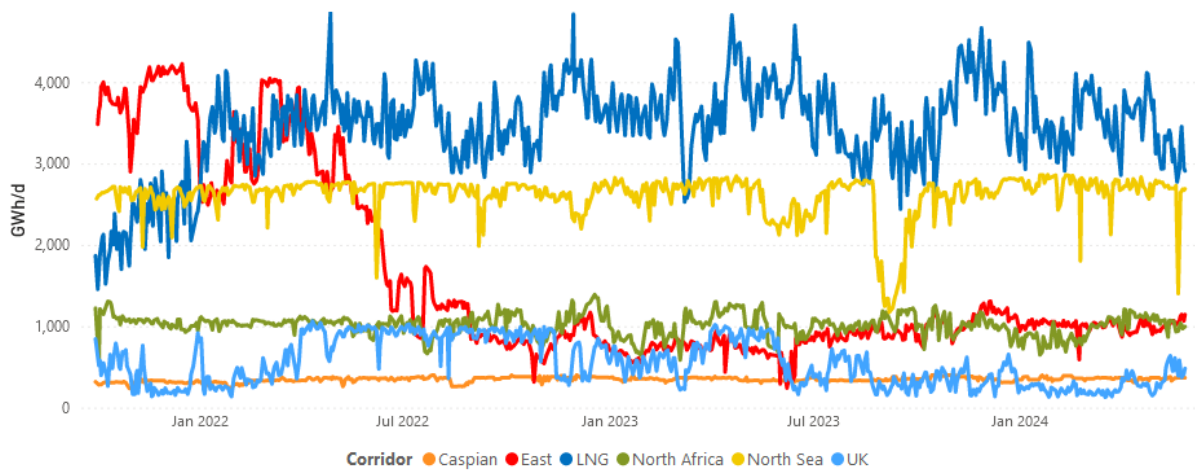


Abbildung 5. EU-Gasimporte von Oktober 2021 bis Mai 2024 (Importe aus Russland in Rot) [Quelle: [3]]

Natürgemäß muss auch LNG zunächst in Herkunftsländern gefördert, und dann auf LNG-Schiffe verladen und nach Europa gebracht werden. Ergänzend zu Abbildung 5 zeigt Abbildung 6 die monatlichen LNG-Importe der EU nach Herkunftsregion. Es ist zu erkennen, dass ein Großteil der LNG-Importe aus den USA kommt, daneben aber auch russisches Gas in der Form von LNG nach Europa gelangt. Durch die Deklaration der EU-Staats- und Regierungschefs in Versailles im März 2022 besteht jedoch das politische Ziel, bis 2027 vollständig auf russisches Gas zu verzichten.

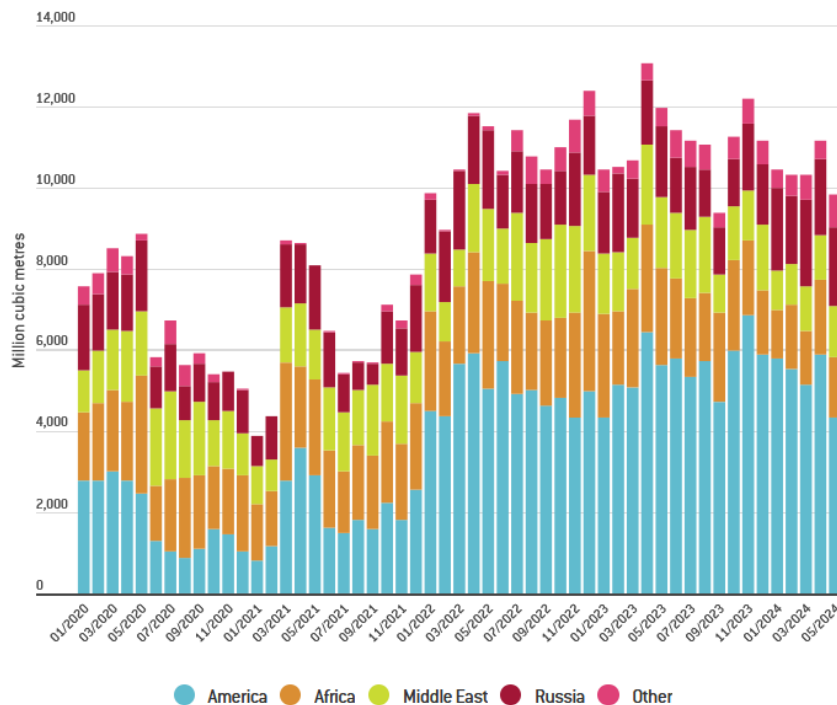


Abbildung 6. Monatliche LNG-Importe der EU nach Herkunftsregion [Quelle: [4]]

2.2 Reduktion des Gasverbrauchs

Als Reaktion auf fehlende Gasmengen war die Reduktion des Gasverbrauchs in Europa kurzfristig das wichtigste Mittel um das Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage zu sichern. Die zentrale Maßnahme der EU war die Einführung des "Save Gas for a Safe Winter"-Plans, der von der Europäischen Kommission im Juli 2022 vorgestellt wurde. Dieser Plan zielte darauf ab, den Gasverbrauch in der EU bis März 2023 mit dem Einsatz von freiwilligen Maßnahmen um 15 % zu senken [5]. Dabei waren Mitgliedstaaten in der Verantwortung, ihre eigenen nationalen Pläne zur Gasreduktion zu entwickeln und umzusetzen. Die Geltungsdauer der Verordnung über die Senkung der Gasnachfrage wurde am 28. März 2023 um ein Jahr verlängert [6]. Anstelle einer weiteren Verlängerung der Verordnung haben sich die Mitgliedstaaten Anfang 2024 auf eine Empfehlung über die Fortsetzung der freiwilligen Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage bis zum 31. März 2025 geeinigt.

Um die Reduktion des Gasverbrauchs in der EU zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 7 die monatliche Gasnachfrage von 2022 bis 2024. Als Resultat der Gassparmaßnahmen ist der Erdgasverbrauch der EU im Zeitraum August 2022 bis März 2023 im Vergleich zum durchschnittlichen Gasverbrauch für die gleichen Monate (August-März) zwischen 2017 und 2022 um 17,7 % gesunken. Auch für die Periode Januar bis April 2024 liegt die Einsparung bei rund 18 %. Laut Bruegel haben insbesondere Haushalte zu den Gaseinsparungen in Europa beigetragen [7].

Details zur Entwicklung des Gasverbrauchs in Luxemburg werden in Kapitel 3.2 diskutiert.

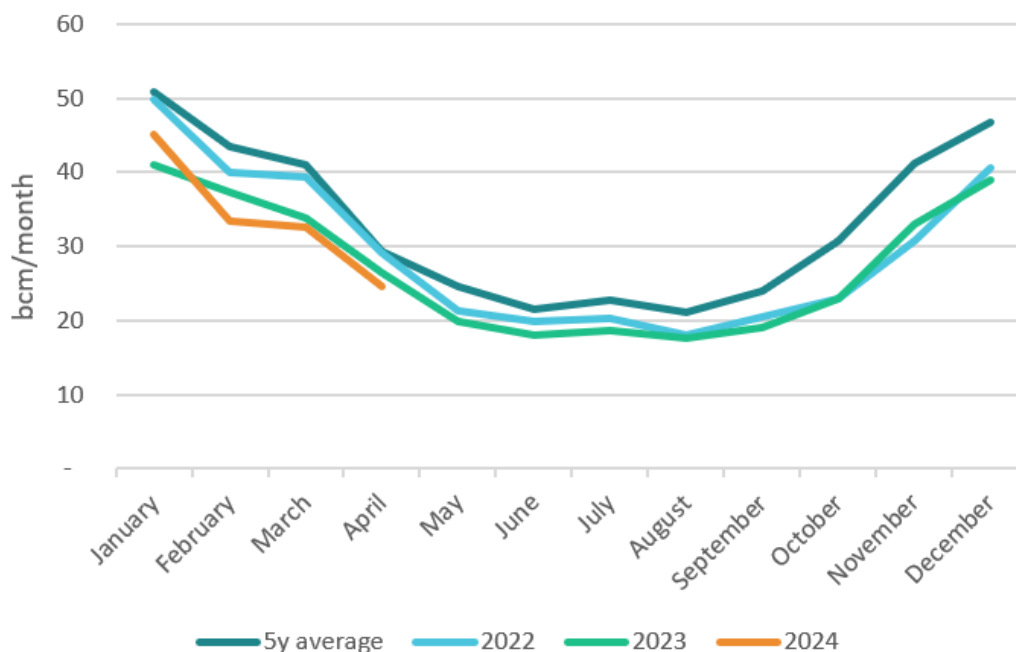


Abbildung 7. Monatlicher Gasverbrauch in der EU für die Jahre 2022, 2023 und 2024 im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2017-2022 [Quelle: EU-Kommission]

2.3 Gasspeicher

Gasspeicher sind für die sichere Gasversorgung unerlässlich, um insbesondere Schwankungen bei den Importen auszugleichen. Detaillierte Analysen zeigen die besondere Wichtigkeit, die Wintermonate mit ausreichenden Füllständen zu beginnen und sicherzustellen, dass auch während den Wintermonaten die Gasspeicher nicht auf einen kritischen Stand entleert werden. Auf Basis dieser Analysen wurden 2022 verpflichtende Ziele für die Bewirtschaftung der Gasspeicher in Europa eingeführt [8]. Insbesondere muss jeweils zum 1. November ein Füllstand von 90 % erreicht werden. Auch Luxemburg muss mindestens 15 % der jährlichen Gasnachfrage zu Beginn des Winters speichern, was über Gasspeicher im europäischen Ausland umgesetzt wird (siehe dazu Kapitel 3.3).

Seit der Einführung der verpflichtenden Ziele sind die Füllstände der Gasspeicher in Europa im Vergleich mit der Vergangenheit auf einem deutlich höheren Niveau und liefern damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit Europas (siehe Abbildung 8). Um zukünftig eine noch effizientere Bewirtschaftung der Gasspeicher zu ermöglichen, wird aktuell eine Anpassung der Trajektorie diskutiert, das verpflichtende Erreichen des 90 %-Füllstand-Ziels zum 1. November bleibt jedoch weiterhin bestehen.

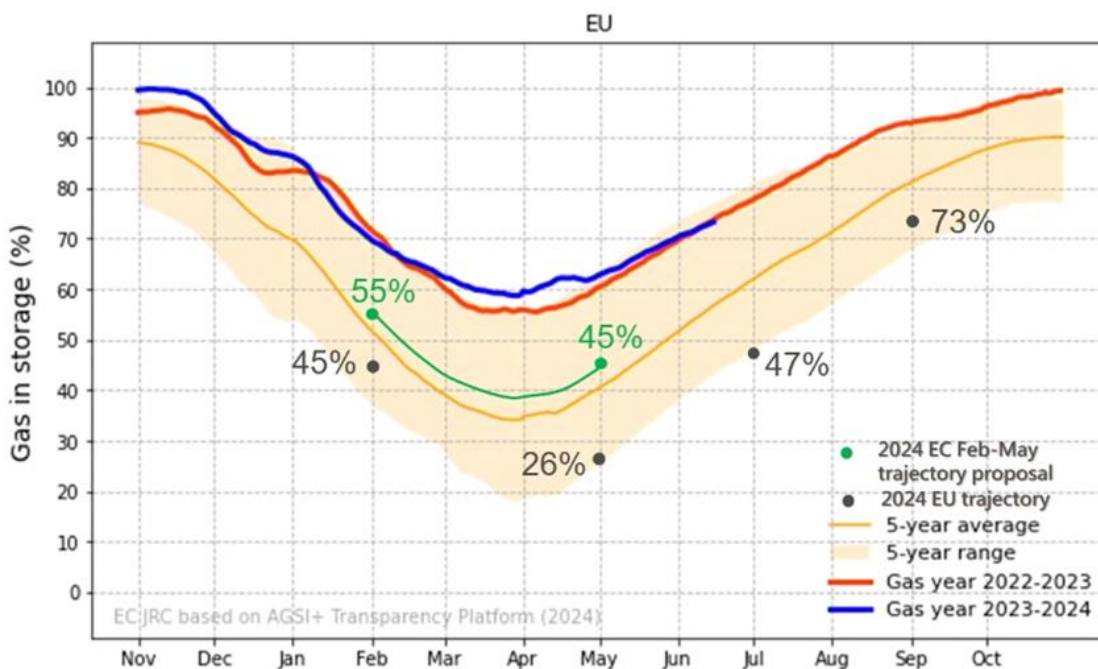


Abbildung 8. Füllstand der europäischen Gasspeicher für die Jahre 2022-2023 und 2023-2024, Mindesttrajektorie für das Jahr 2024, sowie Vorschlag für die Trajektorie 2025 [Quelle: Europäische Kommission].

2.4 Preis- und Marktstabilität

Als Reaktion auf die Energiekrise haben alle EU-Mitgliedstaaten Maßnahmen ergriffen, um ihre Bürger und ihre Wirtschaft zu unterstützen und die Risiken für die Energieversorgungssicherheit zu mindern. Für eine detaillierte Analyse aller Maßnahmen wird hier auf das Inventar der Europäischen Regulierungsbehörden ACER verwiesen [9].

Eine der strukturellen Gefahren der Energiekrise war der starke unerwartete Anstieg des Gaspreises auf den Großhandelsmärkten, der bei Energielieferanten die Gefahr von Insolvenzen erhöhte. Da Preiskonditionen in Gasverträgen häufig langfristig festgeschrieben sind, konnte der Preisanstieg, gegen den sich verschiedene Lieferanten nicht abgesichert hatten, nicht ohne Weiteres weitergegeben werden. Ähnlich den Risiken im Finanzsektor bestand weiterhin das Risiko, dass Ausfälle einzelner großer Lieferanten eine Vielzahl weiterer Akteure in substantielle Schwierigkeiten bringen und damit die Stabilität des gesamten Energiesektors in Gefahr bringen könnten. Konkret kann die Insolvenz eines Lieferanten dazu führen, dass vertraglich vereinbarte Liefermengen nicht eingehalten werden können und bei der Neubeschaffung ein deutlich teurerer Tarif anfällt. Zur Abwendung dieser Risiken wurden daher verschiedene staatliche Hilfspakete geschnürt, um zum Beispiel den international wichtigen Gaslieferanten Uniper in Deutschland zu stützen. Auch in Luxemburg wurde am 15. Juli 2022 ein Gesetz erlassen, um den Liquiditätsbedarf von in Luxemburg ansässigen Unternehmen, die von den wirtschaftlichen Folgen der militärischen Aggression gegen die Ukraine besonders betroffen sind, bei Bedarf durch staatliche Garantien zu stützen.

Vor dem Hintergrund der hohen Gaspreise in Europa hat die EU weiterhin einen so genannten Markt-korrekturmechanismus eingeführt. Dieser ist ein Instrument zur Begrenzung der Preise auf den EU-Gasmärkten. Er wird aktiviert, wenn die Preise an den virtuellen Handelspunkten in der EU bestimmte Werte überschreiten und wenn diese Preise auch deutlich über dem LNG-Importpreis liegen. Das Instrument galt ursprünglich nur für den niederländischen Title Transfer Facility (TTF)-Gaspreis und wird nur aktiviert, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Mit der Verordnung (EU) 2023/736 vom 31. März 2023 wurde das „market correction mechanism“ (MCM) neben der TTF auch auf andere virtuelle Handelspunkte in der EU ausgeweitet, betrifft jedoch nicht so genannte Over-the-counter Transaktionen. In einem Bewertungsbericht vom 1. März 2023 zu den Auswirkungen des Instruments haben ACER und ESMA keine signifikanten Auswirkungen (weder positiv oder negativ) festgestellt, die eindeutig und direkt auf den Markt-korrekturmechanismus zurückgeführt werden könnten. Es wird aber explizit davor gewarnt daraus die Schlussfolgerung abzuleiten, dass das MCM keine Auswirkungen auf die Märkte oder die Versorgungssicherheit in der Zukunft haben könnte. Tatsächlich gab es seit Anfang der Diskussionen über den Mechanismus sehr starke Bedenken, dass dieser den europäischen Gasbinnenmarkt in Krisensituationen zum Erliegen bringen und damit ganz wesentlich die Versorgungssicherheit gefährden könnte.

2.5 Diversifizierung der Energiebereitstellung und Energieeffizienzmaßnahmen

Während die Maßnahmen im Bereich des Gasverbrauchs, der Gasspeicher und der Marktmechanismen kurzfristig Wirkung entfalteten, wurde mit Blick auf die langfristige Versorgungssicherheit insbesondere der „REPowerEU Plan“ der EU-Kommission ausgearbeitet und umgesetzt. Der Plan zielt darauf ab, die Abhängigkeit der EU von russischen fossilen Brennstoffen zu reduzieren, indem insbesondere der Übergang zu erneuerbaren Energien und mehr Energieeffizienz beschleunigt, und der Gaseinkauf koordiniert wird [10].

Ein wichtiger Schritt, um langfristig den Energieverbrauch und somit insbesondere auch den Gasverbrauch Europas zu senken, ist die Erhöhung der Energieeffizienz. Eine entsprechende Überarbeitung der Energieeffizienzrichtlinie im September 2023 brachte daher eine erhöhte Ambition für die EU-Länder bis 2030 mit sich. Um die Umsetzung in den EU-Ländern zu unterstützen, wurde im Dezember 2023 die Europäische Finanzierungscoalition für Energieeffizienz ins Leben gerufen, mit dem Ziel, private Investitionen zu mobilisieren und die Marktdurchdringung der Energieeffizienz zu erhöhen.

Ein weiteres Kernelement von REPowerEU ist der beschleunigte Ausbau von erneuerbaren Energien. Bereits im Jahr 2022 erzeugte die EU mehr Strom aus Wind und Solar als aus Gas, und im Jahr 2023 aus Wind alleine als aus Gas. Die installierte Kapazität von Wind- und Solaranlagen hat zwischen 2021 und 2023 kumulativ um 36 % zugenommen, wodurch Schätzungen zufolge in zwei Jahren etwa 24 bcm Gas eingespart wurden. Für 2024 wird geschätzt, dass die installierte Kapazität um weitere 16 % steigen könnte, was zusätzliche 15 bcm Gas verdrängen würde. Im Oktober 2023 einigte sich die EU auf eine überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie mit dem verbindlichen Ziel, 2030 mindestens 42,5 % zu erreichen. Zudem werden Anstrengungen verfolgt, mindestens 45 % zu erreichen.

Um den Abschluss von Gasversorgungsverträgen außerhalb Europas zu koordinieren, hat die Kommission im Dezember 2022 die EU-Energieplattform eingerichtet. Die Plattform zielt darauf ab, die EU-Aktivitäten auf den globalen Märkten zu koordinieren, um zu verhindern, dass sich die EU-Länder gegenseitig überbieten. Darüber hinaus soll das politische und marktliche Gewicht genutzt werden, um die Versorgung besser zu diversifizieren, direkten Wettbewerb zwischen den weltweit größten Anbietern einzuführen und bessere Bedingungen für alle EU-Verbraucher zu erreichen. Im April 2023 startete die Kommission in diesem Kontext den Mechanismus zur Nachfragebündelung und zum gemeinsamen Einkauf 'AggregateEU', bei dem auch luxemburgische Energieversorger teilnahmen. In der Zwischenzeit wurde AggregateEU erweitert und als permanentes freiwilliges Instrument im Paket für den Wasserstoff- und dekarbonisierten Gasmarkt aufgenommen.

Zusätzlich zu den oben genannten Elementen hat die EU-Kommission internationale Partnerschaften gestärkt, um langfristig Importe von Gas und Wasserstoff zu sichern. Im Rahmen dieser Bemühungen hat die EU eine Reihe von Absichtserklärungen mit Nachbarländern (Marokko, Ägypten, Norwegen, Ukraine) und anderen Ländern (Aserbaidschan, Kasachstan, Namibia, Japan, Argentinien und Uruguay) unterzeichnet. Auch mit der Ukraine wurde eine strategische Partnerschaft für erneuerbare Gase eingegangen.

2.6 Bewertung der aktuellen und zukünftigen Versorgungssicherheit Europas

Um die aktuelle und zukünftige Versorgungssicherheit Europas vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Situation und Maßnahmen zu bewerten, erstellt und veröffentlicht der Verband der Europäischen Gasnetzbetreiber ENTSOG entsprechende Berichte. Der Bericht "ENTSOG Summer Supply Outlook 2024 - with Winter 2024-25 Overview" vom April 2024 bietet eine umfassende Analyse der europäischen Gasversorgung für den Sommer 2024 sowie eine Übersicht für den kommenden Winter 2024-25 [11].

Am 1. April 2024 begann die Sommersaison mit einem hohen Füllstand der europäischen Gasspeicher von 59 %, was laut Bericht auf einen milden Winter, hohe Endkundenpreise, Sparkampagnen der Mitgliedstaaten und das Verhalten der Endverbraucher zurückzuführen war. Neue Gasinfrastrukturprojekte in Form von LNG-Terminals haben die Energiesicherheit in der EU gestärkt und die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen reduziert. Zudem nutzt die EU auch Gasspeicher in der Ukraine, um zusätzliche Kapazitäten und Flexibilität zu erschließen.

Im Referenzszenario wird basierend auf den Modellierungen von ENTSO-G erwartet, dass die Gasspeicher bis zum 30. September 2024 ein Füllniveau von 90% erreichen¹. Die Analysen zeigen, dass Europa

¹ Im Gegensatz zur rechtlichen Verpflichtung eines Speicherfüllstandes von 90% auf den 1. November.

dieses Ziel auch ohne russische Pipeline-Lieferungen erreichen kann. Im Falle einer reduzierten LNG-Verfügbarkeit und ohne russische Pipeline-Lieferungen wäre das 90%-Ziel hingegen gefährdet. In diesem Szenario wäre das Risiko einer vollständigen Entleerung der Speicher und einer möglichen Nachfrageeinschränkung erheblich. Eine Reduktion der Gasnachfrage um 15% hingegen würde dieses Risiko deutlich verringern und die Erreichung angemessener Speicherfüllstände ermöglichen.

Der Bericht unterstreicht somit vor allem die Wichtigkeit der Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten und die Bedeutung der Gasspeicher für die Versorgungssicherheit Europas. Laut ENTSO-G hat sich die Versorgungssituation im Vergleich zu den vorherigen Jahren stark verbessert. Bei einer starken Reduzierung der LNG-Verfügbarkeit auf den globalen Märkten in Kombination mit einem kompletten Stopp russischer Gaslieferungen könnten jedoch restriktive Maßnahmen erforderlich sein, um angemessene Gasspeicherstände und somit auch die Versorgungssicherheit im Jahresverlauf zu gewährleisten.

3 Marktseitige Versorgungssicherheit Luxemburgs

Der erste wichtige Bestandteil zur Beurteilung der Versorgungssicherheit Luxemburgs ist die marktseitige Versorgungssicherheit, also die Sicherung eines Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage auf den europäischen Gasmärkten und insbesondere in der gemeinsamen belgisch-luxemburgischen Marktzone. Marktseitig ist Versorgungssicherheit dann gegeben, wenn das vorhandene Angebot auf dem Gasmarkt ausreicht, um die nachgefragten Gasmengen in einem volkswirtschaftlich effizienten Maß zu decken. Dies setzt voraus, dass der Markt unter erwartbaren und kalkulierbaren Risiken und im Rahmen der gegebenen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausreichend Gasvolumen bereitstellt. Aufgrund der anhaltend hohen Bedeutung für Haushalte und Unternehmen ist es trotz der Energiewende und dem geplanten Ausstieg aus fossilem Erdgas auch in den kommenden Jahren wichtig, dass die Versorgungssicherheit für Gaskunden in Luxemburg erhalten bleibt.

3.1 Entwicklung der Gasimporte

Abgesehen von der nationalen Biogasproduktion, die weniger als 1 % der Gasnachfrage in Luxemburg entspricht, deckt Luxemburg seinen Gasbedarf vollständig über die Transportnetze in Belgien und Deutschland, die wiederum den Zugang zu den entsprechenden Förderstätten herstellen. Die Lieferungen werden über die Netzbetreiber und/oder über Handels- und Liefergesellschaften abgewickelt. Anteilsmäßig bezieht Luxemburg den Großteil seines Gasbedarfes aus Belgien, mit dem ein gemeinsamer Gasmarkt besteht. Im Jahr 2021 wurden etwa 20 % des nationalen Gasbedarfes aus Deutschland importiert. In den Jahren 2022 und 2023 kam hingegen praktisch kein Gas mehr aus Deutschland nach Luxemburg, da das Gas dort aktuell teurer als in der gemeinsamen Marktzone Belgien-Luxemburg ist.

Da das Gas weder in Deutschland noch in Belgien direkt gefördert wird, kann es aufgrund der vorgeschalteten Lieferketten sein, dass gewisse Anteile der luxemburgischen Gasimporte Russland zuzuordnen sind. Dieser Anteil lag laut Statec noch bei 19% im Jahr 2021, konnte seitdem aber signifikant reduziert werden [1]. Gleichzeitig stiegen die Gasimporte aus Norwegen, Großbritannien und Katar.

3.2 Entwicklung des Gasverbrauchs

Die Entwicklung der Gasnachfrage bestimmt maßgeblich die Versorgungsaufgabe und das Niveau der Versorgungssicherheit. Der nationale Energie- und Klimaplan (auf französisch „Plan national intégré en matière de climat et énergie“, PNEC) geht in seiner Version vom Juli 2024 davon aus, dass durch Effizienz- und Dekarbonisierungsanstrengungen die Gasnachfrage stark zurück gehen wird [12]. Um die Entwicklung der nationalen Gasnachfrage zu illustrieren, zeigt Abbildung 9 sowohl die historische als auch die zünftig erwartete Entwicklung der jährlichen Gasnachfrage in der öffentlichen Verteilung und im Transportnetz für das „WAM-Szenario“ (With Additional Measures), das den angestrebten Zielpfad des PNEC beschreibt. Für die historischen Zahlen (2014-2023), ist die Gasnachfrage in der öffentlichen Verteilung auf die verschiedenen Gasnetzbetreiber aufgeteilt, die für die zukünftige Entwicklung allerdings nicht in dieser Granularität vorliegt.

Eine große Änderung in der Gesamtnachfrage ergab sich in den Jahren 2014 bis 2016 mit der schrittweisen Stilllegung des Gaskraftwerks Twinerg. In der Vergangenheit stellte das Gaskraftwerk ungefähr 40 % der nationalen Gasnachfrage dar. Da die Marktbedingungen jedoch nicht mehr gewährleistet wa-

ren, wurde das Kraftwerk im Winter 2015-2016 in die strategische Reserve des belgischen Stromübertragungsnetzbetreiber (ELIA) übernommen. Im Oktober 2016 wurde das Kraftwerk endgültig stillgelegt, wodurch die nationale Gasnachfrage im Vergleich zu den vorherigen Jahren stark sank.

Eine starke Reduktion ist ebenfalls während der Covid-19 Pandemie im Jahr 2020 zu beobachten, wobei dieser Rückgang zu einem Großteil auf den industriellen Sektor (Transportnetz in der Abbildung) zurückzuführen war.

Schließlich ist ein weiterer Rückgang des Verbrauchs in den Jahren 2022 und 2023 zu beobachten, welcher auf die Energiekrise zurückzuführen ist. Während der Energiekrise waren industrielle Verbraucher besonders stark von hohen Preisen betroffen, wodurch deren Produktion zurückgefahren wurde. Aber auch in der öffentlichen Verteilung und insbesondere bei den Haushalten war eine starke Reduktion des Gasverbrauchs zu beobachten, getrieben durch Preisanreize, milde Winter, und freiwillige Maßnahmen der Bevölkerung (siehe dazu auch nachfolgende Infobox).

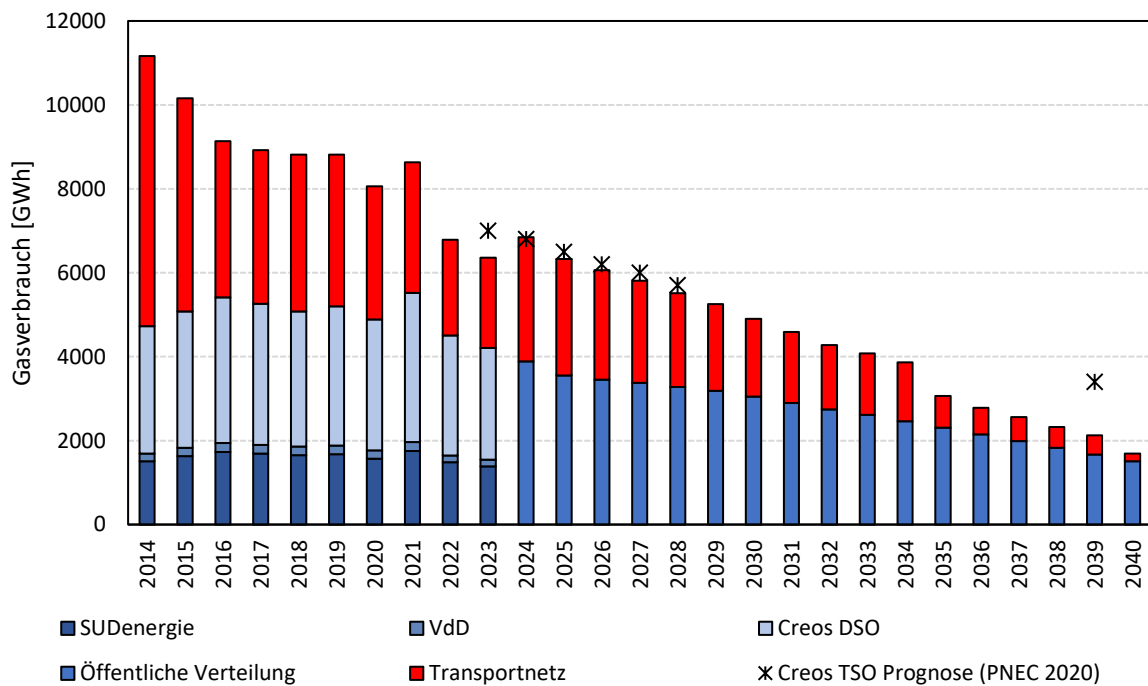
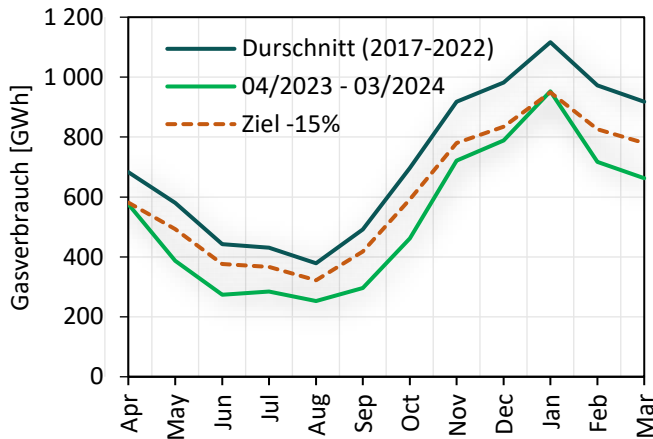


Abbildung 9. Entwicklung des Gasverbrauchs in Luxemburg [Quellen: Creos TSO (historisch), PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

Sparkampagne „Zesumme spueren - Zesummehalen“

Im Rahmen der europäisch koordinierten Maßnahmen zur Reduktion des Gasverbrauchs um mindestens 15% hat die Luxemburger Regierung im September 2022 die Kampagne „Zesumme spueren - Zesummehalen“ gestartet. Diese zielte darauf ab, die Bevölkerung dazu zu motivieren den Verbrauch und besonders die Verschwendung von Energie durch einfache Verhaltensänderungen zu reduzieren.



Die Kampagne war ein Erfolg: Zwischen August 2022 und März 2023 wurde im Vergleich zur Referenzperiode rund 26 % weniger Gas verbraucht. Das gleiche positive Ergebnis konnte für den Zeitraum April 2023 bis März 2024 erreicht werden (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10. Monatlicher Gasverbrauch in Luxemburg [Quelle: eigene Darstellung].

Um die Einsparungen weiter im Detail zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 11 den monatlichen Gasverbrauch für die Periode April 2023 bis März 2024, aufgeteilt auf die öffentliche Verteilung (größtenteils Haushalte und Gewerbe) und große industrielle Verbraucher (die direkt am Transportnetz angeschlossen sind und dadurch separat messbar sind). Beiden Sektoren konnten mit durchschnittlich 19 bzw. 35% große Einsparungen erzielen. Bei der öffentlichen Verteilung ist ein ausgeprägte Saisonalität erkennbar, wohingegen die Industrie v.a. auf die extremen Preise im Sommer 2022 reagierte.

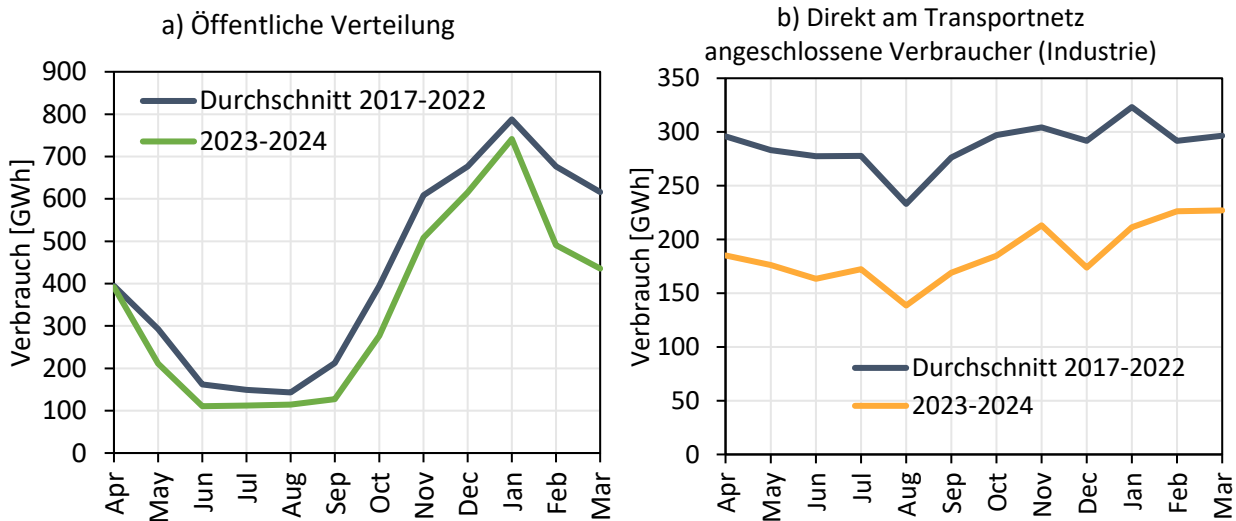


Abbildung 11. Monatlicher Gasverbrauch für a) die öffentliche Verteilung und b) die direkt am Transportnetz angeschlossenen Verbraucher [Quelle: eigene Darstellung].

Im November 2023 wurde eine neue Kampagne mit dem Titel "Deng Energie mécht den Ënnerscheid" gestartet. Diese baut auf der vorherigen Kampagne auf, verfolgt jedoch einen noch umfassenderen Ansatz, indem sie die Energiewende umfassend thematisiert und zeigt, wie jeder dazu beitragen kann.

Für die zukünftigen Entwicklungen der Gasnachfrage ist der aktualisierte PNEC die maßgebliche Referenz. In Abbildung 9 ist deutlich zu erkennen, dass ein kontinuierlicher Rückgang der Gasnachfrage erwartet wird, welcher durch verschiedene Maßnahmen getrieben wird:

- Erhöhung der Energieeffizienz durch energetische Verbesserung industrieller Prozesse oder die thermische Isolation von Gebäuden.
- Elektrifizierung der Gasnachfrage, insbesondere im Wärmesektor durch Übergang auf Wärmepumpen
- Umstellung auf Wasserstoff, insbesondere in den Bereichen, in denen eine Umstellung auf Strom nicht oder nur schwer möglich ist (insbesondere Hochtemperaturanwendungen)

Insgesamt wird laut dem aktualisierten PNEC eine Reduktion der Gasnachfrage von heute 6 416 GWh auf rund 1 700 GWh bis zum Jahr 2040 erwartet. Der Großteil der verbleibenden Gasnachfrage würde auf Haushalte entfallen, die weiterhin Gas für Wärme benötigen. Für den industriellen Sektor wird prognostiziert, dass die Nachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2040 bei rund 1 600 GWh liegen wird. Diese Verschiebung von Erdgas zu Wasserstoff und Elektrifizierung stellt eine bedeutende Veränderung im Energiemix dar und erfordert eine umfassende Anpassung der Energieinfrastruktur.

Ebenfalls in Abbildung 9 ausgewiesen ist die aktuell von Creos TSO angenommene Entwicklung der Gasnachfrage, die auf dem PNEC aus dem Jahr 2020 basiert. Es ist zu erkennen, dass diese bis 2030 noch weitgehend identisch ist, bis 2040 jedoch im neuen PNEC eine deutlich stärkere Reduzierung der Gasnachfrage erwartet wird, die von den Netzbetreibern möglichst zeitnah angepasst und in die jeweiligen Planungen einfließen sollte.

Durch den starken Rückgang der Verbrauchsvolumen scheint das Gasnetz heute mehr als ausreichend dimensioniert. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass auch der Markt weiterhin die benötigten Gasvolumen bereitstellen kann. In diesem Kontext ist und bleibt der Gasbinnenmarkt und die enge Zusammenarbeit insbesondere mit Belgien aufgrund des gemeinsamen Gasmarktes von großer Bedeutung, um auch zukünftig die Versorgungssicherheit im Gasbereich zu gewährleisten.

3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung

Luxemburg verfügt nicht über inländische Gasspeicher. Dies ist bedingt durch die geologischen Gegebenheiten, die an räumlich entfernten Standorten besser gegeben sind als in Luxemburg selbst. Daher werden entsprechende Speicherkapazitäten in anderen Ländern genutzt und innerhalb des europäischen Binnenmarktes bewirtschaftet.

In Belgien, Deutschland, den Niederlanden und Frankreich bestehen grundsätzlich ausreichende Gasspeicherkapazitäten, um auch den Speicherbedarf für die Versorgung der Kunden in Luxemburg abzudecken. Vertragliche Regelungen zur Sicherstellung der Verfügbarkeit ausreichender Speicherkapazitäten müssen von den Versorgern abgeschlossen werden.

Die kommerzielle Verfügbarkeit ist eine Frage der preislichen Bewertung und der vertraglichen Absicherung. Durch die Verordnung 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung ist Luxemburg verpflichtet, mit mindestens 15% des nationalen Verbrauchs zur Speicherfüllung in Europa beizutragen. Mitgliedstaaten ohne unterirdische Gasspeicheranlagen sollen dabei sicherstellen, dass Marktteilnehmer Vereinbarungen in Mitgliedstaaten geschlossen haben, die Anlagen besitzen, die bis zum 1. November die Speicherung von Mengen, die mindestens 15 % ihres

durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs in den vorangegangenen fünf Jahren entsprechen, ermöglichen. Diese Verpflichtung wurde durch ein Gesetz vom 9 Juni 2023 in nationales Recht übertragen. Entsprechende Nachweise der Luxemburger Gaslieferanten über die Einhaltung dieser Verpflichtung liegen dem Ministerium vor.

4 Netzseitige Versorgungssicherheit Luxemburgs

Neben der in Kapitel 3 beschriebenen marktseitigen Versorgungssicherheit ist auch das Netz ein wesentlicher Baustein der Versorgungssicherheit Luxemburgs. Einerseits braucht es ein starkes Transportnetz, um Importbedarfe zu decken, andererseits benötigt die sichere Gasversorgung auch ein bedarfsgerechtes Verteilnetz, um Gas auch auf den niedrigeren Druckstufen innerhalb des Landes zu den Verbrauchern zu bringen.

Diese Elemente werden im Folgenden auf der Basis von detaillierten Daten und Informationen der Luxemburger Gasnetzbetreiber zum Zustand ihrer Netze, zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe und zu den geplanten Investitionen untersucht.

Ausgangspunkt der Analyse ist die Feststellung, die Bedarfsdeckung in der Vergangenheit stets sichergestellt war. Versorgungsunterbrechungen oder Engpässe sind an keiner Stelle berichtet worden.

4.1 Transportnetz

4.1.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Transportnetz

Abbildung 10 zeigt die Versorgungssituation Luxemburgs mit Gas, inklusive der Verbindungspunkte mit dem grenzüberschreitenden Gasverbundnetz in Belgien, Deutschland und Frankreich.

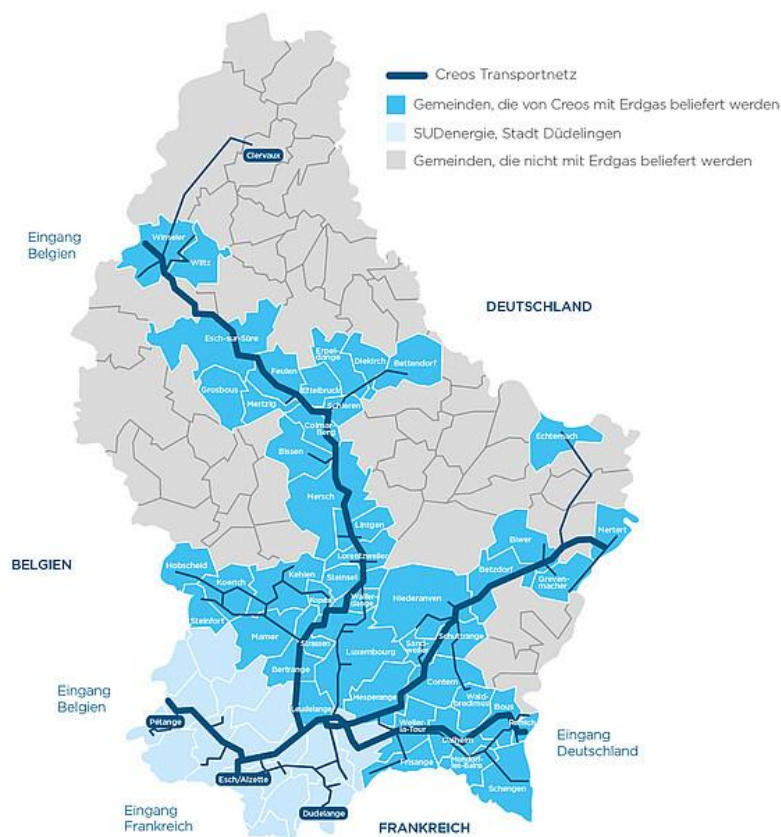


Abbildung 10. Kartographische Darstellung der Versorgungssituation Luxemburgs [Quelle: Creos]

Da in Luxemburg selbst kein Erdgas gefördert wird, findet der Import über vier Grenzkuppelstellen statt. Zu Deutschland liegt die Anknüpfung in Remich, zu Belgien in Pétange und Bras, der Koppelpunkt mit Frankreich befindet sich in Esch/Alzette. Infolge mangelnder Kapazitätsnachfrage wurde die Grenzkuppelstelle in Esch/Alzette im Jahr 2013 abgesperrt, könnte bei Bedarf allerdings wieder reaktiviert werden. Diese Übergabestelle speist allerdings lediglich in ein untergeordnetes PN25-Netz der Sudenergie ein und würde daher nur für die Versorgung eines eng begrenzten Teils des Großherzogtums bei entsprechender dort vorherrschender Lastsituation zur Verfügung stehen. Aufgrund dieser Lastabhängigkeit in Verbindung mit dem Anschluss an ein „nur“ regional nachgelagertes Netz kann dieser Grenzkoppelpunkt nur bedingt im Rahmen der nachfolgenden Betrachtung der fest verfügbaren betrieblichen Einspeisekapazität berücksichtigt werden.

Aktuell beträgt die maximale technische Einspeisekapazität in das luxemburgische Gastransportnetz nach Angaben von Creos TSO (unter Vernachlässigung von Esch/Alzette mit max. 20.000 Nm³/h) somit

- in Remich (aus Deutschland): 150.000 Nm³/h bei 30 bar
- in Bras (aus Belgien): 110.000 Nm³/h bei 40 bar
- in Pétange (aus Belgien): 70.000 Nm³/h bei 32 bar

Seit dem 1. Oktober 2015 hat Creos TSO in Zusammenarbeit mit dem belgischen Gasnetzbetreiber Fluxys die beiden nationalen Gasmärkte zu dem länderübergreifenden Markt Belux fusioniert. Die Regenergie wird dabei durch das Unternehmen Balansys für das gemeinsame Marktgebiet bereitgestellt. Im Zuge dieser Zusammenlegung der Marktgebiete wurden auch die zugesicherten nicht-unterbrechbaren Kapazitäten an der belgischen Grenze deutlich auf ihre maximale technische Verfügbarkeit von (druckabhängig) 180.000 Nm³/h erhöht, was eine signifikante Steigerung darstellt und die Versorgungssicherheit Luxemburgs nachhaltig gewährleistet, ohne deswegen Leitungsausbau betreiben zu müssen. Die Erhöhung der zugesicherten nicht-unterbrechbaren Kapazitäten wurde dabei durch eine beidseitige Absicherung der Drücke an den Grenzübergangsstellen generiert. Im Rahmen der Marktzusammenlegung erfolgte parallel ebenfalls eine Änderung der Rahmenparameter bei der Buchung der Kapazitäten: So sind nur noch Buchungen von Kapazitäten über Remich nötig, welche direkt von Creos TSO durchgeführt werden um die Sicherung der nötigen Grenzübergangskapazitäten zu gewährleisten.

Die tatsächliche Nutzbarkeit der technischen Einspeisekapazität an der Grenze zu Deutschland kann abhängig vom betrieblichen Einspeisedruck an den Grenzstationen sowie von den Durchflussverhältnissen im luxemburgischen Transportnetz eingeschränkt sein. Die fest zugesicherte und nicht unterbrechbare Einspeisekapazität ist in Remich nach Angaben von Creos TSO seit 2019 auf den Wert von 88.000 Nm³/h begrenzt (im Vergleich zur maximalen technischen Einspeisekapazität von 150.000 Nm³/h bei 30 bar wie oben aufgeführt).

Die sicher zur Verfügung stehenden Einspeisekapazitäten addieren sich somit – unter Berücksichtigung der Mindestdrücke – momentan zu insgesamt 268.000 Nm³/h.

Die heutige Spitzenlast lag 2023 bei 167 000 Nm³/h. Perspektivisch geht Creos TSO von einem deutlichen Rückgang der Höchstlast im Gasnetz aus, und rechnet für das Jahr 2039 mit einer Spitzenlast von etwa 100.000 Nm³/h.

Zur zuverlässigen Deckung der Höchstlast muss Creos TSO sicherstellen, dass auch bei Ausfall eines Betriebsmittels (sogenannter n-1-Fall) sämtliche geschützte Kunden weiterhin unterbrechungsfrei ver-

sorgt werden können. Dieses Kriterium berücksichtigt demnach die Summe aller verbleibenden Grenzübergangskapazitäten bei Ausfall der Verbindung mit der höchsten Kapazität. Die aktuelle Spitzenlast der geschützten Kundengruppe beträgt laut Creos TSO etwa 115.000 Nm³/h.

Der Grenzkopplungspunkt Bras stellt mit 110.000 Nm³/h den kritischsten Ausfall für die Versorgungssicherheit dar. Entsprechend würde sich in dieser Konstellation die sicher zur Verfügung stehende (n-1)-Kapazität auf 158.000 Nm³/h reduzieren (88.000+70.000 Nm³/h). Diese Kapazität ist ausreichend, um selbst im Spitzenlastfall die Versorgung der gesamten Verteilnetzebene nahezu vollständig zu gewährleisten. Zusätzliche Kapazitäten können im Regelfall am Grenzkopplungspunkt Remich durch Creos TSO gebucht werden.

Eine Kapazitätserhöhung an Grenzkuppelstellen durch Inbetriebnahme neuer Rohrleitungen ist seitens Creos TSO, insbesondere auch unter Berücksichtigung des erwarteten Verbrauchsrückgangs, nicht geplant. Im Gegenteil könnte laut Angaben von Creos die technischen Einspeisekapazitäten in Bras und Remich aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten perspektivisch um 30.000 Nm³/h bzw. 40.000 Nm³/h reduziert werden. Die resultierende Kapazität würde – im Gegensatz zur Deckung des Spitzenlastfalls – die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden auch im (n-1)-Fall gewährleisten.

4.1.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Das Transportnetz Luxemburgs besteht aus ca. 279 km Hochdruckleitungen, die seit 2014 nur noch aus Stahlleitungen bestehen, da Creos TSO zu Beginn des Jahres 2014 umfangreich Betriebsmittel an Creos DSO (unter anderem alle Polyethylen-Leitungen) übergeben hat, die nicht mehr mit Hochdruck betrieben werden und nicht mehr zum Transportnetz zählen.

In den letzten Jahren wurden lediglich geringfügige Änderungen am Transportnetz vorgenommen, so dass die Mengengerüste nahezu konstant geblieben sind.

Abbildung 11 zeigt die aktuelle Altersstruktur der Rohrleitungen im Transportnetz im Detail.

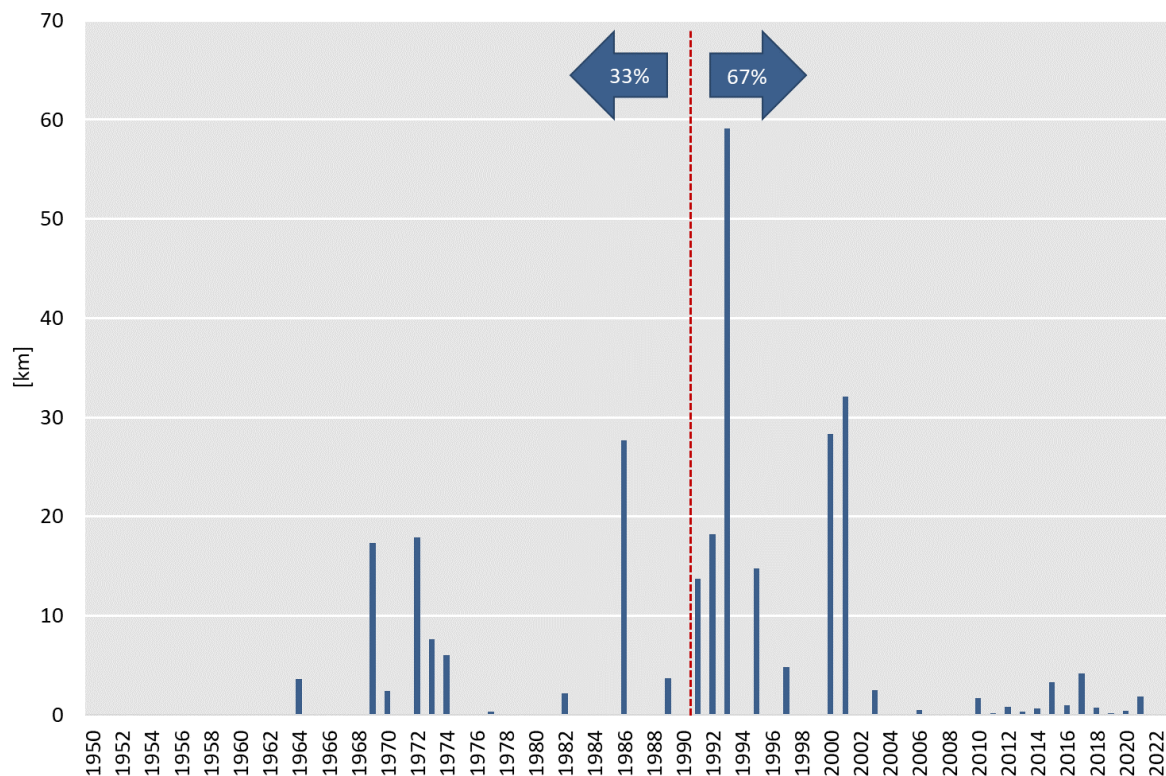


Abbildung 11. Altersstruktur des Gastransportnetzes [Quelle: eigene Darstellung]

Die Analyse der in Abbildung 11 dargestellten Daten zeigt, dass ca. 67 % des Netzes (ca. 187 km von 279 km) nach 1990 errichtet wurde und somit maximal 34 Jahre alt ist. Entsprechend hat das Gastransportnetz in Luxemburg ein vergleichsweise geringes Durchschnittsalter, das insbesondere deutlich unter den üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von etwa 60 Jahren liegt. Es kann demnach von einem guten bis sehr guten Anlagenzustand sowie von geringen altersbedingten Ersatzinvestitionen in der nächsten Dekade ausgegangen werden.

4.1.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

Aufgrund der bereits in Abschnitt 3.2 erläuterten aktuellen und erwarteten Versorgungssituation sieht Creos TSO derzeit und zukünftig keine Notwendigkeit zur Transportnetzerweiterung, da die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit ausreichend sind und sich der Erdgasbedarf aufgrund der gesetzlichen Vorgaben stark reduzieren wird. Zudem prognostiziert Creos TSO aktuell keinen Neuanschluss größerer Kunden auf der Transportnetzebene. Die Stilllegung des Kraftwerks Twinerg hat zusätzlich dazu beigetragen, dass das Gasnetz aktuell mehr als ausreichend dimensioniert ist. Diese Einschätzung von Creos TSO deckt sich auch mit den Aussagen des PNEC, der keinen weiteren Ausbau der Gasinfrastruktur vorsieht.

Vereinzelt kann es auf Veranlassung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber dennoch auf Nebensträngen zu lokalen Netzengpässen kommen. Die Netzbetreiber wirken diesen Engpässen durch die Inbetriebnahme neuer Übergabestationen und durch lokale Netzverstärkungen gezielt entgegen, und gewährleistet somit die Versorgungssicherheit. Creos TSO hat hierzu eine Liste mit konkreten Projekten übermittelt, die nachvollziehbar die Angemessenheit der lokalen Netzverstärkung belegen.

Die geplanten Reinvestitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den laufenden Abschreibungen ermöglichen eine Einordnung und Bewertung des investiven Verhaltens des Netzbetreibers. Die von den Netzbetreibern übermittelten Daten erlauben dabei eine nach Anlagengütergruppen getrennte Analyse unter Berücksichtigung eines Referenzverlaufs künftiger Investitionen. Hierzu wird ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis üblicher technisch-wirtschaftlicher Nutzungsdauern (meist 40 bis 60 Jahre) zu entsprechend angepassten Preisen unterstellt. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition genau mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt.

Eine solche jahresscharfe Betrachtung entspricht allerdings nicht der gängigen Praxis von Gasnetzbetreibern. Daher ist es sinnvoller, über einige Jahre Durchschnittswerte zu bilden und diese als Vergleich heranzuziehen. Die Anzahl der Jahre, mit der diese Mittelung erfolgt, wurde in zwei Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht der Annahme, dass die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu gleichen Wiederbeschaffungswerten ersetzt werden. Für ein Netzbetriebsmittel mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren, das in 1980 in Betrieb genommen worden wäre, wird bei einer Durchschnittswertbildung über 10 Jahre unterstellt, dass ein entsprechendes Erneuerungsbudget in den Jahren 2021 bis 2030 vom Netzbetreiber vorgesehen werden müsste.

Die Netzbetreiber haben jeweils direkt die Kosten angegeben, die auf Basis heutiger Parameter für einen Ersatz der Betriebsmittel anfallen würden (Neuwert der Anlagen). Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagevermögen der Netze und Stationen berechnet.

Neben der Unsicherheit hinsichtlich der Durchschnittsbildung muss auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese wird in Gastransportnetzen üblicherweise in einem Bereich um die 40 Jahre für Anlagen sowie 60 Jahre für Rohrleitungen angenommen; Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste.

Generell ist im Asset Management in der leitungsgebundenen Energieversorgung eine Abkehr von einer rein zeitabhängigen Reinvestitionsstrategie zu beobachten. Andere – vor allem längere – Reinvestitionszyklen können aus Kostenminderungsgründen ebenfalls sinnvoll sein, so dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht unmittelbar den Schluss zulässt, dass ein Fehlverhalten des Netzbetreibers vorläge oder die Versorgungssicherheit gefährdet wäre.

Dennoch kann ein derart modellierter Referenzverlauf der Reinvestitionen als sinnvolle Bezugsgröße für die tatsächlichen Investitionen und Investitionsplanungen eines Netzbetreibers herangezogen werden, wenn die oben aufgeführten Einschränkungen berücksichtigt werden. Eine sinnvolle Überprüfung muss daher sicherstellen, dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht dauerhaft und erheblich erfolgt, weil ansonsten mit Einschränkungen oder Gefährdungen der Versorgungssicherheit zu rechnen wäre. Dies würde sich an einem erheblichen Überhang von in der Vergangenheit nicht entsprechend dem Referenzverlauf getätigten Ersatzinvestitionen zeigen. Ein Überhang liegt vor, wenn in Betrieb befindliche Betriebsmittel das Ende ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer überschritten haben, allerdings noch nicht ersetzt wurden. Die kumulierten Überhänge geben somit die Summe der in den vergangenen Jahren noch nicht ersetzten Betriebsmittel an und können ein Indikator für Verschleppungen von Reinvestitionen darstellen. Bei der Ermittlung der Überhänge wird ebenfalls eine Durchschnittswertbildung vorgenommen. Somit können Überhänge vom Grundsatz her als Referenzprojektionen der Vergangenheit klassifiziert werden.

Für das Transportnetz zeigt Abbildung 12 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung. Bei der Erstellung der Referenzprojektionen wurden Preissteigerungen berücksichtigt, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der Betriebsmittel fortgeschrieben wurden und für das Preisniveau ein Preisanstieg um 2 % pro Jahr angesetzt wurde.

Bei der Interpretation ist zu beachten, dass nachfolgend dargestellte Simulationsergebnisse auf einer Nutzungsdauer der Betriebsmittel von 60 Jahren für Rohrleitungen und 40 Jahren für Anlagen beruhen. Aufgrund der geschilderten Zusammenhänge sind die daraus abgeleiteten Reinvestitionsvolumina somit tendenziell höher als für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in der Praxis zwingend notwendig sind.

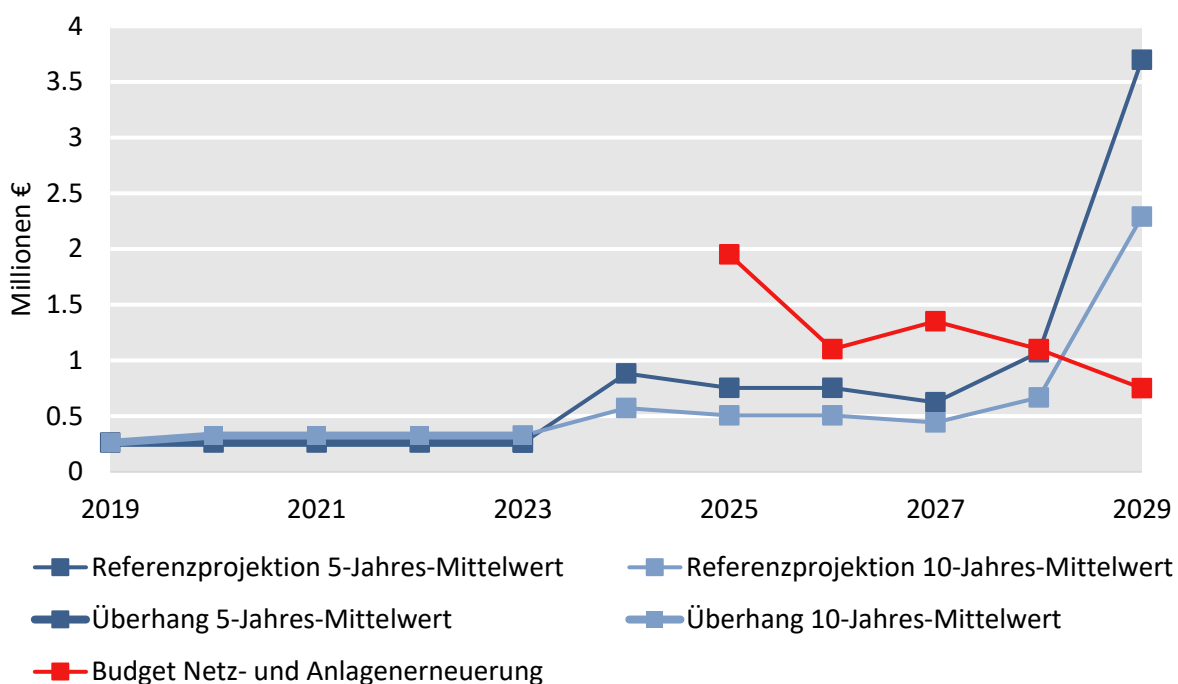


Abbildung 12. Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektion aus dem Anlagenbestand im Transportnetz. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 4,03 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 3,38 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). [Quelle: eigene Darstellung]

Aus den Simulationsergebnissen wird deutlich, dass eine dauerhafte und erhebliche Unterschreitung der Referenzprojektionen durch die von Netzbetreiberseite eingeplanten Investitionsbudgets nicht besteht. Im Gegenteil kann in fast allen Jahren ein die Referenzprojekte überschreitendes Budget festgestellt werden, das dem Abbau von möglichen Überhängen dient und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes weiter sichert.

Umfangreicher Erneuerungsbedarf wird allerdings ab Ende der 20er Jahre anfallen, da dann – sofern sich die Nutzungsdauern von ca. 60 Jahren bestätigen, die in den 70er Jahren bzw. davor in Betrieb genommenen Stahlleitungen ersetzt werden müssten. Vor dem Hintergrund der Abkehr von fossilen Energieträgern wird allerdings zu prüfen sein, welche Strategie zur Reinvestition die effizienteste ist, um einerseits gestrandete Investitionen zu vermeiden und andererseits die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

4.1.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Angaben seitens Creos TSO umfassen nachvollziehbare Budgets für die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die die folgenden Bereiche umfassen und die dort erforderlichen Arbeiten umfänglich abdecken dürften:

- Fremdpersonaleinsatz für periodische Kontrollen im Zusammenhang mit dem kathodischen Korrosionsschutz, der Leitungsüberwachung, der Überfliegung, der Stationsreinigung, usw.
- Messgeräte und Materialbedarf zur Wartung und Instandhaltung
- Informationstechnik und Datenverarbeitung
- Third Party Access Pflege
- Stationsüberwachung durch Sicherheitsfirmen

Die Höhe der Budgetangaben liegt im oberen Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen. Anzumerken ist zudem ein Anstieg der Aufwendungen seit der letzten Erhebung vor zwei Jahren, der bei allgemein gestiegenen Kosten keine Reduktion des Umfangs oder der Qualität der Arbeiten vermuten lässt.

4.2 Verteilnetze

4.2.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz

Die Verteilnetze verfügen insgesamt über etwa 98.000 Netzanschlusspunkte mit einer über die Verteilnetze zeitungleichen Höchstlast von etwa 1.410 MW und einer Jahresenergieabnahmemenge von etwa 6 TWh.

Die nachfolgende Tabelle 1 gibt einen Überblick über die aktuelle Versorgungsaufgabe sowie deren antizipierte Entwicklung bis 2039.

	2023	2025	2026	2027	2028	2029	2039
Anzahl der Netzanschlusspunkte	98 242	98 069	98 089	97 103	97 085	96 083	70 663
Jahreshöchstlast [MWh/h]	1 410	1 444	1 414	1 379	1 344	1 306	944
jahresenergieabgabe [GWh]	6 060	4 510	4 359	4 209	4 058	3 857	3 850
Netzlänge [km]	3 174	3 176	3 177	3 179	3 180	3 180	3 147
Hochdruck	14	15	16	16	16	16	17
Mitteldruck	828	829	829	830	831	831	825
Niederdruck	2 332	2 332	2 332	2 333	2 333	2 333	2 306
Anzahl der Stationen	963	967	967	966	960	954	811
Hochdruck	21	22	23	23	23	23	25
Mitteldruck	942	945	944	943	937	931	786

Tabelle 1. Aktuelle und erwartete Versorgungsaufgabe der Verteilnetzbetreiber [Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber]

Die Entwicklung der über die Verteilnetze zu verteilenden Gasmengen wird bis 2039 stark zurückgehen. In dem Sinne wird beispielsweise eine Reduktion der Netzanschlusspunkte von rund 28 % und der Anzahl von Stationen im Mitteldruck von rund 17 % erwartet. Grundsätzlich wird kein weiterer Netzausbau von den Verteilnetzbetreibern vorgesehen, da die Verlegung eines neuen Gasnetzes zukünftig kaum mehr technisch notwendig noch ökonomisch interessant sein wird. Zusätzlich wird eine Reduzierung des Erdgasbedarfes durch Effizienzmaßnahmen bei den Gewerbekunden erwartet. Im Hochdrucknetz kommt es zu einem leichten Anstieg der Leitungslänge von wenigen Kilometern bis 2039. Dieser erfolgt im Netz der Sudenergie, deren vollständige Vernetzung eine ausgeglichene Belastung an den Anschlusspunkten des Creos-Transportnetzes ermöglichen soll.

Der erwartete Rückgang der Erdgasnachfrage wird dazu beitragen, dass zukünftig keine erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit zu erwarten sind.

Vor dem Hintergrund des aktualisierten PNEC bleibt zu bemerken, dass die erwartete Entwicklung der Gasnachfrage Netzbetreiber für das Jahr 2039 relativ stark von dem neuen Zielszenario abweicht. Für 2039 erwarten die VNBs noch eine Jahresenergieabgabe von 3850 GWh, im Zielszenario wird jedoch nur noch ein Verbrauch von zirka 1700 GWh prognostiziert. Für das Jahr 2029 fällt der Unterschied mit rund 15 % kleiner aus. Es wird daher angeregt, dass die Netzbetreiber vor dem Hintergrund des aktualisierten PNEC die neuen erwarteten Entwicklungen in zukünftigen Analysen der Gasinfrastruktur integrieren und berücksichtigen.

Im Rahmen der Digitalisierung sind die Gasnetzbetreiber verpflichtet, die aktuellen Gaszähler durch intelligente Zähler zu ersetzen. Diese Umsetzung ist bereits weit vorangeschritten und bereits zu über 90 % abgeschlossen.

4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Die Netzlängen belaufen sich insgesamt auf etwa 3.100 km, wovon etwa 820 km auf der Mitteldruck- und etwa 2.300 km auf der Niederdruckebene verbaut sind. Mit lediglich 14 Kilometern ist die Hochdruckebene im Verteilnetz vernachlässigbar, da Rohrleitungen fast ausschließlich im Transportnetz mit Hochdruck betrieben werden. Daneben sind rund 960 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert.

Die nachfolgende Abbildung 13 zeigt die Altersstruktur des Gasverteilnetzes. Es ist ersichtlich, dass der wesentliche Aufbau erst nach den 1980-er Jahren stattgefunden hat. Dabei sind ausschließlich Betriebsmittel dargestellt, die sich aktuell noch in Betrieb befinden.

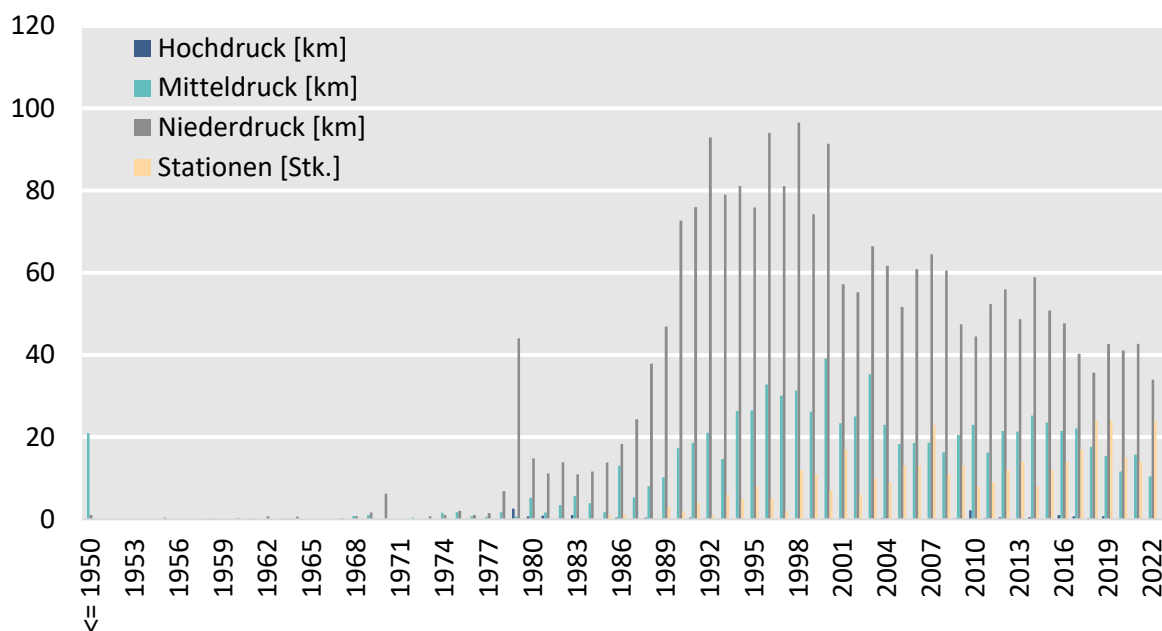


Abbildung 13. Altersstruktur der Gasverteilnetze [Quelle: eigene Darstellung]

Durch Mittelwertbildung lässt sich aus der detaillierten Darstellung in Abbildung 13 als vereinfachte Alterskennziffer das Durchschnittsalter² ableiten. Erkennbar ist, dass durch den erheblichen Ausbau mit Beginn der 1990-er Jahre der weit überwiegende Teil der Verteilnetze, vergleichbar zum Transportnetz, jünger als 34 Jahre ist. Für die Gesamtheit der Verteilnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert etwa **21 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **22 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und für die Stationen **15 Jahre**. Bei einer Kostengewichtung ergibt sich ein Mittelwert von etwa **22 Jahren** für die gesamte Verteilnetzinfrastruktur.

Damit ergibt sich als Zwischenfazit ein vergleichsweise geringes Durchschnittsalter mit großem Abstand zu den üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern. Bei diesem Durchschnittsalter und dieser Altersstruktur kann grundsätzlich von einem guten bis sehr guten Anlagenzustand ausgegangen werden.

4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

Auch für die Verteilnetze wurde eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen nach Anlagengütergruppen durchgeführt und hieraus ein Referenzverlauf der künftigen Investitionen abgeleitet, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis von technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wurde. Für Stationen wurden die von den Gasverteilnetzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von 25 Jahren verwendet. Die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Leitungen wurden für eine praxisgerechtere Berücksichtigung von 40 auf 50 Jahre angehoben. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt. Da eine solche jahresscharfe

² Eine Unterscheidung, Gewichtung und Datenanalyse für verschiedene Betriebsmittel und Zusammenführung über eine komplexere Alterskennziffer ist hier nicht erforderlich, da die Mehrheit der Betriebsmittel der Gasverteilungsnetze noch in einem Altersbereich liegt, in dem noch nicht von einer deutlich erhöhten Störanfälligkeit auszugehen ist.

Betrachtung auch bei den Verteilnetzen nicht dem üblichen Vorgehen von Gasnetzbetreibern in der Praxis entspricht, wurden über einige Jahre Durchschnittswerte gebildet und diese als Vergleich herangezogen. Die Anzahl der Jahre, mit welcher diese Durchschnittsbildung erfolgt, wurde in zwei Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht dann der Annahme, dass Anlagen-güter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu gleichen Anschaffungs- und Herstellungskosten ersetzt werden. Reale Nutzungsdauern können deutlich über diesem Wert liegen. Die notwendigen Reinvestitionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegen dementsprechend unter den ausgewiesenen Referenz-Projektionen. Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagenvermögen der Netze und Stationen berechnet.

Die Netzbetreiber haben vorrangig Daten zu Ersatzinvestitionen zugestellt, einige Netzbetreiber wiederum historische Anschaffungskosten. Während für erstere direkt die geschätzten Kosten für die Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden können, ist für letztere eine davon abweichende Vorgehensweise notwendig. Bereits für den vergangenen Berichtszeitraum vorgelegte Zeitreihenverläufe der spezifischen Investitionskosten können mit einer durchschnittlichen Preissteigerungsrate von jährlich 2 % zusammenfassend wiedergegeben werden; unter sonst unveränderten Bedingungen führt eine solche Preisentwicklung dazu, dass die Ersatzinvestitionen nach Ablauf einer technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer von beispielsweise 40 Jahren um einen Faktor 2,2 höher liegen, als die ursprünglichen Investitionskosten. Darüber hinaus werden in Luxemburg bei der erstmaligen Verlegung von Gasverteilungsleitungen die Tiefbaukosten vielfach von den Bauherren bzw. bei Mitverlegung im Zuge von Straßenbauarbeiten von den Gebietskörperschaften getragen. Bei der Erneuerung der Netze ist dies nicht mehr der Fall und die Tiefbaukosten müssen dann in der Regel vom Netzbetreiber getragen werden. Das führt dazu, dass bei einer Projektion der künftigen Investitionsanforderungen aus dem bestehenden Anlagevermögen bei der erstmaligen Reinvestition ein Aufschlag für die Tiefbaukosten vorzunehmen ist. Diese machen einen Großteil der gesamten Verlegekosten aus und werden von Netzbetreiberseite auf etwa 75 % beziffert – eine Größenordnung, die auch in vielen Vergleichsfällen zu beobachten ist. Sowohl die Preisentwicklung als auch die speziellen Gegebenheiten bzgl. Tiefbaukosten bei der Erstinvestition in Verteilnetze in Luxemburg sind in die Referenzprojektionen zu integrieren. Diese Integration wurde vorgenommen, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die jeweils angegebene technisch-wirtschaftliche Lebensdauer fortgeschrieben und das Preisniveau durch Multiplikation mit den jeweiligen sich ergebenden Faktoren angehoben wurde. Zur Berücksichtigung der Tiefbaukosten bei Leitungen wurde eine nochmalige Multiplikation mit einem Faktor 4 vorgenommen.

Die damit erstellte Referenzprojektion kann dann als Vergleichsmaßstab für die tatsächlichen Investitionen und Investitionsplanungen der Netzbetreiber herangezogen werden. Dabei sind die oben aufgeführten Einschränkungen zu berücksichtigen. Eine sinnvolle Überprüfung muss daher sicherstellen, dass ein Unterschreiten der Referenzprojektion nicht dauerhaft und erheblich erfolgt, weil ansonsten mit Einschränkungen oder Gefährdungen der Versorgungssicherheit zu rechnen wäre. Dies würde sich an einem erheblichen Überhang von in der Vergangenheit nicht entsprechend dem Referenzverlauf getätigten Ersatzinvestitionen zeigen.

Für die Verteilnetze zeigt Abbildung 14 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung:

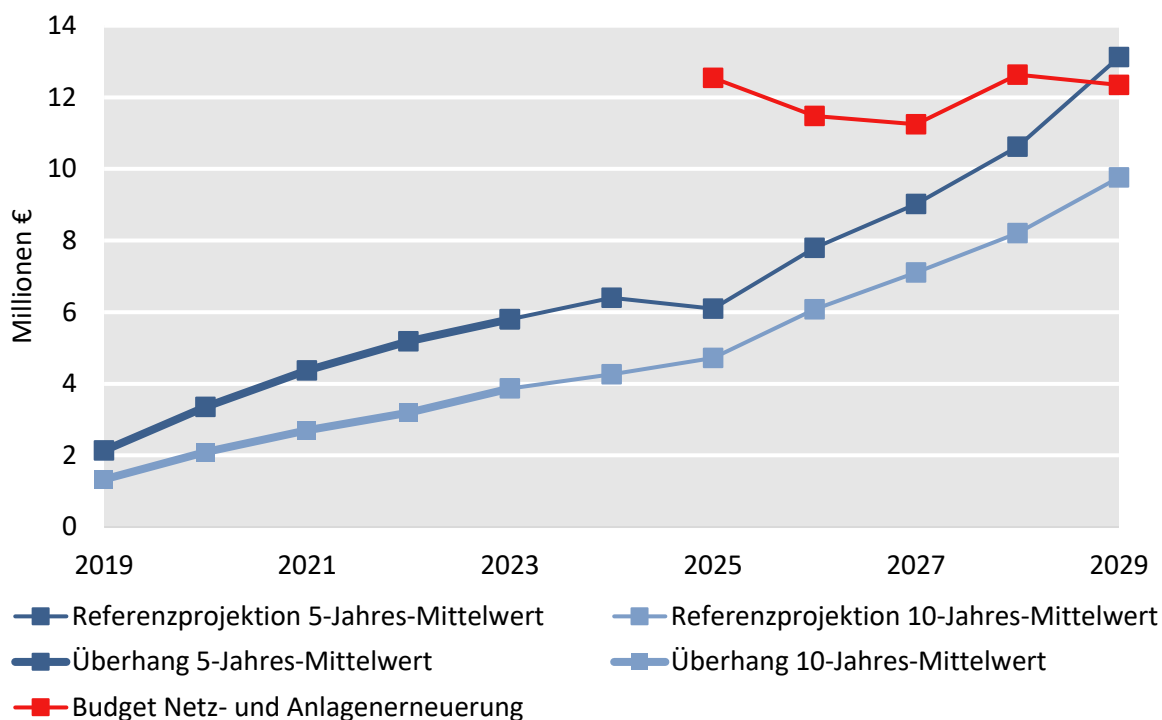


Abbildung 14. Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 36,2 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 25,7 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). [Quelle: eigene Darstellung]

Die Investitionsplanungen der Verteilnetzbetreiber liegen deutlich über der Höhe der Referenzprojektion, so dass sich diesbezüglich, bei tatsächlicher Umsetzung dieses Budgets in der Praxis, keine Zweifel an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergeben. Bei einer Erneuerung innerhalb der nächsten 10 Jahre, so wie sie die 10-Jahres-Projektion darstellt, ist auch unter Berücksichtigung der Überhänge keine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu erkennen.

In Zukunft wird eine solche Auswertung nur bedingt Aussagen zur Versorgungssicherheit zulassen, da durch die Abkehr von fossilen Energieträgern keine Investitionen mehr in dem gewohnten Umfang in die Gasnetze getätigt werden. Über die kommenden Jahrzehnte soll das Gasnetz vielmehr kontrolliert veraltet werden, was zwangsläufig zu einer Reduktion des (Re-)Investitionsbudgets bei gleichzeitigem Anstieg der Instandhaltungskosten führen wird. Dies ist aber bereits durch gezieltere Leitungsbegehungen und einer Erhöhung der Begehungszyklen bei den VNB geplant. Eine vollständige Erneuerung wird sicherlich unter Betrachtung des zukünftigen Erdgasbedarfes nur noch für Teilnetze sinnvoll sein. Zudem laufen bei einigen VNB bereits Planungen zum Rückbau der Gasnetzinfrastruktur.

4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilnetze werden nach den Angaben der betroffenen Unternehmen entsprechend den einschlägigen Vorschriften gewartet und instandgehalten. Hierzu gehören Beschreibungen der regelmäßigen Wartung gemäß G491/G492, monatliche und jährliche Kontrollen sowie im zwei- bzw. vierjährigen Rhythmus vorausbestimmte Instandhaltungsarbeiten mit dem Austausch der üblichen Verschleißteile z. B. in Reglern oder Filtern. Die Höhe der Budgetangaben für die Wartung und Instandhaltung der

Verteilnetze liegt dabei im oberen Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

5 Übersicht der Präventions- und Notfallpläne

Im Rahmen der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 nehmen die Mitgliedstaaten eine vollständige Bewertung der Risiken vor, die die Sicherheit der Erdgasversorgung in ihrem Mitgliedstaat gefährden, indem sie unter anderem alle nationalen und regionalen Gegebenheiten in Bezug auf Netzkonfiguration, Lastflüsse, Kapazitäten und verschiedenen Verbrauchsszenarien berücksichtigen. Dieselbe Verordnung sieht auch vor, dass die Mitgliedstaaten einen Präventions- sowie einen Notfallplan (Originaltitel im Französischen „Plan d’action préventif“ und „Plan d’urgence“) erstellen müssen.

Eine Kernmaßnahme der Verordnung liegt in der Erweiterung von weitgehend nationalen Ansätzen zur Sicherung der Versorgungssicherheit auf eine Bildung von regionalen Kooperationen sowie auf eine Stärkung des Binnenmarktes. So definiert die Verordnung unterschiedliche Risikogruppen aus Mitgliedstaaten, die sich regional hinsichtlich der Versorgungssicherheit abstimmen und Risikobewertungen durchführen sollen. Luxemburg ist in sechs solcher Gruppen vertreten. Basierend auf regionalen Risikobewertungen wurden Präventions- und Notfallpläne erstellt. Darin sind Risiken aufgelistet, die in Bezug auf Wahrscheinlichkeit, Dauer und Auswirkung bewertet wurden. Des Weiteren enthalten die Pläne Maßnahmen, die den aufgelisteten Risiken entgegenwirken sollen. Vor dem Hintergrund der Energiekrise wurde der Notfallplan Ende 2022 umfassend aktualisiert [13], und die Risikobewertung der Gasversorgung Luxemburgs sowie der Präventionsplan im Juni 2023 [14].

Darüber hinaus sieht die Verordnung für Mitgliedstaaten über die Mechanismen des Gasmarktes hinaus die Möglichkeit vor, im Fall von Versorgungskrisen auf die Solidarität anderer Mitgliedstaaten zurückzugreifen. Dazu sollen die Mitgliedstaaten bilaterale Vereinbarungen zu den Konditionen solcher Solidaritätsmaßnahmen treffen. Mit der Notfallverordnung (EU) 2022/2576 des Rates vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preisreferenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas wurden Standardvorschriften für diese Solidaritätsmaßnahmen eingeführt, die im Falle von fehlenden bilateralen Vereinbarungen deren Grundprinzipien definiert. Diese Standardvorschriften wurden durch das neue Gas- und Wasserstoff-Paket übernommen und verstetigt.

Generell verfolgt Luxemburg durch den gemeinsamen Gasmarkt mit Belgien bereits eine enge zwischenstaatliche Kooperation, die weiter inhaltlich und institutionell vertieft werden sollte, v. a. auch im Bereich der Versorgungssicherheit. Dies gilt ebenfalls für die Beziehungen mit Deutschland. Zur Vorbereitung der bilateralen Vereinbarungen mit diesen zwei Ländern sollte auf Basis der o. g. Risikobewertungen geprüft werden, ob und unter welchen Bedingungen Luxemburg Solidarität leisten kann, bzw. unter welchen Bedingungen aus Sicht Luxemburgs Anfragen für Solidaritätsmaßnahmen sinnvoll erscheinen. Um den Ablauf der Solidaritätsmaßnahmen auf nationalem Niveau weitgehend vorzubereiten, wurden entsprechende rechtliche Dokumente und Pläne durch das Ministerium ausgearbeitet, so dass in einer Notsituation schnelle Handlungsbereitschaft besteht.

Ergänzend zum Präventions- und Notfallplan Luxemburgs sieht das Gasgesetz vom 1. August 2007 vor, dass die Gasnetzbetreiber einen Lastabschaltplan („Plan de délestage“) erstellen. Dieser beschreibt welche Maßnahmen die Netzbetreiber bei außergewöhnlichen Ereignissen oder Krisen auf dem Energiemarkt ergreifen um das Gasnetz zu entlasten. Der Plan wirkt hierbei auf Ereignisse mit kurzfristigem Zeithorizont und regelt insbesondere, in welcher Reihenfolge die Last abgeworfen werden soll. Vor

einer Abschaltung von Endverbrauchern, die als so genannte geschützte Endkunden behandelt werden, würden dabei Industriekunden und KWK-Anlagen vorerst vom Netz gehen.

Ebenfalls ergänzend zu den oben genannten Plänen befasst sich das Hochkommissariat für die nationale Sicherheit (HCPN) im Rahmen des Gesetzes vom 23. Juli 2016 auch mit dem Schutz kritischer Infrastrukturen, und schließt dabei unter anderem auch den Fall eines Energieausfalls mit ein. Der entsprechende Regierungsplan („Plan d’intervention d’urgence (PIU) - rupture énergie“) findet insbesondere in Krisensituationen Anwendung, die über die Kompetenzen einzelner Ministerien hinausgehen [15]. Er führt vor allem koordinierende Maßnahmen ein, wie z. B. die Bestimmung der für die Krisenbewältigung zuständigen Organe oder die Festlegung von Notfallmaßnahmen und der jeweiligen Verantwortlichen.

Tabelle 2 gibt einen Überblick der nationalen Präventions- und Notfallpläne.

Plan	Rechtliche Grundlage	Kompetenz
Nationale Risikobewertung (Evaluation nationale des risques)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 7)	Ministerium
Präventionsplan (Plan d’action préventif)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 8 & 9)	Ministerium
Notfallplan (Plan d’urgence)	Règl.(UE) 2017/1938 (Art 8 & 10)	Ministerium
Lastabschaltplan (Plan de délestage)	Loi du 1/08/2007 gaz naturel (Art 18 & 19)	Gasnetzbetreiber
Regierungsplan Energieausfall (PIU rupture énergie)	Loi du 23/07/2016 HCPN (Art 3(1))	Hochkommissariat für nationale Sicherheit (HCPN)

Tabelle 2. Übersicht der Präventions- und Notfallpläne [Quelle: eigene Darstellung]

Zusätzlich zu den oben genannten Plänen ist außerdem die institutionelle Zusammenarbeit Luxemburgs mit Nachbarstaaten und innerhalb der EU zu erwähnen, die aufgrund der Abhängigkeiten Luxemburgs im Gasbereich eine wichtige Rolle für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einnimmt. Darunter fallen insbesondere die oben schon genannte bilaterale Zusammenarbeit mit Belgien (die seit dem Ausbruch des Ukraine Konflikts durch eine „BeLux Crisis Group“ intensiviert wurde), die durch die EU-Verordnung 2017/1938 geregelte Arbeit in den so genannten regionalen „Risk Groups“³, das regionale Pentilaterale Energieforum⁴, sowie die durch die EU-Verordnung 994/2010 geschaffene EU Gas Coordination Group.

³ Luxemburg ist in insgesamt sechs solchen regionalen Gruppen vertreten.

⁴ Regionaler Zusammenschluss von Ministerien, TSOs und Regulierungsbehörden aus Belgien, Deutschland, Österreich, Schweiz, Niederlande, Frankreich und Luxemburg.

6 Literatur

- [1] Statec, „Luxembourg is still a high-carbon society, but one that is becoming less carbon-intensive,“ 2023.
- [2] ACER, Key developments in EU gas wholesale markets, 2023.
- [3] ENTSO-G, Overview of physical gas flows to Europe, 2023.
- [4] bruegel, European natural gas imports, 2023.
- [5] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2022/1369, 2022.
- [6] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2023/706, 2023.
- [7] Bruegel, „European natural gas demand tracker,“ [Online]. Available: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-demand-tracker>.
- [8] Europäische Kommission, Verordnung (EU) 2022/2301, 2022.
- [9] ACER, „ACER’s inventory of 400+ energy emergency measures seeks to aid policy makers going forward,“ [Online]. Available: <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acers-inventory-400-energy-emergency-measures-seeks-aid-policy-makers-going-forward>.
- [10] Europäische Kommission, „REPowerEU - 2 years on,“ 2024. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/actions-and-measures-energy-prices/repowereu-2-years_en.
- [11] ENTSO-G, „ENTSOG Summer Supply Outlook with Winter 2024/2025 Overview,“ 2024.
- [12] Ministerium für Wirtschaft und Ministerium für Umwelt, Klima und Biodiversität, „Nationaler integrierter Klima- und Energieplan,“ 2024.
- [13] Ministerium, „Plan d’urgence relatif à la sécurité d’approvisionnement en gaz,“ 2022.
- [14] Ministerium, „Plan d’action préventif relatif à la sécurité d’approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938,“ 2023.
- [15] Hochkommissariat für die nationale Sicherheit, „Plan d'intervention d'urgence - rupture énergie,“ [Online]. Available: <https://infocrise.public.lu/fr/publications/rupture-energie/plan-intervention-urgence-rupture-energie.html>.