



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

Juli 2018

Inhalt

Inhalt	1
1 Einführung	1
2 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung	1
3 Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation	3
3.1 Stand und Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg	3
3.2 Aufkommen	5
3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung	5
3.4 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten	7
3.5 Neue europäische Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung	10
4 Gasnetze	12
4.1 Transportnetz	12
4.1.1 Alter und Zustand der Netze	12
4.1.2 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	14
4.1.3 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	17
4.1.4 Erweiterung des Netzes	18
4.2 Verteilungsnetze	18
4.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe	18
4.2.2 Alter und Zustand der Netze	20
4.2.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	23
4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	25

1 Einführung

Dem Ministère de l'Économie des Großherzogtums Luxemburg wird durch Art. 16 des im August 2007 in Kraft getretenen Gesetzes über die Organisation des Gasmarktes die Aufgabe übertragen, jährlich einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Erdgasversorgung vorzulegen und an die EU-Kommission sowie an die nationale Regulierungsbehörde weiterzuleiten.

Als Grundlage für diesen Bericht sind die Unternehmen des Erdgassektors verpflichtet, jegliche hierfür benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese umfassende Verpflichtung wird in Art. 17 des Gesetzes zusätzlich dahingehend konkretisiert, dass jeder Netzbetreiber im Laufe eines Jahres nach Inkrafttreten des Gesetzes einen 10-Jahres-Plan über die Entwicklung seines Netzes vorlegen und anschließend alle 2 Jahre aktualisieren muss.

Die luxemburgischen Gastransport- und -verteilungsnetzbetreiber haben an das luxemburgische Wirtschaftsministerium Daten und Informationen übermittelt, auf deren Grundlage dieser Bericht nach Art. 16 Abs. 4 des Gasmarktgesetzes erstellt wurde.

Die aktuellste Fassung des Berichts der Regulierungsbehörde ILR nach Art. 51 Abs. 6 des Gasmarktgesetzes wurde bei der Abfassung des vorliegenden Berichts berücksichtigt.

2 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Sicherheit und Qualität der Versorgung

Entsprechend den Vorgaben aus Art. 16 des Gasmarktgesetzes ist *Versorgungssicherheit* als umfassender Begriff zu verstehen, der die Gesamtsicht auf die Versorgung der Kunden widerspiegelt.

Die Versorgungssicherheit umfasst damit grundsätzlich alle Stufen der Wertschöpfungskette, von der Förderung und dem Import über den Handel, die Fernleitung und Speicherung, den Vertrieb bis zur Verteilung von Gas. Für die praktische Bewertung im Falle der Versorgungssicherheit Luxemburgs sind aber zwei Abgrenzungen zu treffen:

Zum einen ist eine Abgrenzung und Berücksichtigung der Überschneidungen von *Versorgungsqualität* und *Versorgungssicherheit* erforderlich. Ein Einbezug von langanhaltenden Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden auf Basis der Daten, Informationen und Auswertungen der Regulierungsbehörde ist grundsätzlich sinnvoll und bereits

durch die europäische Verordnung 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung vorgegeben. Im Rahmen dieser europäischen Verordnung sind die Mitgliedstaaten gehalten, eine vollständige Bewertung der Risiken vor zu nehmen, die die Sicherheit der Erdgasversorgung in ihrem Mitgliedstaat gefährden, indem sie unter anderem alle nationalen und regionalen Gegebenheiten in Bezug auf Netzkonfiguration, Lastflüssen, Kapazitäten und verschiedenen Verbrauchsszenarien berücksichtigen. Diese Bewertung muss alle zwei Jahre erneuert werden. Die selbe Verordnung sieht auch vor, dass die Mitgliedstaaten einen Präventions- sowie einen Notfallplan erstellen müssen.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit in Luxemburg sind daher auch Versorgungsunterbrechungen, die bezogen auf Luxemburg einen größeren Umfang darstellen, zu berücksichtigen. Derartige Ereignisse sind international äußerst selten und in Luxemburg in der Gasversorgung in den letzten Jahren überhaupt nicht aufgetreten, auch nicht im Zusammenhang mit den Einschränkungen in der Lieferung russischen Erdgases nach Europa aufgrund von Auseinandersetzungen zwischen Russland und der Ukraine bzw. der außergewöhnlichen meteorologischen Situation im Winter 2012 und dadurch bedingter technischer Probleme in einzelnen europäischen Gasversorgungssystemen; diese Problematik weist damit für Luxemburg keine akute Bedeutung auf. Diese Ereignisse haben allerdings die Notwendigkeit einer dauerhaften und strategischen Beobachtung und Vorsorge mit Blick auf größere Versorgungsunterbrechungen aufgezeigt. Kurzfristige Versorgungsunterbrechungen sind hingegen nicht Gegenstand des Berichts des Wirtschaftsministeriums. Dieses Thema wird durch die Kompetenzen der Regulierungsbehörde abgedeckt. Gleiches gilt auch für die Aspekte der technischen und der kommerziellen Qualität der Versorgung.

Zum anderen werden aus geologischen und technisch-wirtschaftlichen Gründen zwei der oben genannten Stufen der Gasversorgungskette überhaupt nicht in Luxemburg selbst durchgeführt: Mangels entsprechender Gasvorkommen kann in Luxemburg naturgemäß keine Förderung von Erdgas stattfinden, und in ähnlicher Weise fehlen auch für die Gasspeicherung die geologischen Voraussetzungen in Form von Kavernen oder Aquiferen. Daher können in diesem Bericht die außerhalb Luxemburgs gelegenen Einflüsse aus Gasproduktion und Gasspeicherung für die Versorgungssicherheit in Luxemburg nur verkürzt behandelt und nicht detailliert untersucht werden. Eine völlige Außerachtlassung wäre nicht sachgerecht, da dadurch wesentliche Elemente der Versorgungssicherheit nicht angemessen berücksichtigt würden. Eine Behandlung

im Detail würde hingegen der Tatsache nicht Rechnung tragen, dass diese Aspekte durch Maßnahmen in Luxemburg nur sehr eingeschränkt beeinflusst werden können. Für die Stufen der Produktion und Speicherung gilt daher vorrangig die Verantwortung der Unternehmen, entsprechende Verfügbarkeiten vertraglich zu gewährleisten, wie in den Abschnitten 3.2 und 3.3 ausgeführt wird. Die hohe Bedeutung verfügbarer Produktions- und Speicherkapazitäten für die Versorgungssicherheit in Luxemburg wird nicht dadurch geschmälert, dass sie außerhalb der Landesgrenzen bereitgestellt werden. Die Vermeidung von Versorgungseinschränkungen während der Lieferengpässe aus Russland um den Jahreswechsel 2008/2009 spricht dafür, dass den Unternehmen dies derzeit gut gelingt.

3 Aktuelle und zukünftige Versorgungssituation

3.1 Stand und Entwicklung der Nachfrage in Luxemburg

Datenbasis für diesen Themenbereich sind die Berichte der Netzbetreiber, die auch Prognosen zur Lastentwicklung enthalten. Die diesbezüglichen Angaben in den Berichten der Netzbetreiber wurden überprüft und stellen eine grundsätzlich nachvollziehbare Planungsgrundlage für die nächsten Jahre dar, die allerdings einer regelmäßigen Überprüfung und ggf. auch Korrektur bedarf.

Die Aufteilung und Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas in Luxemburg zeigt Bild 3.1.

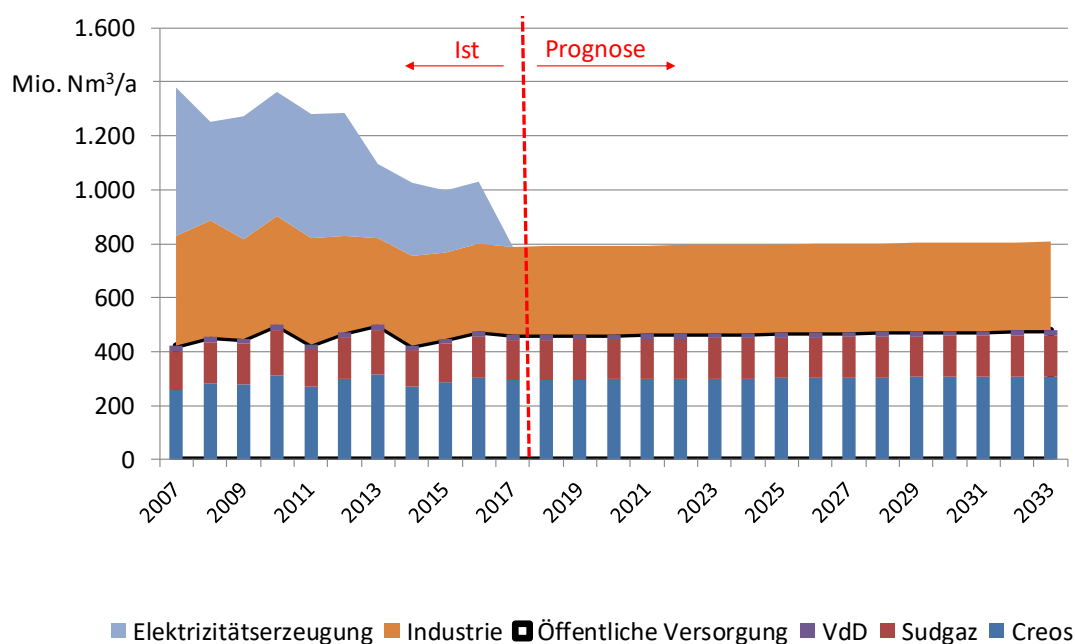


Bild 3.1: Entwicklung der Erdgasnachfrage nach Sektoren

Bild 3.1 zeigt den Verbrauch in der öffentlichen Versorgung in der Aufteilung auf die vier Verteilungsgebiete, sowie den Verbrauch in der Industrie und in der Elektrizitätserzeugung über die letzten 10 Jahre sowie die Prognosen der Verteilnetzbetreiber für die Zukunft. Die größte Veränderung in der Gesamtabnahmemenge ergibt sich durch den Einsatz von Erdgas für den Betrieb des Kraftwerks Twinerg für die Erzeugung elektrischer Energie, die in der Vergangenheit mit etwa 40 % einen sehr hohen Anteil der insgesamt in Luxemburg verbrauchten Erdgasmenge eingenommen hat. Da das Kraftwerk mittlerweile stillgelegt ist, wird aktuell für die Stromerzeugung praktisch kein Gas mehr verbraucht, sodass sich auch der insgesamt jährliche Erdgasverbrauch auf dem niedrigsten Stand seit Beginn des Monitorings befindet.

Im Winter 2015-2016 befand sich das Kraftwerk zwar noch in der strategischen Reserve des belgischen Stromversorgungssystems. Da der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia die Anlage über die Periode Winter 2015-2016 hinaus nicht mehr für die strategische Reserve des belgischen Stromversorgungssystems kontrahiert hatte und Twinerg somit nicht mehr als Reservekraftwerk für das belgische Stromversorgungssystem in Betriebsbereitschaft gehalten wurde, hatten die Aktionäre von Twinerg entschieden, die Anlage endgültig stillzulegen. Infolgedessen wird seit 2017 kein Erdgas mehr für die Elektrizitätserzeugung in Großkraftwerken eingesetzt.

Der Verbrauch in der Industrie, sowie das Verbrauchsniveau in der öffentlichen Versorgung können als über die letzten Jahre relativ konstant angesehen werden. Innerhalb des betrachteten Zeitraums unterlagen aber beide Verbräuche aufgrund der Temperaturabhängigkeit zum Teil deutlichen Schwankungen.

Wie auch in den Jahren zuvor geht Creos über die nächsten Jahre von einem stetigen, aber sehr geringen Wachstum der Erdgasnachfrage in den Verteilnetzen aus. Insgesamt soll bis 2033 der Erdgasbedarf um etwas unter 4 % bzw. 0,26 %/a zunehmen. Damit hat Creos die Wachstumserwartungen auf der Verteilnetzebene gegenüber der letzten Periode um 0,2 % leicht nach unten angepasst.

Die Erwartungen bei der Entwicklung des Industrieverbrauches sind mit den Erwartungen der öffentlichen Versorgung vergleichbar. Für die Zukunft geht Creos auf der Basis der historischen Entwicklungen und der derzeit bekannten Perspektiven von einem leicht steigenden Lastniveau der bestehenden Kunden für die kommenden Jahre aus. Aktuell ist weiterhin nicht erkennbar, dass sich neue Industrieunternehmen mit nennenswerten Gasverbräuchen ansiedeln werden.

Insgesamt steht somit einem antizipierten leicht, aber stetig wachsenden Verbrauch in der öffentlichen Versorgung ein Nachfragewegfall in der Stromerzeugung gegenüber, was zu einer in Summe langfristigen deutlichen Verringerung der Gesamtnachfrage gegenüber der Vergangenheit führt.

3.2 Aufkommen

Luxemburg deckt seinen Gasbedarf über die Transportnetze der vorgelagerten Netzbetriebsgesellschaften in Belgien und Deutschland, die wiederum den Zugang zu den Förderstätten in der Nordsee, Russland, Katar, den Niederlanden etc. herstellen. Die Lieferungen werden über die Netzbetreiber und/oder über Handels- und Liefergesellschaften abgewickelt. Die genaue Ausgestaltung der kommerziellen Bedarfsdeckung liegt nicht vor und bleibt daher von einer Veröffentlichung ausgenommen.

3.3 Möglichkeiten der Gasspeicherung

Luxemburg verfügt nicht über inländische Gasspeicher. Dies ist bedingt durch die geologischen Voraussetzungen, die an räumlich entfernten Standorten besser geeignet sind als in Luxemburg selbst. Daher werden das erforderliche Arbeitsgasvolumen und die entsprechenden Ein- und Ausspeicherkapazitäten in anderen Ländern genutzt, insbesondere in den Liefer- und Transitländern, aus denen oder über die auch die Gasbeschaffung erfolgt.

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 Unternehmen abgeschlossen werden, wie dies auch bereits heute der Fall ist und insbesondere durch die Informationen seitens Creos TSO bestätigt wird.

Diese physische Speicherkapazität der in relativer geografischer Nähe zu Luxemburg liegenden und über Gasfernleitungen gut verbundenen Gasspeicher zeigt, dass eine mangelnde *physische* Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten nicht zu befürchten ist, auch wenn keine Speicherkapazitäten in Luxemburg selbst bestehen.

Die *kommerzielle* Verfügbarkeit ist hiervon getrennt zu betrachten und eine Frage der preislichen Bewertung und der vertraglichen Absicherung. Hierzu liegen aus Vertraulichkeitsgründen

keine detaillierten Informationen vor. Creos gibt aber an, eine Speicherkapazität von insgesamt +/- 135.000 Nm³/h gebucht zu haben. Diese Kapazität steht somit auch kommerziell sicher zur Verfügung.

Die technische Erreichbarkeit grundsätzlich verfügbarer Speicherkapazitäten muss allerdings durch die entsprechenden Leitungskapazitäten sichergestellt werden, wie nachfolgend erörtert wird.

3.4 Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten

In diesem Abschnitt wird die Angemessenheit und Bedarfsentwicklung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten in Luxemburg auf Basis der Berichte und Datenübermittlungen der Netzbetreiber dargestellt. Neben Investitionen in Infrastrukturmaßnahmen werden dabei auch durch den Netzbetreiber Creos TSO initiierte marktliche Maßnahmen dargestellt. Ausweislich der Berichterstattung von Creos ist die Bedarfsdeckung in der Vergangenheit stets sichergestellt gewesen und Versorgungsunterbrechungen oder Engpässe sind an keiner Stelle berichtet worden.

Bild 3.2 zeigt die Verbindungspunkte an das europäische Gasverbundnetz zu Belgien, Deutschland und Frankreich.



*Bild 3.2: Kartographische Darstellung der Versorgungssituation Luxemburgs
(Quelle: Creos)*

Da in Luxemburg selbst kein Erdgas gefördert wird, findet der Import über die vier jeweils mit einem Punkt gekennzeichneten Grenzkuppelstellen statt. Zu Deutschland liegt die Anknüpfung in Remich, zu Belgien in Pétange und Bras, zu Frankreich ist der Koppelpunkt 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 Sudgaz 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 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 in Zusammenarbeit mit dem belgischen Netzbetreiber Fluxys die beiden nationalen Gasmärkte zu einem länderübergreifenden Markt Belux fusioniert. Im Zuge dieser Zusammenlegung der Marktgebiete wurden auch die zugesicherten nicht-unterbrechbaren Kapazitäten an der belgischen Grenze deutlich auf ihre maximal technische Verfügbarkeit von (druckabhängig) 180.000 Nm³/h erhöht, was eine deutliche Steigerung der nicht-unterbrechbaren Kapazitäten darstellt und die Versorgungssicherheit Luxemburgs nachhaltig gewährleistet ohne Leitungsausbau betreiben zu müssen. Die Erhöhung der zugesicherten nicht-unterbrechbaren Kapazitäten kann durch eine beiderseitige Absicherung der Drücke an den Grenzübergangsstellen generiert werden. Im Rahmen der Marktzusammenlegung erfolgte parallel ebenfalls eine Änderung der Rahmenparameter bei der Buchung der Kapazitäten: So wird diese nicht mehr wie ursprünglich durch die Händler, sondern durch Creos TSO selbst gebucht, womit auch die Verantwortung zur Absicherung der Grenzübergangskapazitäten von den Händlern an Creos übergegangen ist.

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 unterbrechbaren Einspeisekapazität ist in Remich nach Angaben von Creos TSO auf

den Maximalwert von 100.000 Nm³/h begrenzt. Zu Beginn des Jahres 2019 soll diese in Absprache mit dem deutschen Übertragungsnetzbetreiber OGE auf 90.000 Nm³/h weiter reduziert werden.

Die sicher zur Verfügung stehende Einspeisekapazität setzt sich somit – unter Berücksichtigung der Mindestdrücke – momentan zu insgesamt 280.000 Nm³/h zusammen.

Der historische Höchstlastfall liegt bei 297.000 Nm³/h und verteilt sich wie folgt auf die einzelnen Verbrauchergruppen:

- Weiterverteilungsnetz 173.500 Nm³/h ~ (58 %)
- Industrie 56.500 Nm³/h ~ (19 %)
- GuD-Anlage 67.000 Nm³/h ~ (23 %)

Der Verbrauch im historischen Höchstlastfall liegt somit über den gesicherten Einspeisekapazitäten. In der Vergangenheit konnte eine sichere Versorgung dennoch gewährleistet werden, da

- faktisch höhere als die Mindestdrücke zur Verfügung standen und sich damit die Einspeisekapazitäten erhöhten und
- die die Einspeisekapazitäten übersteigende Ausspeisung für begrenzte Zeit aus dem Netzpuffer bedient werden kann¹.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass mittlerweile das GuD-Kraftwerk Twinerg stillgelegt ist und somit der historische Höchstlastfall in seiner jetzigen Größenordnung als nicht mehr repräsentativ angesehen werden kann. Die momentan zu beobachtende jährliche Spitzenlast liegt deutlich unter diesem Wert.

Perspektivisch geht Creos für den Zeitraum um 2033 von einem geringen Wachstum auf der Verteilnetzebene aus. Entsprechend rechnet Creos mit einer zukünftigen Spitzenlast von 251.000 Nm³/h, die mit 195.000 Nm³/h zum Großteil auf den Verteilungsnetzen basiert. Die Spitzenlast der Industrie sieht Creos entsprechend als konstant an.

¹ Der Netzpuffer beträgt ungefähr 340.000 Nm³ und kann somit den historischen maximal std. Gasabsatz für etwa 70 Minuten (ohne sonstige Importe) bedienen.

Neben der Gegenüberstellung der vertraglich gesicherten Leistung und der Höchstlast muss Creos zusätzlich sicherstellen, dass bei Ausfall eines Betriebsmittels (sogenannter n-1-Fall) sämtliche geschützte Kunden weiterhin unterbrechungsfrei versorgt werden können (verbleibende Summenkapazität aller Grenzübergangspunkte bei Ausfall der Verbindung mit der höchsten Kapazität). Die aktuelle Spitzenlast der geschützten Kundengruppe beträgt laut Creos etwa 140.000 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 gebuchte sicher zur Verfügung stehende (n-1)-Kapazität auf 170.000 Nm³/h reduzieren. Diese Kapazität ist ausreichend, um die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden zu gewährleisten, allerdings wäre im Spitzenlastfall die Versorgung der gesamten Verteilungsebene nur eingeschränkt möglich. Creos könnte in diesem Fall allerdings prüfen, ob je nach Verbrauchsszenario der Kapazitätsbedarf am Grenzkopplungspunkt Remich bis zu seiner maximalen Einspeisekapazität von 150.000 Nm³/h erhöht werden kann. Der für die Versorgungssicherheit kritischste Ausfall würde somit von dem Grenzkopplungspunkt Bras auf Remich übergehen und die (n-1)-Kapazität auf 180.000 Nm³/h ansteigen lassen, die ausreichen würden, um den Verbrauch auf der Verteilungsebene zu decken.

Eine Kapazitätserhöhung in Form von der Inbetriebnahme neuer Rohrleitungen ist somit seitens Creos, insbesondere auch unter Berücksichtigung der Stilllegung der GuD-Anlage Twinerg, aktuell nachvollziehbar nicht geplant.

3.5 Neue europäische Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung

Am 16. Februar 2016 hat die EU-Kommission im Rahmen des Winterpaketes einen Vorschlag zur nachhaltigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Europa publiziert. Das von der Kommission beschlossene Paket setzt sich dabei aus verschiedenen Maßnahmen zusammen, die auf die Engpasssituation im Rahmen der beiden Gaskrisen von 2006 und 2009 und auf die angespannte Lage zwischen Russland und der Ukraine Bezug nehmen. Am 25. Oktober 2017 wurden die Vorschläge der EU-Kommission durch die Verordnung (EU) 2017/1938 des Euro-

päischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 in geltendes Recht umgewandelt.

Eine Kernmaßnahme der neuen Verordnung liegt in der Erweiterung von weitgehend nationalen Ansätzen zur Sicherung der Versorgungssicherheit auf eine Bildung von regionalen Kooperationen sowie auf eine Forcierung des Binnenmarktes über zu gehen. 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. Ausgehend von den regionalen Risikobewertungen, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts gerade durchgeführt werden, werden anschließend Präventions- und Notfallpläne ermittelt.

Darüber hinaus sieht die Verordnung für Mitgliedsstaaten über die Mechanismen des Gasmarktes hinaus die Möglichkeit vor, auf Solidaritätsmaßnahmen anderer Mitgliedsstaaten im Fall von Versorgungskrisen zurückzugreifen. Grundsätzlich sind die Mitgliedsstaaten gehalten, vorbereitend bilaterale Vereinbarungen zu Bedingungen und Konditionen solcher Solidaritätsmaßnahmen zu treffen. Durch den gemeinsamen Gasmarkt mit Belgien erfolgt zwar bereits eine enge zwischenstaatliche Koordination. Zur Vorbereitung möglicher bilateraler Vereinbarungen mit anderen Mitgliedsstaaten sollten die verantwortlichen Netzbetreiber auf Basis o. g. Risikobewertungen dennoch prüfen, ob und unter welchen Bedingungen Luxemburg Solidarität gewähren kann bzw. ob Situationen auftreten können, bei denen Solidaritätsmaßnahmen aus Sicht Luxemburgs sinnvoll erscheinen.

Flankiert werden sollen diese Maßnahmen durch eine zukünftig stärkere Rolle von Flüssigerdgas (LNG) in Kombination mit einer strategischen Einbindung der Speicherkapazitäten. Ziel liegt hierbei in einer Reduzierung der Abhängigkeiten einzelner Mitgliedsstaaten von einzelnen Versorgungsquellen. Zur Zielerreichung sollen wichtige Infrastrukturprojekte identifiziert werden.

Da Gas neben anderen fossilen Brennstoffen umfangreich zur Wärme- und Kälteerzeugung eingesetzt wird und dabei umfangreich CO₂-Emissionen freigesetzt werden, adressiert die letzte Maßnahme eine Steigerung der Energieeffizienz sowie den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung. Dadurch soll unter anderem auch die Abhängigkeit von Drittländern, aus denen momentan umfangreich Erdgas importiert wird, nachhaltig geschmälert werden.

4 Gasnetze

4.1 Transportnetz

4.1.1 Alter und Zustand der Netze

Auf Grundlage der von Creos bereitgestellten Informationen, insbesondere hinsichtlich der Abschnitte und Datenübermittlungen zu Netzstatistik und -altersstruktur, ergibt sich das im Folgenden beschriebene Bild für die Entwicklung des Gastransportnetzes.

Die übermittelten Daten ermöglichen es, die Investitionsverläufe der Vergangenheit zu analysieren, die bereits in ihrer Gesamtheit eine Einschätzung des Netzzustands und der zukünftigen Investitionsanforderungen erlauben. Dies zeigt nachfolgend Bild 4.1 für das Gastransportnetz:

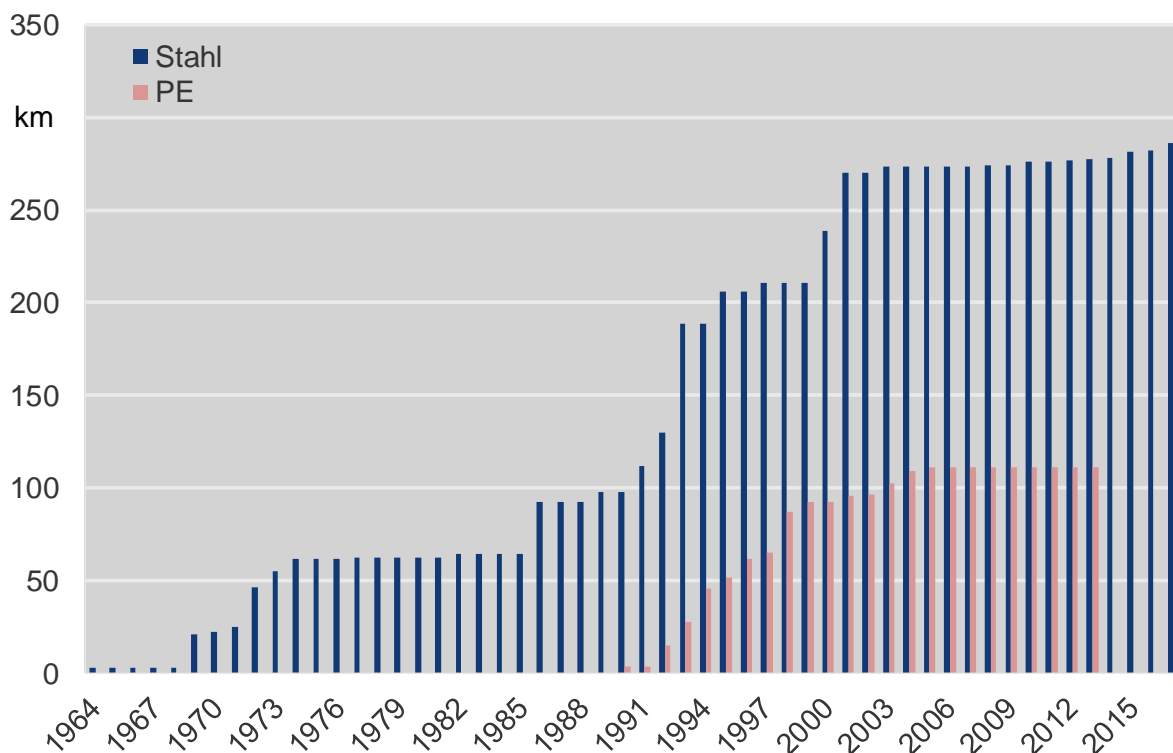


Bild 4.1: Entwicklung des Gastransportnetzes nach Rohrleitungsmaterialien

Das Transportnetz besteht aus ca. 287 km Hochdruckleitungen, die sich seit 2014 nur noch aus Stahlleitungen zusammensetzen. Zu Beginn des Jahres 2014 hat Creos TSO umfangreich Betriebsmittel an Creos DSO (unter anderem alle Polyethylen-Leitungen) übergeben, die nicht

mehr mit Hochdruck betrieben werden und nicht mehr zum Transportnetz zählen. Deshalb sind diese PE-Leitungen ab 2014 nicht mehr in der Grafik aufgeführt.

Neben diesen Rohrleitungen existieren im Transportnetz momentan insgesamt 63 Verteilerstationen (Druckregelungsstationen) zu nachgelagerten Netzen.

Aus Bild 4.1 ist erkennbar, dass in den letzten Jahren geringe Erweiterungen am Transportnetz vorgenommen wurden, und die Mengengerüste nahezu konstant sind. Da der Ausbau der Hauptstränge abgeschlossen ist, werden aktuell und zukünftig nur noch geringfügige Erweiterungen der Nebenstränge vorgenommen, sodass auch für die nächsten Jahre nicht mit deutlichen Änderungen der aggregierten Rohrleitungslängen zu rechnen ist.

Auf Veranlassung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber kann es allerdings auf Nebensträngen, beispielsweise durch Ansiedlung neuer Kunden und Netzerweiterungen im Verteilungsnetz zu Engpässen sowohl im Verteil- als auch im Transportnetz kommen. Creos TSO wirkt diesen Engpässen durch die Inbetriebnahme neuer Übergabestationen und durch Netzverstärkungen und -erweiterungen gezielt entgegen und gewährleistet somit langfristig die Versorgungssicherheit in Luxemburg. Creos hat hierzu eine Liste mit konkreten Projekten über die nächsten Jahre übermittelt, die nachvollziehbar die Angemessenheit der Netzverstärkungen und -erweiterungen belegen.

Bild 4.2 zeigt die Altersstruktur der Rohrleitungen im Detail.

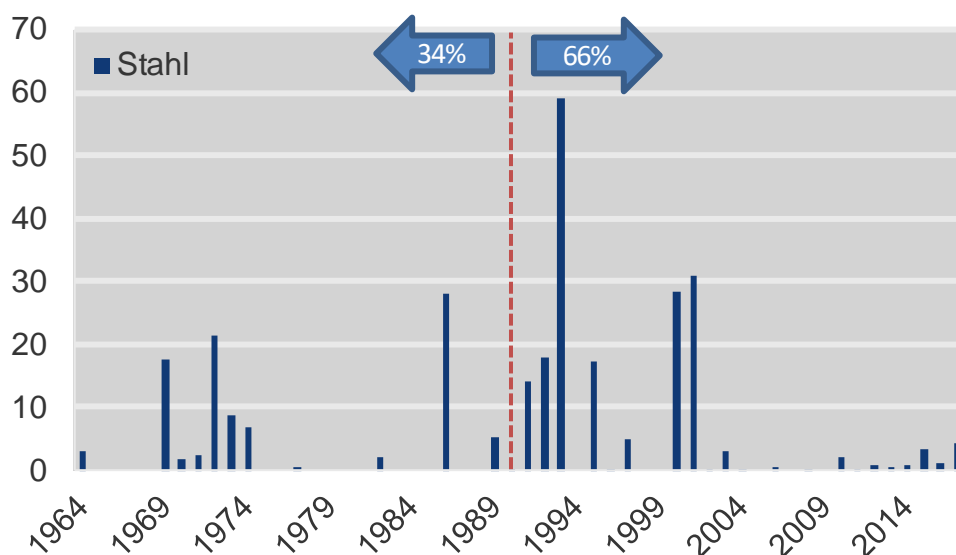


Bild 4.2: Altersstruktur des Gastransportnetzes

Die Analyse der in Bild 4.2 dargestellten Daten zeigt, dass ca. 66 % des Netzes (190 km von 287 km) nach 1990 errichtet wurde und somit maximal 27 Jahre alt ist. Damit ergibt sich als Zwischenfazit für das Gastransportnetz in Luxemburg ein vergleichsweise geringes Durchschnittsalter mit einem großen Abstand zu den üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von etwa 60 Jahren. Bei diesem Durchschnittsalter und dieser Altersstruktur kann grundsätzlich von einem guten bis sehr guten Anlagenzustand ausgegangen werden. Gemäß der von Creos angegebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von 60 Jahren wäre auch in den nächsten 10 Jahren nur mit geringen altersbedingten Ersatzinvestitionen zu rechnen.

4.1.2 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Eine Bewertung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den laufenden Abschreibungen kann neben der oben erwähnten Alterungskennzahl eine Bewertung des investiven Verhaltens des Netzbetreibers ermöglichen. Die von den Netzbetreibern übermittelten Daten erlauben nach Anlagengütergruppen getrennt eine Analyse und basierend hierauf die Entwicklung eines Referenzverlaufs der künftigen Investitionen, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis realistischer technisch-wirtschaftlicher Nutzungsdauern (meist 40 bis 60 Jahre) und zu entsprechend angepassten Preisen unterstellt wird. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt.

Eine solche jahresscharfe Betrachtung entspricht allerdings nicht dem üblichen Vorgehen von Gasnetzbetreibern in der Praxis. Daher ist es sinnvoller, über einige Jahre Durchschnittswerte zu bilden und diese als Vergleich heranzuziehen. Die Anzahl der Jahre, mit der diese Mitteilung erfolgt, wurde in zwei Referenz-Projektionen mit fünf und zehn Jahren variiert; dies entspricht dann einer flexibleren Vorgehensweise, 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 für dieses Betriebsmittel Erneuerungsbudget in den Jahren 2021 bis 2030 von den Netzbetreibern vorgesehen werden müsste.

Einige 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 Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden 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 – insbesondere längere – Reinvestitionszyklen können insbesondere 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 doch 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 noch nicht ersetzten Betriebsmittel an, die in den vergangenen Jahren noch nicht ersetzt wurden 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 Bild 4.3 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 ca. 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.

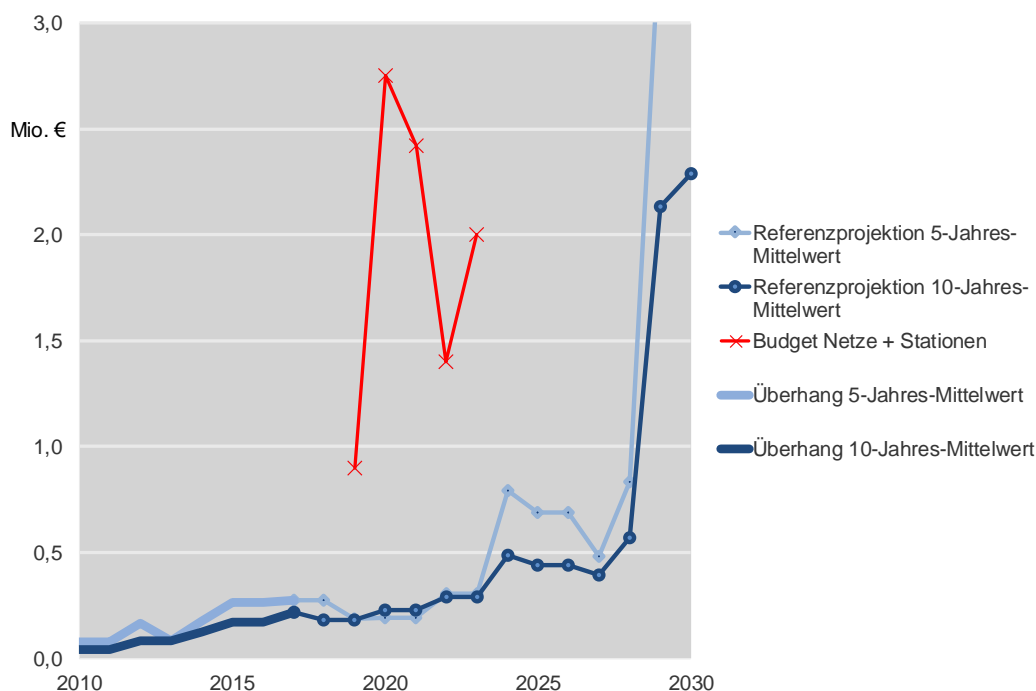


Bild 4.3: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektion aus dem Anlagenbestand im Transportnetz. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 1,5 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 1 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

In Kenntnis dieser Zusammenhänge wird aus den Simulationsergebnissen deutlich, dass eine dauerhafte und erhebliche Unterschreitung der Referenzprojektionen durch die von Netzbetreiberseite eingeplanten Investitionsbudgets nicht besteht und für die entsprechend den Planangaben seitens Creos TSO überschaubaren Jahre auch nicht zu befürchten ist. Das für Erneuerungen vorgesehene Budget liegt deutlich oberhalb der Referenzprojektionen. Umfangreicher Erneuerungsbedarf wird allerdings ab Mitte bis Ende der 20er Jahre anfallen, da dann die in den 70er Jahren in Betrieb genommenen Stahlleitungen ersetzt werden müssten. Erneuerungsinvestitionen vor diesem Zeitraum betreffen fast ausschließlich Anlagen.

Da mögliche Erneuerungen innerhalb eines Jahres nicht in beliebigem Umfang möglich sind, da bspw. nicht ausreichend Personal zur Verfügung steht, muss Creos kritisch prüfen, ob diese

Erneuerungen vorgezogen werden sollten, oder ob – ohne negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit – eine leichte Verzögerung dieser Erneuerungen möglich ist.

Des Weiteren beinhalten die Berichte und Datenübermittlungen der Netzbetreiber – insbesondere das Transportnetz betreffend – eine Auflistung laufender Planungen auch für konkrete Einzelmaßnahmen, die der Entwicklung der Netze, soweit dies aus den Dokumenten ersichtlich ist, umfassend Rechnung tragen und die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung auch diesbezüglich plangemäß sicherstellen dürften.

Unter Berücksichtigung dieser Informationen ist keine Verschleppung von notwendigen Investitionen zu erkennen, die die Versorgungssicherheit und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes gefährden würde. Im Gegenteil kann in allen Jahren ein die Referenzprojekte deutlich überschreitendes Budget festgestellt werden, das dem Abbau von möglichen Überhängen dient und die Nachhaltigkeit des Gastransportnetzes weiter sichert.

4.1.3 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Angaben seitens Creos TSO umfassen nachvollziehbare Budgets für die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die die Bereiche

- 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

umfassen und die dort erforderlichen Arbeiten umfänglich abdecken dürften. Die Höhe der Budgetangaben liegt im oberen Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen als ausreichend erscheinen.

4.1.4 Erweiterung des Netzes

Perspektivisch sieht Creos TSO keine Notwendigkeit, eine Erweiterung des Leitungs-Transportnetzes vorzunehmen, da, wie bereits anfangs erläutert, die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit ausreichend sind. Eine Erweiterung des Rohrleitungsnetzes wäre seitens Creos zu prüfen, wenn sich neue Industriekunden oder Stromerzeugungsanlagen, die aufgrund ihrer Leistungsanforderungen direkt auf der Transportnetzebene angeschlossen werden müssten, neu ansiedeln würden. Aktuell sieht Creos aufgrund der derzeit vorliegenden Informationen in den nächsten Jahren diesen Bedarf für die Erweiterung des Leitungsnetzes als nicht gegeben an.

Allerdings antizipieren sowohl Creos TSO, als auch die nachgelagerten Verteilnetzbetreiber in den nächsten Jahren einen Lastanstieg auf der Verteilungsnetzebene, der sowohl lokale Netzengepässe im Transportnetz als auch im Verteilungsnetz hervorrufen kann. Die aktuellen Planungen von Creos TSO sehen vor, diesen Netzengepässen durch die Inbetriebnahme neuer Stationen an geeigneter Stelle zu begegnen. Hierzu hat Creos umfangreich Planungen zu konkreten Maßnahmen sowie zugehörige Erneuerungsbudgets für die nächsten Jahre zukommen lassen, die insgesamt als angemessen erscheinen um die Versorgungssicherheit weiter abzusichern.

4.2 Verteilungsnetze

4.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Hinsichtlich der heutigen Gegebenheiten liegen für die Versorgungssituation in den Verteilungsnetzen Angaben vor, die aus Sicht der Verteilungsnetzbetreiber Gültigkeit haben. Ebenso ist durch den schriftlichen Bericht der Creos TSO auch die Sicht des Transportnetzbetreibers abgedeckt.

Die Angaben variieren dabei in gewissem Umfang, je nachdem ob die Perspektive aus Sicht des Verteilungsnetzes oder des Transportnetzes wiedergegeben wird, und zwar bei den verschiedenen Unternehmen in unterschiedlichem Maße und auch teilweise unterschiedlicher Richtung. Die Abweichungen betragen aber auch bei den größten auftretenden Einzelfällen keine nennenswerten Größenordnungen, sondern liegen in einem Bereich, der bei naturgemäß unsicheren Zukunftsprojektionen nicht ohne Weiteres vermeidbar ist. Die Werte können daher

für eine Vorausschau der gesamten Entwicklung der Versorgung in Luxemburg zu Grunde gelegt werden, ohne dass es zu Widersprüchen in der Datengrundlage käme.

Zur belastbaren Vorausschau auf die künftige Entwicklung der Gesamtsituation in den Verteilungsnetzen trägt vor allem auch bei, dass die Abweichungen in den einzelnen Verteilungsnetzen gegenüber der Bewertung aus Sicht des Transportnetzes sich zu einem erheblichen Teil gegenseitig kompensieren. Damit sind die Abweichungen in der räumlichen Verteilung zwar nicht völlig ausgeräumt; deren Einflüsse sind aber von untergeordneter Bedeutung.

Die vom Transportnetzbetreiber erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 4.4 dargestellt. Das größte relative Wachstum bis 2033 wird mit etwa 7,2 % im Creos Netz Roost vermutet. Die entsprechenden Wachstumsraten für die anderen Verteilnetze sind demgegenüber deutlich niedriger angesetzt und liegen bei etwa 3 % für das Creos Netz Hollerich sowie bei etwa 3,5 % bzw. 2 % für die Netze Ville de Dudelange (VdD) bzw. Sudgaz. Insgesamt ist somit bis 2033 mit einer Zunahme der Erdgasnachfrage im Sektor der öffentlichen Versorgung um etwa 4 % zu rechnen. Diese Wachstumsprognosen stimmen größtenteils mit den Prognosen der letzten Jahre überein.

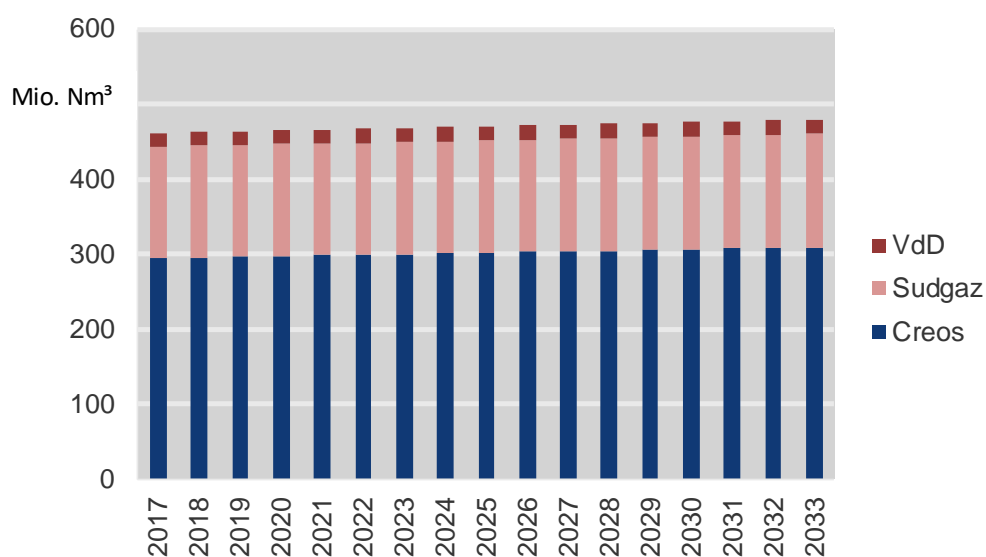


Bild 4.4: Entwicklung der erwarteten Gasabnahme aus den Verteilungsnetzen

Die treibenden Faktoren sind hierbei in den eher ländlichen Gebieten zusätzliche Anschlüsse auch durch Ausweitung der Versorgungsgebiete und in den städtischen Gebieten vornehmlich die Zunahme des Verbrauchs wesentlicher Verbrauchergruppen und eine Verdichtung in bestehenden Versorgungsgebieten.

Die Verteilungsnetze verfügen insgesamt über etwa 86.000 Netzanschlusspunkte mit einer über die Verteilungsnetze zeitungleichen Höchstlast von 1.700 MW und einer Jahresenergieabnahmemenge von 5,3 TWh. Entsprechend bewegen sich die Benutzungsdauern in einem relativ engen Bereich um 3.065 Vollbenutzungstunden pro Jahr.

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die aktuelle Versorgungsaufgabe sowie deren Entwicklung bis 2033.

	2017	2019	2020	2021	2022	2023	2033
Anzahl der Netzanschlusspunkte	85.809	87.212	88.209	89.212	90.215	88.219	94.972
Jahreshöchstlast [MW]	1.728	1.708	1.712	1.715	1.719	1.722	1.755
Jahresenergieabgabe [GWh]	5.297	5.306	5.315	5.325	5.336	5.346	5.360
Netzlänge [km]							
Hochdruck	13	13	13	14	15	15	16
Mitteldruck	770	776	782	787	794	798	835
Niederdruck	2.243	2.269	2.293	2.316	2.343	2.362	2.422
Anzahl der Stationen [Stk.]							
Hochdruck	25	26	27	27	27	27	28
Mitteldruck	841	848	856	865	874	883	897

Tabelle 4.1: Aktuelle und erwartete Versorgungsaufgabe der Verteilungsnetzbetreiber

Damit lässt sich als Zwischenfazit festhalten, dass die Entwicklung der über die Verteilungsnetze zu verteilenden Gasmengen keine maßgeblichen Veränderungen erfahren dürfte und hieraus auch keine erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit resultieren. Ein fortschreitendes, organisches Wachstum ist in den Prognosen und Planungen der Netzbetreiber berücksichtigt und schlägt sich auch in den Budgetansätzen für Netzausbau und -erweiterung in geringem Umfang ausreichend nieder. Der Aufschluss ist weitestgehend vollständig abgeschlossen, der Schwerpunkt liegt damit in einer Verdichtung und Arrondierung der Versorgungsgebiete und der Gewährleistung der nachhaltigen Versorgungssicherheit im Bestand.

4.2.2 Alter und Zustand der Netze

Für die Verteilungsnetze ist die Angabe von summarischen Kapazitätswerten bedingt sinnvoll, da diese räumlich und zeitlich sehr unterschiedlich genutzt werden können und sich in der Gesamtnutzung erhebliche Saldierungseffekte einstellen. Das gesamte Erdgasvolumen, das im Jahr 2017 über die Verteilungsnetze in Luxemburg verteilt wurde, lag bei rund 460 Mio. Nm³ und somit etwa 10 Mio. Nm³ über dem Wert von 2015.

Die Netzlängen belaufen sich insgesamt auf etwa 3.020 km, wovon 770 km auf der Mittel- druck- und etwa 2.240 km auf der Niederdruckebene verbaut sind. Mit lediglich 13 Kilometern ist die Hochdruckebene im Verteilungsnetz vernachlässigbar. Rohrleitungen werden somit fast ausschließlich im Transportnetz mit Hochdruck betrieben. Daneben sind rund 650 Stationen für Druckregelung und/oder Messung in Luxemburg installiert.

Die nachfolgende Darstellung Bild 4.5 zeigt die Entwicklung der Verteilungsnetzinfrastruktur im Überblick über alle Verteilungsnetze. 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.

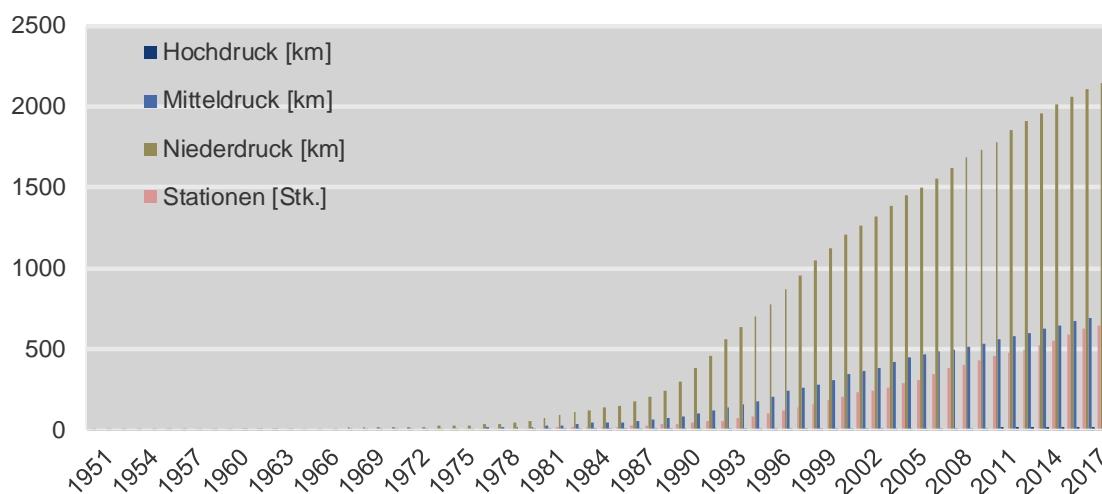


Bild 4.5: Entwicklung der Gasverteilungsnetze

Diese zeitliche Entwicklung zeigt sich auch in der *Altersstruktur* des Gasverteilungsnetzes, die in Bild 4.6 dargestellt ist:

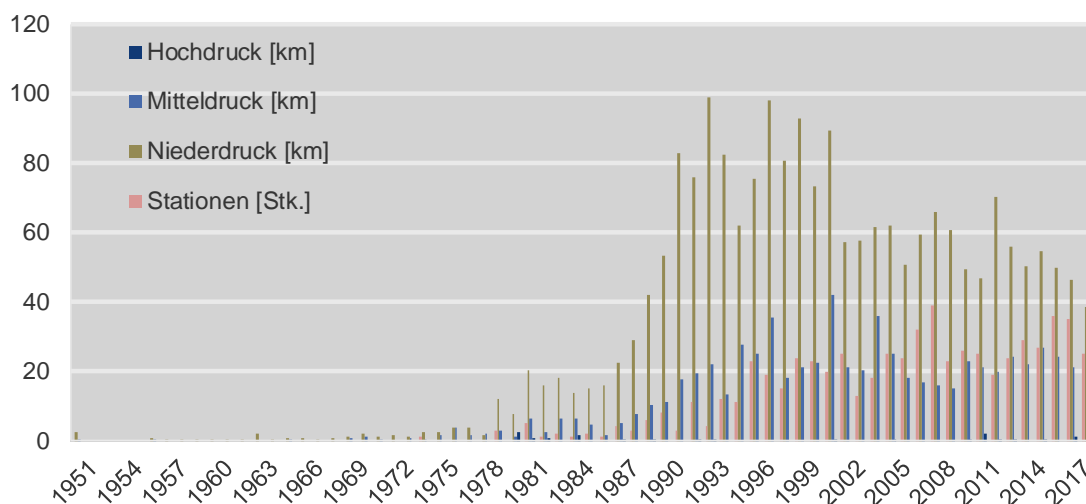


Bild 4.6: Altersstruktur der Gasverteilungsnetze

Durch Mittelwertbildung lässt sich aus der detaillierten Darstellung in Bild 4.6 als vereinfachte Alterskennziffer das Durchschnittsalter² ableiten. Erkennbar ist, dass durch den erheblichen Ausbau mit Beginn der 1990-er Jahre der weit überwiegende Teil der Verteilungsnetze, vergleichbar zum Transportnetz, jünger als 27 Jahre ist. Für die Gesamtheit der Verteilungsnetze beträgt das Durchschnittsalter bei einem mengengewichteten Mittelwert **16 Jahre** für die Mitteldruckrohrleitungen, **18 Jahre** für die Niederdruckrohrleitungen und **12 Jahre** für die Stationen. Bei einer Kostengewichtung ergibt sich ein Mittelwert von **16 Jahren** für die gesamte Verteilungsnetzinfrastruktur.

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 Anlagezustand ausgegangen werden.

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.

4.2.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Auch für die Verteilungsnetze 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 der von den Gasverteilungsnetzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern (Stationen 25 Jahre, Leitungen 40 Jahre) unterstellt wurde³. Dies entspricht im einfachsten Fall der Hypothese, dass eine Reinvestition mit Ablauf der üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern erfolgt. Da eine solch jahresscharfe Betrachtung auch bei den Verteilungsnetzen 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 einer flexibleren Vorgehensweise, dass die Anlagengüter 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 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Reinvestitionen entsprechend unter den ausgewiesenen Referenz-Projektionen. Die Referenz-Projektionen wurden für das gesamte Anlagevermögen der Netze und Stationen berechnet.

Die Netzbetreiber haben uns vorrangig Ersatzinvestitionen zukommen lassen, 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.

Entsprechend bereits für den vergangenen Berichtszeitraum vorgelegter Zeitreihenverläufe der spezifischen Investitionskosten können diese 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 40 Jahren um einen Faktor 2,2 (1,64 bei 25 Jahren) höher liegen, als die ursprünglichen Investitionskosten.

³ Einige Netzbetreiber geben für Rohrleitungen eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 50 Jahren an.

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 Gasverteilungsnetze in Luxemburg sind in die Referenzprojektionen zu integrieren. Diese Integration wurde vorgenommen, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren (25 Jahren bei Regelanlagen) fortgeschrieben wurden, das Preisniveau durch Multiplikation mit 2,2 (1,64) angehoben wurde und zur Berücksichtigung der Tiefbaukosten bei Leitungen eine nochmalige Multiplikation mit einem Faktor 4 vorgenommen wurde.

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 Verteilungsnetze zeigt Bild 4.3 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung:

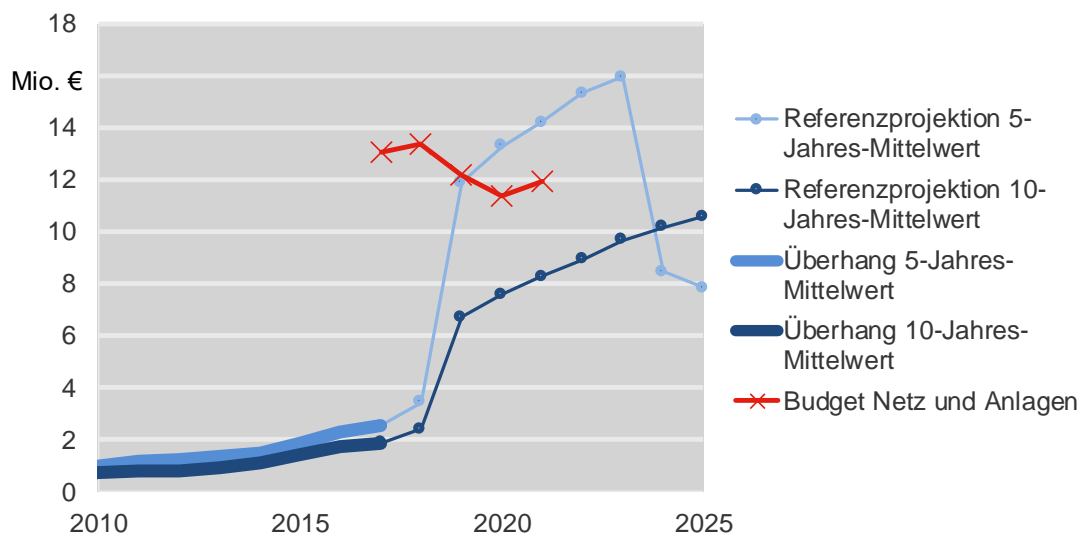


Bild 4.7: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 19 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 14,8 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen deutlich über der Referenzprojektion, so dass sich diesbezüglich – auch unter Berücksichtigung des bestehenden Überhangs – keine Zweifel an der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergeben. Für die Zukunft ist wegen der allmählich ansteigenden Lebensdauer der Gasverteilungsnetze jedoch mit einem Anstieg des notwendigen Reinvestitionsniveaus zu rechnen.

4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

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