



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

Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg

nach Artikel 11, Absatz 3 des umgeänderten Gesetzes
vom 1. August 2007 über die Organisation des Strommarktes

Juli 2018

Inhalt

Inhalt	1
1 Einführung	1
2 Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite	3
2.1 Studien zur Bewertung der Versorgungssicherheit	3
2.2 Ergänzende Betrachtungen vor dem Hintergrund der Versorgungsstruktur in Luxemburg	7
3 Stromnetze	10
3.1 Übertragungs- und industrielle Netze	10
3.1.1 Status quo der Leitungskapazitäten	10
3.1.2 Entwicklung der Leitungskapazitäten	12
3.1.3 Alter und Zustand der Netze	14
3.1.4 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	18
3.2 Verteilungsnetze	21
3.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe	22
3.2.2 Alter und Zustand der Netze	24
3.2.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung	30
3.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	35
Literatur	36

1 Einführung

Dem Ministère de l'Économie des Großherzogtums Luxemburg wird durch Art. 11 des im August 2007 in Kraft getretenen Gesetzes über die Organisation des Elektrizitätsmarktes die Aufgabe übertragen, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Elektrizitätsversorgung vorzulegen und an die EU-Kommission sowie an die nationale Regulierungsbehörde weiterzuleiten.

Zur Erstellung dieses Berichts sind die Unternehmen des Elektrizitätssektors verpflichtet, jegliche hierfür benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese umfassende Verpflichtung wird in Art. 11 Abs. 4 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.

Daten- und Informationsübermittlungen der luxemburgischen Unternehmen des Elektrizitätssektors in diesem Zusammenhang bilden die Grundlage des vorliegenden Berichtes.

Die aktuellste Fassung des Berichts der Regulierungsbehörde ILR nach Art. 54 Abs. 3 des Elektrizitätsmarktgesetzes wurde bei der Abfassung des vorliegenden Berichts berücksichtigt.

Entsprechend den Vorgaben aus Art. 11 des Strommarktgesetzes ist *Versorgungssicherheit* als umfassender Begriff zu verstehen, der die Gesamtsicht auf die Versorgung der Kunden widerspiegelt. Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Verbraucher unterbrechungsfrei und nachhaltig, d. h. derzeit und zukünftig, entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können.

Die Versorgungssicherheit umfasst damit alle Stufen der Wertschöpfungskette, von der Erzeugung über den Handel, die Übertragung, den Vertrieb zur Verteilung elektrischer Energie. Für die praktische Umsetzung ist aber eine Abgrenzung und Berücksichtigung der Überschneidungen von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit erforderlich.

Eindeutig und ausschließlich der Versorgungsqualität zuzurechnen sind Fragen der Zuverlässigkeit der einzelnen Anlagen und Betriebsmittel der Elektrizitätsversorgung, der technisch-physikalischen Produktqualität sowie der kundenorientierten Dienstleistungsqualität.

Eine grundsätzliche Überschneidung zwischen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit stellt die unter dem Begriff Zuverlässigkeit zusammengefasste Störungs- und Unterbrechungsfreiheit der Versorgung dar, da hier direkt die Bedarfsdeckung der Kunden betroffen ist.

Vor dem Hintergrund der parallelen Berichtspflichten der Regulierungsbehörde zu Fragen der Versorgungszuverlässigkeit sowie der technischen und kommerziellen Qualität der Versorgung können die unvermeidlich auftretenden kurzfristigen und regional begrenzten Versorgungsunterbrechungen im vorliegenden Bericht zur Versorgungssicherheit außer Acht gelassen werden.

Ggf. zu berücksichtigen wären aus nationaler Perspektive relevante, lang anhaltende Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden. Derartige Versorgungsunterbrechungen sind jedoch im Berichtszeitraum seit Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes nicht aufgetreten.

Für die Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit ist es daher notwendig, die aktuelle Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite zu analysieren, sowie die Höhe der Importkapazitäten und den Zustand der Netze zu bewerten. Systemrelevant ist darüber hinaus ein Erkenntnisgewinn der Veränderung des Niveaus der Versorgungssicherheit über die nächsten Jahre.

2 Versorgungssituation auf der Erzeugungs- und Lastseite

2.1 Studien zur Bewertung der Versorgungssicherheit

In der Vergangenheit wurde bei der Bewertung der Versorgungssituation auf der Erzeugungsseite üblicherweise die Leistungsbilanz der Elektrizitätsversorgung eines Landes untersucht (engl. „generation adequacy“ als Bestandteil der „system adequacy“). Versorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite ist dabei dann gewährleistet, wenn das Erzeugungssystem eines Landes zum Zeitpunkt der Spitzenlast unter Berücksichtigung vorzuhaltender Reserven und Nichtverfügbarkeiten in der Lage ist, die Landeslast vollumfänglich zu decken. In diesem Fall verfügt das Land über eine ausgeglichene oder positive Leistungsbilanz. Neben Kraftwerksnichtverfügbarkeiten wird dabei auch eine mögliche Nichtverfügbarkeit dargebotsabhängiger Technologien, insbesondere basierend auf Wind und Sonnenenergie mit abgebildet.

Es gibt jedoch wesentliche Kritikpunkte an diesem Ansatz:

- So kann auch im Fall einer unausgeglichene Leistungsbilanz Versorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite gegeben sein, wenn das Leistungsbilanzdefizit durch entsprechende Überschüsse in den Leistungsbilanzen verbundener Systeme ausgeglichen werden kann und ausreichende Netzkapazitäten für den zum Bilanzausgleich notwendigen Energietransport bereitstehen. Gerade die Berücksichtigung von eventuell beschränkend wirkenden Netzkapazitäten ist mit dem Ansatz der Leistungsbilanzen jedoch nicht möglich.
- Darüber hinaus ist die Fokussierung auf eine einzelne Spitzenlaststunde in der Vergangenheit für Systeme mit unelastischer Nachfrage und einer Lastdeckung größtenteils aus konventionellen Kraftwerken akzeptabel gewesen. Der Trend der Elektrizitätsversorgungssysteme hin zu hohen installierten Leistungen erneuerbarer Energieträger mit nur stochastisch verfügbarer Einspeisung und zu einer deutlich aktiveren und preiselastischeren Nachfrage erfordert jedoch neue Methoden, die eine Nachbildung der Versorgungssicherheitsbeiträge dieser Flexibilitätsoptionen und eine Betrachtung nicht nur einzelner Zeitpunkte erlauben.

Vor diesem Hintergrund haben u. a. die Übertragungsnetzbetreiber der Region Zentral-Westeuropa (Deutschland, Frankreich, Benelux und Österreich unter Einbezug der Schweiz) im Rahmen der Zusammenarbeit im sogenannten Pentalateralen Energie Forum (PLEF) eine verbes-

serte Methodik zum Monitoring und der vorausschauenden Bewertung von Versorgungssicherheit erarbeitet, die den Stand der Versorgungssicherheit gerade in den eng gekoppelten Elektrizitätsversorgungssystemen Zentral-Westeuropas betrachtet.

Darüber hinaus hat ENTSO-E den „Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)“ abgelöst, der im Juni 2015 mit dem SO&AF 2015 letztmals aktualisiert wurde und auf Leistungsbilanzen abstellte. Aufgrund der europaweit geführten Debatte über die Unzulänglichkeit von Leistungsbilanzen für eine aussagekräftige Bewertung der Versorgungssicherheit wurde der SO&AF 2016 durch den „Mid-Term Adequacy Forecast (MAF)“ ersetzt, der wie zuvor schon der PLEF statt einer Leistungsbilanzbetrachtung auf eine probabilistische und grenzüberschreitende Bewertung der Versorgungssicherheit setzt [1]. Allerdings zeigt der MAF auch auf, dass in diesem Zusammenhang offensichtlich noch offene Fragen und methodische Herausforderungen bestehen. So wurden für die Erstellung des Berichts unterschiedliche Berechnungsverfahren verwendet, die zu teilweise deutlich anderen Einschätzungen der Versorgungssicherheit kommen.

Die Übertragungsnetzbetreiber des Pentilateralen Energie Forums haben im Januar 2018 ihren zweiten Versorgungssicherheitsbericht veröffentlicht [2]. Gegenüber dem MAF enthält der PLEF-Bericht verschiedene methodische Verbesserungen. Insbesondere wurde mit diesem Bericht erstmals in einem Versorgungssicherheitsmonitoring ein lastflussbasierter Ansatz zur Berechnung von Übertragungskapazitäten angewendet. Gemäß der heutigen gemeinsamen Gebotszone wurden dabei zwischen Deutschland und Luxemburg keine Netzengpässe modelliert. Da beide Verfahren direkt die gesamte Region simulieren, können evtl. notwendige Stromimporte bzw. -exporte der einzelnen Länder mit abgebildet werden, wodurch Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit nicht nur für einzelne Länder, sondern für die gesamte Modellregion möglich sind. Da die Versorgungssicherheit von Luxemburg insbesondere von verfügbaren Erzeugungskapazitäten der Nachbarländer abhängt, können mit diesem Ansatz auch direkt Aussagen zur luxemburgischen Versorgungssicherheit abgebildet werden. Dabei werden Wahrscheinlichkeiten wie unter anderem die Verfügbarkeit von regenerativen Erzeugungsanlagen, ungeplante Ausfälle von Betriebsmittel bzw. Leitungen oder die Temperaturabhängigkeit der Nachfrage mit abgebildet.

Die im MAF-Bericht betrachteten Jahre sind 2020 und 2025. Im PLEF-Bericht werden hingegen die Perioden 2018-2019 und 2023-2024 betrachtet. In beiden Berichten werden die europaweit üblichen Kennzahlen zur Beurteilung von Versorgungssicherheit im Bereich der Nachfragedeckung berechnet. Dies sind

- Loss of Load Expectation (LOLE): Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen die verfügbare Erzeugungskapazität nicht ausreicht, um den Verbrauch zu decken.
- Energy not Served (ENS): Energie des Verbrauchs, der innerhalb eines Jahres nicht gedeckt werden kann.

Für die Beurteilung, ob ineffizient hohe Versorgungssicherheitsrisiken bestehen, wird dabei insbesondere der LOLE-Indikator herangezogen und mit einem Grenzwert verglichen. Bei der Festlegung dieses Grenzwertes ist zu berücksichtigen, dass ein vollständiger Ausschluss von Nachfrageunterdeckungen aus ökonomischer Perspektive mit extrem hohen Kosten verbunden und damit ineffizient wäre. Bei der Festlegung eines Grenzwertes sind deshalb neben den Schäden für Verbraucher durch eine nicht freiwillige Abschaltung, die üblicherweise anhand des sogenannten Value of Lost Load (VOLL) gemessen werden, auch die Kosten für die Vermeidung dieser Schäden zu berücksichtigen. Einige europäische Länder haben auf dieser Basis explizite LOLE-Grenzwerte festgelegt, die typischerweise im Bereich von drei bis vier Stunden pro Jahr liegen. In Luxemburg wurde der Grenzwert bisher nicht festgelegt. Gemäß aktuellem Diskussionsstand zur Revision der EU-Strommarkt-Verordnung im Rahmen des Clean Energy Package könnte die LOLE-Grenzwert-Festlegung in Zukunft jedoch obligatorisch werden. Da Luxemburg jedoch in einer gemeinsamen Gebotszone und damit einem gemeinsamen Strommarkt mit Deutschland agiert, sollte ein solcher Grenzwert nicht alleine für Luxemburg, sondern für den gesamten Strommarkt festgelegt werden.

Im MAF-Bericht geht ENTSO-E für die beiden Zieljahre von folgenden Entwicklungen für den luxemburgischen Erzeugungspark aus. Diese Entwicklungen wurden für den PLEF übernommen.

[MW]	Wasser	Sonne	Wind	Sonstige EE	Sonstige nicht-EE
2020	34	140	150	41,3	90
2025	34	170	175	46,3	90

Tabelle 2.1: Erzeugungspark in Luxemburg gemäß MAF für 2020 und 2025

Der sehr aktuelle und methodisch ambitionierte Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des PLEF kommt für den ersten betrachteten Zeitraum 2018-2019 zu dem Ergebnis, dass LOLE und ENS für Luxemburg den Wert 0 aufweisen und Versorgungssicherheitsrisiken nicht bestehen. Im zweiten Betrachtungs-Zeitraum werden für Luxemburg hingegen im Bereich der öffentlichen Stromversorgung LOLE-Werte von 2,6 h/a ausgewiesen. Zusätzlich treten in den Nachbarländern Belgien und Frankreich in beiden Zeiträumen positive LOLE-Werte auf, die die höchsten Werte in der PLEF-Region darstellen.

Die Aussagen im MAF-Bericht der ENTSO-E für Luxemburg sind stark vom verwendeten Modell abhängig. Während in 2020 drei von vier verwendeten Modellen keine LOLE-Beiträge in Luxemburg sehen, weist ein viertes einen LOLE von 1 h/a aus. In 2025 kommen zwei von drei angewendeten Modellen zu lediglich minimalen LOLE-Beiträgen von weniger als 0,5 h/a, während wiederum ein Modell die Versorgungssicherheitslage (in ganz Europa, nicht nur in Luxemburg) deutlich kritischer beurteilt. ENTSO-E weist allerdings explizit daraufhin, dass dies auf Modelleffekte zurückzuführen ist. Mittlerweile wurde auch der MAF 2017 im Entwurf veröffentlicht und zur Konsultation freigegeben. Zwar wurden gegenüber dem MAF 2016 die Szenarien und Methoden weiter verfeinert, in seinen Kernaussagen gleicht er allerdings dem Bericht aus der Vorgängerperiode: Szenarien- und modellabhängig werden für Luxemburg geringe, wenn auch positive LOLE-Werte ermittelt. Insbesondere für Frankreich und Belgien erscheint die Situation weiterhin äußerst angespannt zu sein.

Vergleicht man die Ergebnisse dieser Studien, so sind für den kurzfristigen Zeitbereich bis etwa 2020 keine erheblichen Versorgungssicherheitsrisiken für Luxemburg zu erwarten. Auch im längerfristigen Zeitbereich liegen die erwarteten LOLE-Werte unter üblicherweise in Europa

angesetzten Grenzwerten, allerdings sollte die Situation hier unter enger Beobachtung bleiben. Dies gilt insbesondere, da die Versorgungssicherheitslage in der gesamten Region in diesem Zeitbereich aus heutiger Sicht kritischer werden könnte. Denn sowohl für direkte Nachbarländer Luxemburgs, als auch für Luxemburg selbst können Lastdeckungsprobleme nicht vollständig ausgeschlossen werden. Allerdings ist zu beachten, dass im Zeitraum bis 2023 bzw. 2025 sowohl staatliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wie der angelauene Kapazitätsmarkt in Frankreich und der kürzlich angekündigte Kapazitätsmarkt in Belgien Wirkung zeigen können (erste Auktionen in Belgien sollen in 2021 beginnen und auf die Abschaltung von Kernenergiekraftwerken Ende 2025 vorbereiten). Zudem ist bei einer tatsächlichen Verknappung der Möglichkeiten zur Nachfragedeckung auch mit Marktreaktionen wie z. B. der Erschließung von Lastflexibilitätspotenzialen zu rechnen. Da eine solche Erschließung vergleichsweise kurzfristig möglich ist, ist sie in o. g. Studien noch nicht oder zumindest nicht vollständig erfasst.

2.2 Ergänzende Betrachtungen vor dem Hintergrund der Versorgungsstruktur in Luxemburg

Bei der Bewertung der Versorgungssicherheitslage in Luxemburg sind darüber hinaus verschiedene Spezifika des luxemburgischen Stromversorgungssystems zu beachten.

- Das Stromversorgungssystem besteht seit der Stilllegung des GuD-Kraftwerks Twinerg auf Seiten von Großkraftwerken lediglich aus dem Pumpspeicherkraftwerk Vianden mit 11 Maschinensätzen und einer Turbinenleistung von derzeit 1.290 MW (1.040 MW im Pumpbetrieb). Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden ist an die Schaltanlage Bauler der Amprion GmbH in Deutschland angeschlossen.
- Systemdienstleistungen wie Energiebereitstellung für die öffentliche Versorgung in Luxemburg werden heute i. W. aus dem deutschen Elektrizitätsversorgungssystem bereitgestellt, so dass die Funktionalität der deutschen Energie- und Systemdienstleistungsmärkte erhebliche Konsequenzen für Luxemburg hat. Aus luxemburgischer Perspektive ist deshalb eine möglichst enge Einbindung in Diskussions- und Bewertungsprozesse in Deutschland wünschenswert. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die zukünftig durch EU-

Recht geforderte Festlegung von Versorgungssicherheitsgrenzwerten nach derzeitigem Diskussionsstand im Fall von Gebotszonen, die mehrere Mitgliedsstaaten umfassen, gemeinsam durch die beteiligten Mitgliedsstaaten erfolgen muss.

- Durch das Fehlen von Großkraftwerken ist Luxemburg kontinuierlich auf Stromimporte angewiesen, die zu einem großen Teil aus Deutschland erfolgen. Insofern könnte sich die Frage stellen, ob die Verfügbarkeit ausreichender Übertragungskapazität an der deutsch-luxemburgischen Grenze gewährleistet ist bzw. eine Notwendigkeit zu deren Absicherung besteht. Da Luxemburg und Deutschland eine gemeinsame Gebotszone am europäischen Stromgroßhandelsmarkt bilden,¹ sind Stromtransporte im Rahmen der – grundsätzlich angemessenen (vgl. Abschnitt 3.1.2) – technischen Kapazitäten für alle Marktteilnehmer freizügig möglich. Die Deckung der Nachfrage luxemburgischer Verbraucher ist insofern primär durch entsprechende Handelsgeschäfte der jeweiligen Versorger sicherzustellen und grundsätzlich gleichrangig zur Deckung der Nachfrage aller anderen Verbraucher in der Gebotszone. Deshalb ist eine explizite Kapazitätssicherung nicht notwendig. Feste Kapazitätsszusagen innerhalb einer Gebotszone sind im Rechtsrahmen für den europäischen Strommarkt auch systemfremd und nicht vorgesehen. Selbstverständlich sind die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der gemeinsamen Gebotszone, also Creos und die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, in einer Krisensituation mit physischer Strom-Knappheit zur Zusammenarbeit und Umsetzung von angemessenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit verpflichtet. Hierzu kann im Extremfall auch die unfreiwillige Abschaltung von Kunden gehören, wobei die europarechtlichen Vorgaben z. B. zur Solidarität zwischen Mitgliedsstaaten zu beachten sind. Diese werden aktuell im Rahmen des Clean Energy Package z. B. durch die vorgesehene Risk Preparedness Verordnung konkretisiert. Auch wenn somit kein direkter Handlungsbedarf besteht, sollten die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber Creos und Amprion prüfen, ob die Zusammenarbeit innerhalb der gemeinsamen Gebotszone gerade mit Blick auf die reibungslose Beherrschung von Krisensituationen bereits ausreichend klar geregelt oder durch vertragliche Vereinbarungen weiter konkretisiert werden sollte.

¹ Zum Zeitpunkt der Abfassung des Berichtes gehört auch Österreich noch zur gemeinsamen Gebotszone. Eine Abspaltung wird jedoch im Herbst 2018 stattfinden.

- Die Beschaffung und Erbringung von Systemdienstleistungen für Luxemburg kann nicht unabhängig von den entsprechenden Prozessen in der gemeinsamen Gebotszone mit allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern und v. a. der gemeinsamen Regelzone mit Amprion erfolgen. Der luxemburgische Übertragungsnetzbetreiber Creos ist deshalb dafür verantwortlich, mit Amprion und den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern geeignete Prozesse und Regularien für die sichere und effiziente Beschaffung von Systemdienstleistungen und eine angemessene Kostentragung abzustimmen.
- Luxemburg ist in besonderem Maße auf die Funktionalität der Regularien des europäischen Strombinnenmarktes auch in außergewöhnlichen Situationen (z. B. dem Fall von Erzeugungsknappheit) angewiesen. Ein entsprechendes eindeutiges Bekenntnis der relevanten regulatorischen Stellen in Europäischer Union und Mitgliedsstaaten, ggf. ergänzt um einen international koordinierten Prozess zum Umgang mit eventuellen Knappheitssituationen wäre deshalb wünschenswert. Einen wichtigen Schritt in diesem Zusammenhang stellt das am 8.6.2015 in Luxemburg unterzeichnete Memorandum der Energieminister von 12 europäischen Staaten dar. In dieser Erklärung vereinbarten die Unterzeichnerstaaten u. a. keine die Funktionalität der Strommärkte gefährdenden Preisobergrenzen einzuführen und den Stromhandel auch in Zeiten von Knappheit nicht zu begrenzen [3]. Luxemburg unterstützt vor diesem Hintergrund die Bemühungen zur Weiterentwicklung des EU-Rechts im Rahmen des Clean Energy Paketes und insbesondere zum regionalen Monitoring von Versorgungssicherheit, zu europäischen Mindestanforderungen an nationale Kapazitätsmechanismen, zur nicht diskriminierenden Berechnung von Übertragungskapazitäten sowie zur regionalen Koordination von systemsicherheitsrelevanten Fragen des Übertragungsnetzbetriebs².
- Perspektivisch wird der Einsatz und die Bedeutung von Smart Metern in Luxemburg weiter zunehmen. Luxemburg ist hier einer der Vorreiter in der Europäischen Union, wodurch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit mehrere positive Rückwirkungen zu erwarten sind. Zum einen können die Smart Meter ab einer gewissen Durchdringung von den Netzbetreibern im Rahmen eines Monitorings eingesetzt werden, wodurch verbesserte Rückschlüsse auf das aktuelle und zukünftige Netznutzungsverhalten (z. B. mit Blick auf die Gleichzei-

² Vgl. Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

tigkeit von Verbrauchsspitzen) möglich erscheinen. Insbesondere könnte es für Netzbetreiber leichter fallen, im Rahmen der Netzausbau- und -erweiterungsplanung effizient auf die Entwicklungen des Bedarfs der Netznutzer zu reagieren. Weiterhin ist durch die Einführung von Smart Metern eine umfassende Einführung von dynamischen Netzentgelten oder dynamischen Stromversorgungstarifen denkbar, wodurch Netzbelastungen verringert und die Versorgungssicherheit infolgedessen erhöht werden können. Zusätzlich können Smart Meter einen wichtigen Beitrag bei der Weiterentwicklung der jetzigen Energiemärkte leisten, wenn sie mit einer entsprechenden Ansteuerbarkeit der Anlagen ausgestattet sind. Durch die Ansteuerung wird es Netznutzern zum Teil ermöglicht, aktiv an den Energiemärkten teilzunehmen. Die hierbei aktuell diskutierten Ausgestaltungen reichen momentan von einer Teilnahme, auch unter Berücksichtigung einer eventuell notwendigen Aggregation, am jetzigen Energy-only-Markt bis hin zu einer Teilnahme an Regelleistungsmärkten. Die Regulierungsbehörde analysiert zurzeit eine Überarbeitung des Netzentgeltsystems, um u.a. die technischen Möglichkeiten von Smart Metern sinnvoll nutzbar zu machen.

3 Stromnetze

3.1 Übertragungs- und industrielle Netze

Neben dem mit 220 kV betriebenen Übertragungsnetz der Creos existiert in Luxemburg auch noch das industrielle Netz der Sotel. Dessen mit den Nennspannungen 220 kV und 150 kV betriebene Teilnetze erfüllen ebenfalls Übertragungsfunktionen.

3.1.1 Status quo der Leitungskapazitäten

Luxemburg verfügt über direkte Netzanschlüsse mit allen drei Nachbarländern. Das Übertragungsnetz der Creos ist über zwei 220-kV-Doppelleitungen mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von 1960 MW mit dem benachbarten deutschen Übertragungsnetz (Schaltanlagen Bauler und Trier) der Amprion verbunden. Die Anbindung des Pumpspeicherkraftwerks Vianden an die Schaltanlage Bauler erfolgt über 220-kV-Leitungen der Amprion.

Das Industrienetz der Sotel ist über je eine 220-kV-Doppelleitung mit dem belgischen Übertragungsnetz der Elia verbunden, die eine nominale Gesamtübertragungskapazität von 720 MW besitzt. Im Normalbetriebszustand hatte das GuD-Kraftwerk der Twinerg bisher die von ihm

produzierte Energie im Richtbetrieb über einen der beiden 220-kV-Stromkreise der Kuppelleitung Aubange-NP nach Belgien geliefert, während der gleichzeitige Strombezug von Sotel aus Belgien über die restlichen Kuppelleitungsstromkreise abgewickelt wurde. Zusätzlich hat Sotel in 2013 eine weitere Kuppelleitung in Richtung des französischen Höchstspannungsnetzes von RTE mit einer Übertragungskapazität von 450 MW in Betrieb genommen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die 150-kV-Verbindung mit Elia außer Betrieb genommen wurde. Da diese Leitung allerdings noch nicht zurückgebaut ist, kann sie notfalls dazu genutzt werden, die Übertragungsfähigkeit weiter zu erhöhen.

Aus heutiger Sicht ist es möglich, die Spitzenlast im Übertragungsnetz der Creos (derzeit ca. 830 MW) durch entsprechende Leistungsimporte aus dem benachbarten Amprion-Netz zu decken. Dies gilt nicht nur für den Normalbetrieb, sondern auch für den auslegungsrelevanten (n-1)-Fall bei Nichtverfügbarkeit eines der Kuppelleitungsstromkreise. Dies bestätigt auch eine detaillierte quantitative Untersuchung in [4]. Technisch betrachtet verfügt die Übertragungsnetzanbindung Luxemburgs aktuell über eine (n-2)-Leitungssicherheit, was impliziert, dass selbst bei gleichzeitigem Ausfall von zwei Leitungen die Versorgungssicherheit in Luxemburg noch gewährleistet werden kann. Aktuell stellt der Ausfall eines Umspannwerks an der deutsch-luxemburgischen Grenze den für die Versorgungssicherheit kritischsten Ausfall dar, bei dem es – je nach gleichzeitiger Lastsituation in Luxemburg – möglich sein kann, dass nicht mehr alle Verbraucher versorgt werden können. Durch die kurzfristig angedachte Fertigstellung wichtiger Übertragungsnetzprojekte (s. nächstes Kapitel) soll aber auch dieser Ausfall in Zukunft beherrschbar sein, wodurch sich auch für die Stationen eine (n-1)-Sicherheit ergibt. Aktuell ist mit Amprion auch vertraglich ein zugesicherter Leistungsbezug von 980 MW vereinbart, was gerade der (n-1)-Kapazität entspricht. Eine zusätzliche vertragliche Vereinbarung betrifft einen sicheren Leistungsbezug aus dem belgischen Netz von 400 MW. Vor dem Hintergrund der sich weiterentwickelnden Regularien im Strombinnenmarkt ist allerdings nicht davon auszugehen, dass derartige vertragliche Vereinbarungen zukünftig weiterhin möglich sind. Wie in Abschnitt 2.2 ausgeführt, ist jedoch aufgrund der gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland eine solche Vereinbarung auch nicht notwendig, um eine sichere Versorgung der Verbraucher in Luxemburg zu gewährleisten.

Zusammenfassend sind somit sowohl die technischen als auch die sonstigen Bedingungen erfüllt, um die für die Versorgungssicherheit in Luxemburg aktuell notwendigen Importkapazitäten zu garantieren.

3.1.2 Entwicklung der Leitungskapazitäten

Im Rahmen der in [4] dokumentierten Untersuchung wurde – selbst bei Unterstellung eines nur geringen Lastanstiegs pro Jahr – auch festgestellt, dass mittel- bis langfristig zusätzliche Übertragungskapazitäten zu benachbarten Ländern geschaffen werden müssen, um die zur Deckung der Last im Netz der Creos notwendige Energie importieren zu können. Diese Erkenntnis wird durch die aktuell vorgelegten Zahlen erhärtet und bekräftigt. So geht Creos momentan von einem Lastzuwachs bis 2033 von rund 70 % gegenüber heute aus. Hintergrund sind neben einem antizipierten Lastzuwachs aufgrund von Elektromobilität insbesondere auch die Ansiedlung neuer industrieller Großverbraucher.

Der erhöhte Bedarf an Kuppelleitungskapazität spiegelt sich auch in den Investitionsplänen der Creos wider. Zwar wird die in der Vergangenheit intensiv diskutierte Inbetriebnahme einer zusätzlichen 225-kV-Doppelkabelleitung zwischen Aubange und Bascharage mit einer projizierten Übertragungskapazität von etwa 700 MW im Rahmen der geplanten 400 kV Netzverstärkung zwischen Deutschland und Luxemburg sowie der weiteren regionalen Netzverstärkungen u.a. zwischen Deutschland und Frankreich (Vigy – Uchtelfangen) sowie zwischen Deutschland und Belgien (Alegro II) neu bewertet, allerdings wurde durch die Inbetriebnahme des Phasenschiebertransformators in Schiffflange Ende letzten Jahres die Voraussetzung für eine vermaschte Einbindung Luxemburgs in das europäische Übertragungsnetz geschaffen, die auch eine dauerhafte Kopplung des Creos-Netzes mit dem belgischen Übertragungsnetz technisch ermöglicht und damit die Versorgungssicherheit für Luxemburg deutlich erhöht.

Im Zuge der weiteren Umbaumaßnahmen wird weiterhin einer der beiden aktuell von Sotel betriebenen Stromkreise mit direkter Anbindung an das belgische Übertragungsnetz in den Netzbetrieb der Creos übergehen. Durch die Steuerung des Phasenschiebertransformators in Schiffflange seitens der Netzbetreiber Elia und Creos ist es möglich, den Stromfluss zwischen Belgien und Deutschland über das luxemburgische Übertragungsnetz koordiniert über die regionalen Sicherheitskoordinatoren („RSC“) CORESO und TSCnet zu steuern.

Der kommerzielle Betrieb kann allerdings aufgrund von Fragen in der Vermarktung von Netzkapazitäten auf CWE Ebene noch nicht aufgenommen werden (Entscheidung Q3 2018). Jedoch steht die Netzkapazität zur belgischen Grenze im Falle eines Engpasses aus Deutschland zur Versorgung aus Belgien vollständig zur Verfügung. Losgelöst von der Frage der Vermarktung trägt die stärkere Anbindung an das belgische Versorgungsnetz zu einer höheren Versorgungssicherheit bei.

Aufgrund der hohen Lastzuwachsprognose plant Creos aktuell die Inbetriebnahme einer weiteren 380-kV-Doppelleitung an der deutschen Grenze zwischen Aach und Bofferdange, die voraussichtlich eine nominale Übertragungskapazität von in Summe etwa 3.600 MW aufweisen wird. Die Inbetriebnahme ist gemäß TYNDP 2018 bis Ende 2026 geplant. In enger Abstimmung mit Amprion hat Creos bereits in dem vergangenen Jahr die technische Verträglichkeit dieser 380-kV-Anbindung nach Deutschland im Rahmen einer Studie geprüft. Voraussichtlich wird mit der Inbetriebnahme dieser Verbindung das heute bestehende 220-kV-Doppelsystem zwischen Quint und Trier auf der deutschen, sowie Blooren und Heisdorf auf der luxemburgischen Seite abgebaut. Insgesamt würde sich somit die Übertragungskapazität um etwa 2.600 MW erhöhen.

Perspektivisch ist es darüber hinaus ebenfalls möglich, nach Fertigstellung dieser 380-kV-Verbindung diese durch Luxemburg hindurch bis an die belgische Grenze zu führen. Konkrete Planungen existieren diesbezüglich laut Creos aber aktuell nicht.

Neben diesen geplanten Netzausbaumaßnahmen sieht Creos zusätzlich eine Verstärkung der bestehenden Leitungen vor. Hierbei sollen im Zuge von Erneuerungen die aktuell eingesetzten Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile (HTLS) ersetzt werden. Durch diese Maßnahme ist es möglich, die Übertragungskapazität und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen, ohne zusätzliche Leitungen in Betrieb nehmen zu müssen. Laut Angabe von Creos wird voraussichtlich ab 2022 der bestehende Interkonnektor zwischen Bauler (DE) und Flebour/Roost mit HTLS ausgestattet werden. Hierdurch würde sich die Übertragungskapazität dieser Verbindung um weitere etwa 800 MW auf insgesamt 1.800 MW erhöhen.

Die geplanten Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen erscheinen somit zur langfristigen Sicherung der Bedarfsdeckung und damit auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geeignet zu sein.

Mit der Inbetriebnahme des Phasenschiebers in Schifflingen und der dauerhaften Verbindung der luxemburgischen und belgischen Übertragungsnetze wird auch die Bedeutung des luxemburgischen Übertragungsnetzes im europäischen Kontext deutlich zunehmen. In diesem Zuge steigt auch die Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers Creos gegenüber den europäischen ÜNB deutlich an, da Creos in die Prozesse der Koordinierung der europäischen ÜNB aktiv beteiligt sein wird – nicht zuletzt, um eine aktive Steuerung des Phasenschiebers vorzunehmen. Bereits in 2013 hat Creos mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia vertraglich vereinbart, dass der Einsatz des Phasenschiebers primär unter Berücksichtigung der sich

einstellenden Stromflüsse über das nationale luxemburgische Netz erfolgen wird. Dies impliziert eine seitens Creos aktive Überwachung und im Bedarfsfall Reduzierung der Stromflüsse über das luxemburgische Netz, ggf. in enger Abstimmung mit anderen ÜNB.

3.1.3 Alter und Zustand der Netze

Inwieweit ein Risiko besteht, dass die Versorgung in den Stromnetzen in der Zukunft gehäuft unterbrochen werden könnte, lässt sich durch Analyse der wesentlichen Anlagengruppen hinsichtlich ihrer Altersstruktur bewerten.

Das Alter der bestehenden Anlagen erlaubt zwar keinen eindeutigen Rückschluss auf deren Zustand und damit auf mögliche Implikationen für die Versorgungssicherheit. Dennoch kann ein Vergleich der Anlagenmengengerüste mit betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern Aufschluss über die Bedarfsgerechtigkeit vergangener Investitionen und evtl. zukünftige Investitionsanfordernisse geben. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer stellt dabei allerdings naturgemäß nur einen Durchschnittswert dar und kann im Einzelfall von der tatsächlich sinnvollen technischen Nutzungsdauer abweichen. Eine fallweise Überschreitung ist deshalb aus Sicht der Versorgungssicherheit unkritisch, eine systematische Überschreitung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer kann jedoch auf einen verschleppten Reinvestitionsbedarf hinweisen.

In den Bildern 3.1 bis 3.3 sind die Altersmengengerüste der Betriebsmittelklassen Leistungsschalter, Trennschalter, Freileitungen, Leitungsmasten und Transformatoren für die Netze von Creos und Sotel dargestellt. Die rote Linie gibt hierbei jeweils – wo vorhanden – die Anlagen an, deren Alter aktuell die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer (ND) überschritten hat. Wo die Angaben von Creos und Sotel bei den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern abweichend sind, wurde die jeweils kürzere Nutzungsdauer in der Darstellung herangezogen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass je nach Erhaltungszustand und durchgeführten Wartungsmaßnahmen die Nutzungsdauer einzelner Betriebsmittel deutlich höher sein kann, ohne dass dies ein technisches Risiko darstellen muss.

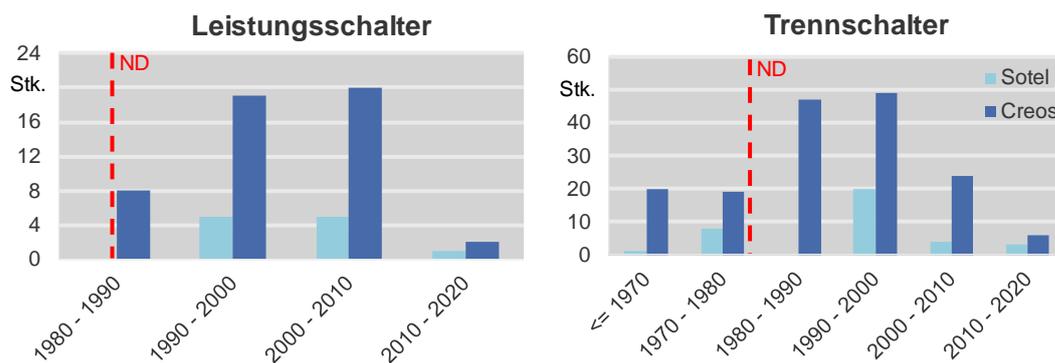


Bild 3.1: Altersmengengerüste der Leistungsschalter (links) und Trennschalter (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr

- Für Leistungsschalter geben Creos und Sotel eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 40 bzw. 35 Jahren an, so dass theoretisch alle Leistungsschalter ersetzt werden müssten, die vor 1977 bzw. 1982 in Betrieb genommen wurden. Für beide Netzbetreiber liegt das Alter aller Leistungsschalter ausschließlich unter diesen Schwellen, so dass insgesamt keine Überschreitung der üblichen betrieblichen Nutzungsdauern festzustellen ist (bei Sotel gibt es zwar aktuell noch einen Leistungsschalter aus dem Jahr 1961, dieser wird aber laut Aussagen von Sotel nicht im operativen Geschäft berücksichtigt). Die im Betrieb eingesetzten Leistungsschalter beider Netzbetreiber weisen darauf hin, dass eine kontinuierliche Überprüfung des Zustands durchgeführt und im Bedarfsfall ein Ersatz vorgenommen wird.
- Für Trennschalter werden jeweils mit den Angaben für Leistungsschalter identische Nutzungsdauern angesetzt und somit bei konsequenter Übernahme in die Erneuerungsstrategie einen Ersatz aller Betriebsmittel vor 1977 bzw. 1982 erforderlich machen würde. Mittlerweile überschreiten viele Trenner im Netz der Creos die angegebene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer. Bei Sotel überschreitet lediglich ein geringer Teil der Anlagen die Nutzungsdauer. Da Trennschalter technisch jedoch deutlich weniger komplex sind als Leistungsschalter, ist ggf. eine längere Nutzung möglich und nicht ungewöhnlich.

Bild 3.2 zeigt eine vergleichbare Auswertung für Freileitungen sowie Leitungsmasten.

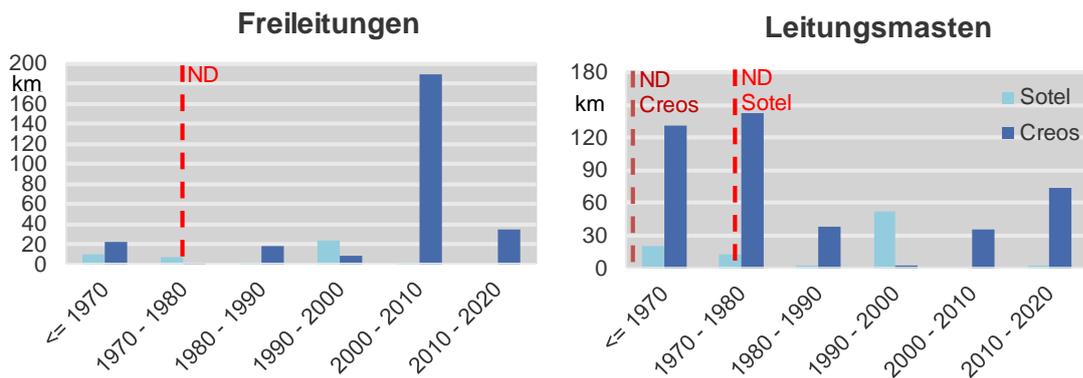


Bild 3.2: Altersmengengerüst Freileitungen (links) und Leitungsmasten (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr in Stromkreis-km

- Für Freileitungsseile 220 kV bzw. 150 kV (nur Sotel) werden technische Nutzungsdauern von jeweils 40 Jahren angegeben. Somit wäre ein Ersatz aller Stromkreise notwendig, die vor 1977 in Betrieb genommen wurden. Bei Creos fällt auf, dass der größte Teil des Netzes noch sehr jung ist und erst in jüngerer Vergangenheit erneuert wurde. Bei Sotel sind die Freileitungen der 150-kV-Ebene größtenteils deutlich älter als die der 220-kV-Ebene und haben zu einem nennenswerten Teil die international übliche Nutzungsdauer von ca. 40 Jahren überschritten. Hierdurch ist allerdings nicht auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu schließen, da die notwendige Versorgungssicherheit für Sotel durch die neue Kuppelleitung zu RTE gesichert wird. Bei beiden Netzbetreibern überschreiten in Summe dennoch etwa 40 km die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer, wodurch ein Ersatz dieser Leitungen in den nächsten Jahren anzuraten wäre.
- Für Masten werden technische Nutzungsdauern von 80 (Creos) bzw. 40 (Sotel) Jahren angegeben. Aufgrund der großen Divergenz wurden in der Grafik beide Nutzungsdauern angegeben. In der internationalen Praxis sind Nutzungsdauern von bis zu 80 Jahren (Linie von Creos) nicht unüblich. Dieser Wert wird von den bestehenden Anlagen noch nicht erreicht, trotzdem kann sich hier mittelfristig Handlungsbedarf ergeben.

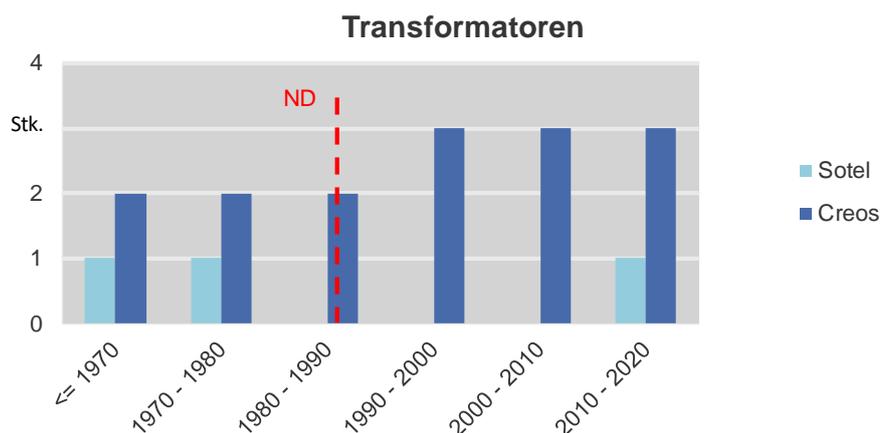


Bild 3.3: Altersmengengerüst Transformatoren bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr

- Auch bei Transformatoren haben bei Creos (45 Jahre) wie Sotel (35 Jahre) einzelne Betriebsmittel die angegebene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer erreicht, so dass ein Ersatz in den nächsten Jahren anstehen könnte. Ein Vergleich der Netzstatistik 2017 mit der Netzstatistik 2015 zeigt darüber hinaus auf, dass in den letzten beiden Jahren bereits einige Transformatoren seitens Creos außer Betrieb genommen wurden.
- Zusätzlich geben die Netzbetreiber Altersmengengerüste für Kabelverbindungen an. Diese wurden allerdings alle erst in den letzten 15 Jahren in Betrieb genommen, so dass sich hier – auch mittelfristig – kein Erneuerungsbedarf aufgrund des Alters der Betriebsmittel ergeben wird.

In Summe kann geschlossen werden, dass die Altersstrukturen des Anlagenmengengerüsts keinen Hinweis auf eine systematische Überalterung der Netze von Creos und Sotel erkennen lassen. Dennoch überschreiten aktuell viele Trennschalter bei Creos, sowie vereinzelt Transformatoren und Leitungsabschnitte bei beiden Netzbetreibern die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer. Ein Ersatz dieser Anlagen in den nächsten Jahren ist somit seitens Creos zu überprüfen, um eventuelle negative Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit ausschließen zu können. Weiterhin ist ersichtlich, dass in einzelnen Anlagenkategorien in der mittleren Zukunft weiterer Reinvestitionsbedarf (oder zumindest Bedarf für dessen intensive Prüfung) anfallen wird.

3.1.4 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Eine Gegenüberstellung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den damit einhergehenden notwendigen Ersatzinvestitionen kann eine Bewertung des investiven Verhaltens eines Netzbetreibers ermöglichen. Hierzu wurden von den Netzbetreibern die Netzstrukturen in Form von Altersmengengerüsten sowie das in den nächsten Jahren projektierte Budget zur Erneuerung, Instandhaltung und Netzerweiterung nach Anlagengütergruppen getrennt übermittelt. Durch die Analyse dieser Daten kann ein Referenzverlauf der künftigen Investitionen abgeleitet werden, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis der von den Netzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern 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 Stromnetzbetreibern in der Praxis. Daher ist es sinnvoller, über einige Jahre Durchschnittswerte zu bilden und diese als Vergleich heranzuziehen. Die Anzahl der Jahre, über die eine solche Mittelung erfolgt, wurde in zwei Rechnungen 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 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.

Neben der Unsicherheit hinsichtlich der Durchschnittsbildung muss auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden üblicherweise in einem Bereich um 30 bis 45 Jahre, bei Stahlgitter-Freileitungsmasten insbesondere der Hoch- und Höchstspannungsebene bis zu 80 Jahre angenommen. Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste. Daher ist auch generell 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 summierten Kosten 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.

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.

Für das 220-kV-Netz der Creos zeigt Bild 3.4 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung.

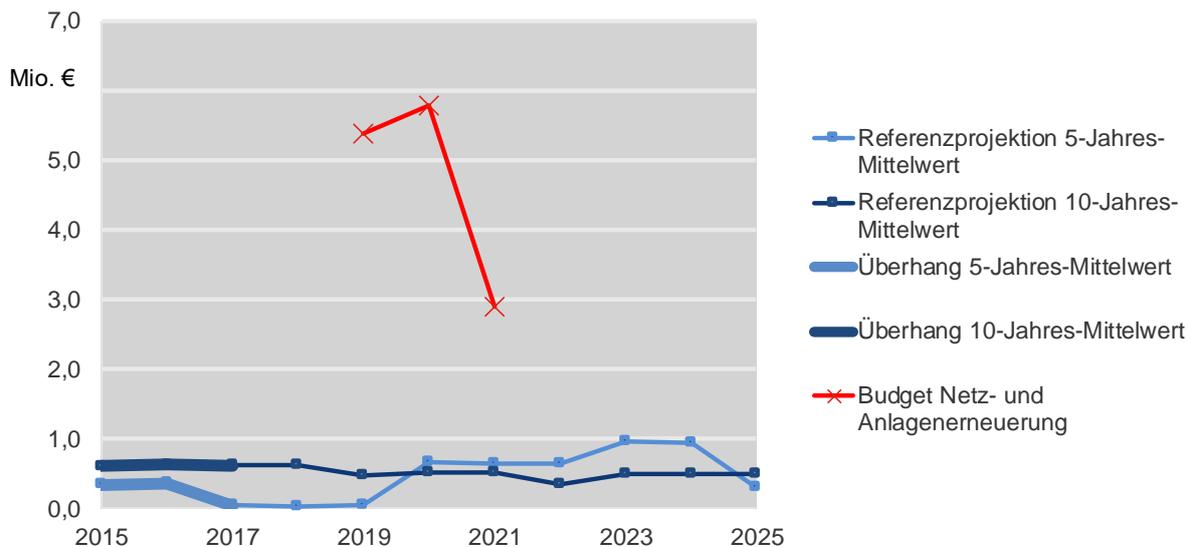


Bild 3.4: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im Stromtransportnetz der Creos. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 7,4 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 6 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Das Bild zeigt für die nächsten 3 Jahre, zu denen Daten zur geplanten Reinvestitionstätigkeit von Creos vorliegen, dass die hierfür eingeplanten Budgets im Durchschnitt deutlich über dem 5-Jahres-Mittelwert der Referenzprojektion liegen, auch wenn es, bedingt durch die diskreten Ausbau- und Erneuerungsschritte in Übertragungsnetzen, zu starken zeitlichen Schwankungen kommt. Das Budget ist somit im Grundsatz dazu geeignet, die angefallenen Überhänge ebenfalls mit abzubauen.

In Summe gibt Creos ein Erneuerungsbudget von knapp 14,5 Mio.€ an, von denen etwa 13,5 Mio. € auf die Umspannebene entfallen. Für die Erneuerung von Netzbetriebsmitteln ist darüber hinaus ein Budget von etwa 1 Mio. € vorgesehen, welches im Hinblick auf die Trenner und Freileitungen, die bereits heute die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer überschritten haben, allerdings nicht ausreichend sein könnte und von Creos überprüft werden sollte.

Die Analysen zeigen keine Hinweise für eine systematische Verschleppung notwendiger Reinvestitionen im Übertragungsnetz und eine dadurch bedingte Gefährdung der Versorgungssicherheit in Luxemburg.

Für das Industrienetz der Sotel zeigt Bild 3.5 die analoge Darstellung:

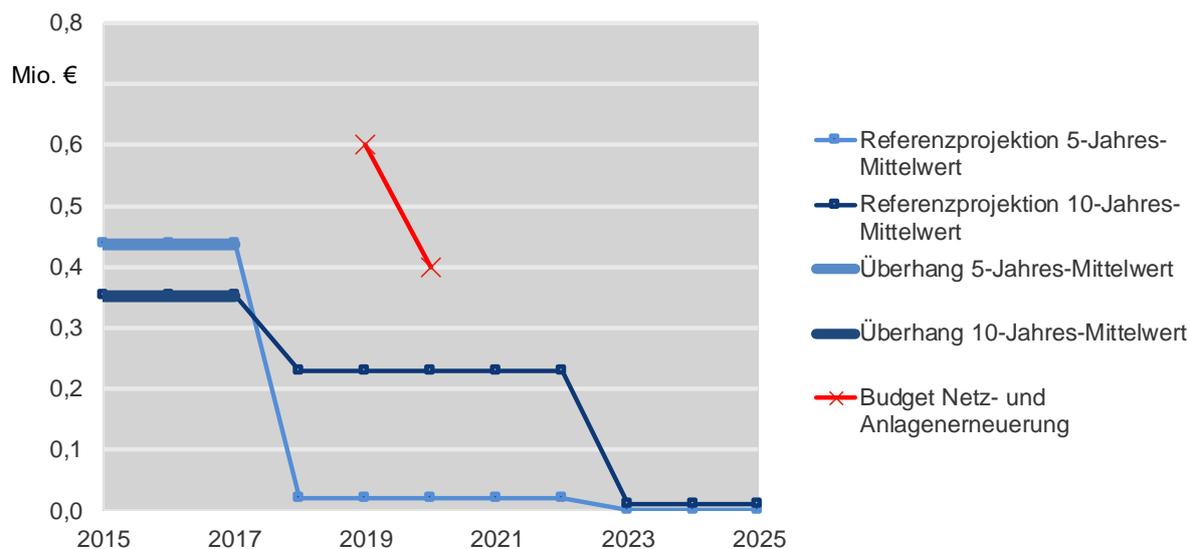


Bild 3.5: Abgleich der Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im industriellen Stromnetz der Sotel. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 4,8 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 3,7 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert)

Bei der Analyse wurden entsprechend die von Sotel angegebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern unterstellt. Lediglich bei den Freileitungsmasten wurde eine in der internationalen Praxis übliche Nutzungsdauer von 80 Jahren verwendet.

In Bild 3.5 ist zu erkennen, dass im betrachteten Zeitabschnitt die budgetierten Erneuerungsplanungen das Niveau der Referenzprojektion im Grundsatz erreicht. In Summe gibt Sotel ein Erneuerungsbudget bis einschließlich 2020 von knapp 1 Mio.€ an, das vollständig für die Erneuerung der Netze vorgesehen ist. Das Erneuerungsbudget ist zwar nicht vollumfänglich dazu geeignet, den Umfang der Überhänge vollständig abzubauen. Im Hinblick auf die in den letzten Jahren in die Erneuerung des Netzes getätigten Investitionen, insbesondere der Leistungsschalter, ist dennoch in den nächsten Jahren von keiner Gefahr für die Versorgungssicherheit im Netzgebiet der Sotel auszugehen.

3.2 Verteilungsnetze

Die Betreiber der Stromverteilungsnetze Luxemburgs wurden für die Erstellung dieses Berichtes, wie auch die Betreiber des Transport- und des Industrienetzes, aufgefordert, Daten und zusätzliche Erläuterungen zum Zustand ihres Netzes, zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe und zu den geplanten Investitionen zu machen. Die Unternehmen haben auf diese Aufforderung

reagiert und Daten bereitgestellt, die in der Auswertung die Verteilungsnetze in Luxemburg in großem Umfang abdecken. Bei fehlenden Angaben wurden basierend auf den Daten der Netzbetreiber Durchschnittswerte ermittelt, die für die jeweiligen Anlagengütergruppen angesetzt wurden.

3.2.1 Aktueller Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Hinsichtlich der heutigen Gegebenheiten und dem Ausblick in die Zukunft liegen für die Versorgungssituation in den Verteilungsnetzen die Angaben der Verteilungsnetzbetreiber vor, die aus Sicht der Verteilungsnetze Gültigkeit haben. Sie sind in der nachfolgenden Auflistung zusammenfassend wiedergegeben:

Die Erwartungen gehen von einer moderaten Entwicklung der Stromnachfrage und damit auch stabiler Nachfrage nach Netzdienstleistungen aus. Von diesen Prognosen sind Abweichungen sicher zu erwarten, die sich aber auch in den größten zu erwartenden Einzelfällen in einem Bereich bewegen dürften, 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 auch bei, dass sich Abweichungen in den einzelnen Verteilungsnetzen zu einem erheblichen Teil gegenseitig kompensieren können. Damit sind die Abweichungen in der räumlichen Verteilung zwar nicht völlig ausgeräumt; deren Einflüsse sind aber von untergeordneter Bedeutung.

Die von den Netzbetreibern erwartete Entwicklung in den Verteilungsnetzen ist nachfolgend in Bild 3.6 dargestellt.

	2017	2020	2023	2033
Anzahl der Netzanschlusspunkte [Stk.]				
35 kV - 110 kV	64	62	64	64
1 kV - 35 kV	5.133	5.356	5.596	6.232
unter 1 kV	295.749	320.048	345.510	427.069
Fläche des Netzgebietes [km²]	2.743	2.743	2.743	2.743
Jahreshöchstlast [MW]				
35 kV - 110 kV	818	850	902	1.082
1 kV - 35 kV	653	709	752	899
unter 1 kV	316	342	363	437
Jahresenergieabgabe [GWh]				
35 kV - 110 kV	4.540	4.891	5.118	5.859
1 kV - 35 kV	3.417	4.048	4.240	4.858
unter 1 kV	1.426	1.595	1.689	1.995
Anzahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [Stk.]				
35 kV - 110 kV	6	10	14	21
1 kV - 35 kV	410	436	458	509
unter 1 kV	6.731	7.522	8.636	12.239
Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]				
35 kV - 110 kV	55	81	111	201
1 kV - 35 kV	254	306	352	473
unter 1 kV	121	132	150	205
Stromkreislänge [km]				
35 kV - 110 kV	685	663	714	768
1 kV - 35 kV	4.051	4.097	4.268	4.826
unter 1 kV	6.635	6.868	7.074	7.690
Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]				
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	138	137	142	145
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	5.383	5.630	5.877	6.398
Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]				
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.542	3.728	4.082	4.365
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	3.226	3.423	3.620	4.131
Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]				
35 kV - 110 kV	67	65	67	67
1 kV - 35 kV	5.176	5.407	5.640	6.257

Bild 3.6: Stand und Entwicklung in den Verteilungsnetzen bis 2033 nach Prognosen der Verteilungsnetzbetreiber

Für die nächsten Jahre rechnen die Verteilungsnetzbetreiber mit einer deutlich höheren Anschlusszahl an Erzeugungseinheiten, insbesondere auf den Nieder- und Mittelspannungsebenen. Nach den Erwartungen wird sich die Anzahl der in der Niederspannungsebene angeschlossenen Anlagen, die zum Großteil aus Photovoltaik-Anlagen bestehen dürften, in den nächsten 15 Jahren in etwa verdoppeln. Damit ergibt sich ein Leistungszuwachs von etwa 80 MW. Der größte Leistungszuwachs an Erzeugungsanlagen wird mit etwa 220 MW hingegen auf der Mittelspannungsebene erwartet, was insbesondere an der Inbetriebnahme von Windkraftanlagen liegen dürfte. In der Hochspannungsebene wird ein Leistungszuwachs von etwa 150 MW erwartet. In Summe übersteigt die Zunahme der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen den antizipierten Lastzuwachs somit deutlich. Die entsprechende Entwicklung der Netzstrukturen

ist im Grundsatz dazu geeignet, den Änderungen auf der Last- und Erzeugungsseite Rechnung zu tragen.

Als Zwischenfazit lässt sich somit festhalten, dass sowohl auf der Nachfrage-, als auch auf der Erzeugungsseite die Bedeutung von dezentralen Anlagen zunimmt, sodass Netzbetreiber darauf vorbereitet sein müssen.

3.2.2 Alter und Zustand der Netze

Inwieweit ein Risiko besteht, dass die Versorgung in den Verteilungsnetzen in der Zukunft gehäuft unterbrochen werden könnte, lässt sich durch Analyse der wesentlichen Anlagengruppen hinsichtlich ihrer Altersstruktur bewerten. Im Rahmen der Erstellung dieses Berichtes wurde diese Analyse für die nachfolgend aufgeführten und beschriebenen Betriebsmittelkategorien durchgeführt (jeweils in Abhängigkeit der Spannungsebene):

- Leistungsschalter, einschließlich Hilfsanlagen
- Freileitungen
- Kabel
- Transformatoren, einschließlich Hilfsanlagen

Die Netzlängen (Stromkreislängen) belaufen sich aktuell auf gut 685 km in der Hochspannung (35 kV bis 110 kV), gut 4.100 km in der Mittelspannung (1 kV bis 35 kV) und über 6.600 km in der Niederspannung. Daneben sind über 5.000 Schaltanlagen (hauptsächlich mit einer Leistung kleiner 35 kV) in Luxemburg installiert. In den letzten beiden Jahren wurden somit etwa 350 km in der Mittel- und weitere 60 km in der Hochspannung zugebaut.

Bild 3.7 zeigt die Entwicklung der Verteilungsnetzinfrastruktur im Überblick über alle Verteilungsnetze³ für die Leitungsverbindungen separiert nach Spannungsebenen. Dabei ist zu erkennen, dass der Aufbau der heutigen Netzinfrastruktur insgesamt sehr kontinuierlich über die letzten vierzig Jahre erfolgt ist. In den letzten Jahren ist weiterhin ein starker Anstieg der Leitungslängen auf der Mittelspannungsebene auszumachen.

³ Die Angaben der Leitungskilometer nach Errichtungsjahr wurden nicht von allen Verteilungsnetzbetreibern übermittelt, so dass diese Darstellung auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten erstellt wurde.

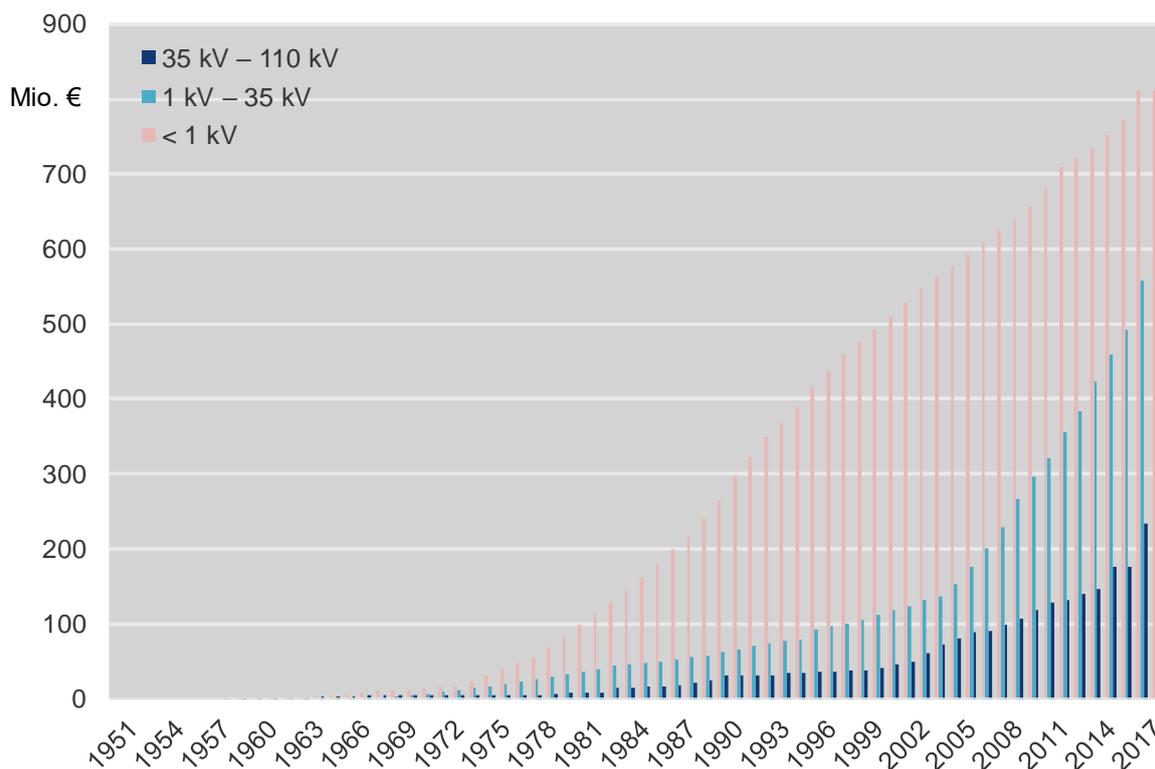


Bild 3.7: Entwicklung des heute in Betrieb befindlichen Stromverteilungsnetzes (Leitungen) in Luxemburg nach approximierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Diese zeitliche Entwicklung zeigt sich auch in der *Altersstruktur* der verschiedenen Betriebsmittelkategorien, die in den Darstellungen von Bild 3.8 bis Bild 3.11 wiedergegeben ist. Dabei werden auch die recht unterschiedlichen Entwicklungen erkennbar, die sich trotz der insgesamt gleichförmigen Entwicklung nach Bild 3.7 in den verschiedenen Kategorien eingestellt haben und die für die heutigen Verteilungsnetze prägend sind.

Die Leistungsschalter und Lasttrenner (Bild 3.8) zeigen ein nach Spannungsebenen unterschiedliches Bild: Bei den Leistungsschaltern in der Hochspannung liegt der Schwerpunkt bei Betriebsmitteln in dem Zeitraum der letzten 27 Jahre. Zusätzlich befinden sich noch einige, wenige Leistungsschalter in Betrieb, in die zwischen 1957 und 1975 investiert wurde.

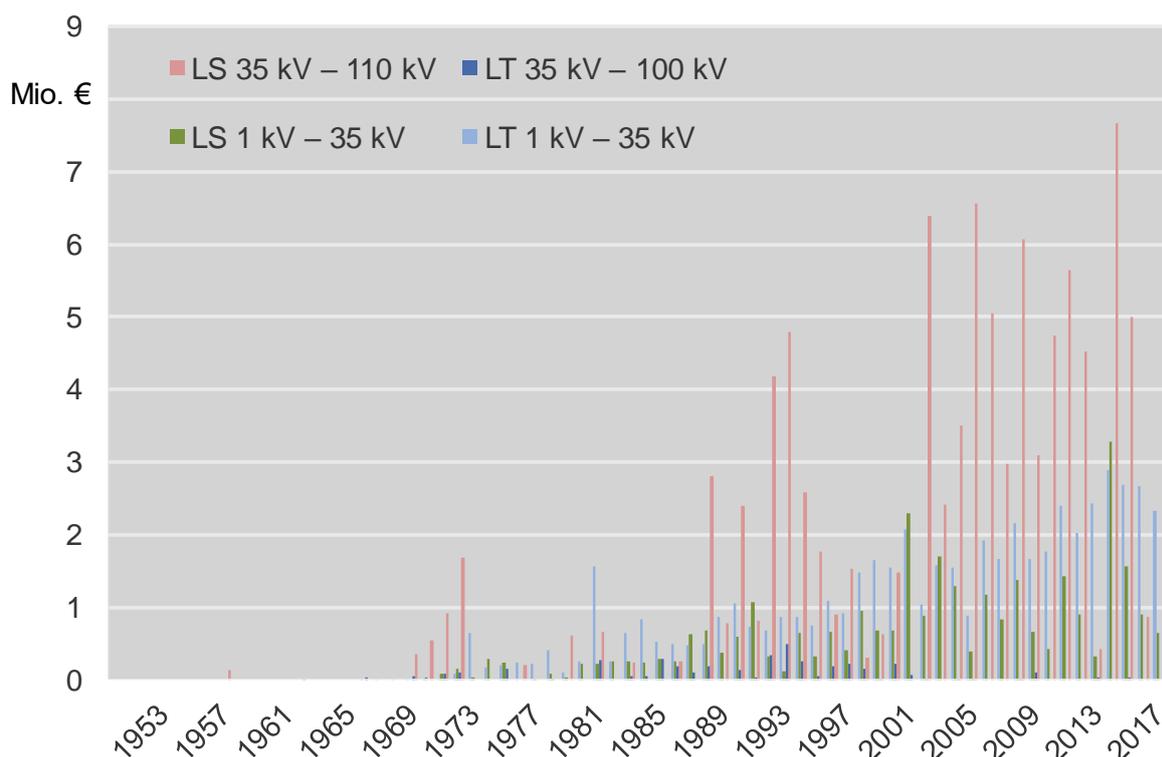


Bild 3.8: Altersstruktur der Leistungsschalter (LS) und Lasttrenner (LT) nach approximierte Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Die Installation neuer Leistungsschalter und Lasttrenner insbesondere in den letzten Jahren trägt zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Um langfristige Gefährdungen der Versorgungssicherheit auszuschließen, sollte eine Prüfung zur Erneuerung insbesondere der o. g. Hochspannungsbetriebsmittel mit mittlerweile mehr als 40jähriger bis 50jähriger Nutzung in den nächsten Jahren mit hoher Priorität weiterverfolgt und abgeschlossen werden. Ein Vergleich der Netzstatistik 2017 mit der Netzstatistik 2015 zeigt auf, dass bereits Reinvestitionen älterer Betriebsmittel zu verzeichnen sind. Dennoch sollte für die heute weiterhin in Betrieb befindlichen Leistungsschalter weiteres Erneuerungsbudget für die nächsten Jahre vorgesehen werden.

Die mengen- und kostenmäßig entscheidenden Leitungen, die bereits die Darstellung in Bild 3.7 prägen, zerfallen in die beiden Untergruppen Freileitungen (Bild 3.9) und Kabelleitungen (Bild 3.10), die ganz erhebliche Unterschiede aufweisen.

Bei den Freileitungen dominieren die Mittelspannungsebene, deren heutiger Bestand vor allem in den 1970-er und frühen 1980-er Jahren aufgebaut wurde und – bei einer unterstellten Nutzungsdauer von rund 50 Jahren – in den nächsten Jahren zur Erneuerung anstehen wird, sowie

die Hochspannungsebene, bei der maßgebliche Anteile mit einem Schwerpunkt aus den 1980-er Jahren stammt und hinsichtlich dieser Anteile in naher Zukunft noch keinen erheblichen Reinvestitionsbedarf nach sich ziehen wird. Ein anderer Schwerpunkt liegt, auch infolge bereits durchgeführter Reinvestitionen, bei Anlagen, die in den letzten 15 Jahren errichtet wurden und die auch längerfristig noch ohne Erneuerungsbedarf versorgungssicher betrieben werden können.

Freileitungen in der Niederspannung haben eine deutlich untergeordnete Bedeutung, allerdings steht der Schwerpunkt der bestehenden Installationen aus den 1960-er Jahren in naher Zukunft zur Erneuerung (oder zum Ersatz durch Kabel) an. Aus den Daten der Netzbetreiber ist ersichtlich, dass dieser Ersatz aktuell bereits stattfindet und Freileitungen in den letzten Jahren kontinuierlich durch Kabel ersetzt wurden.

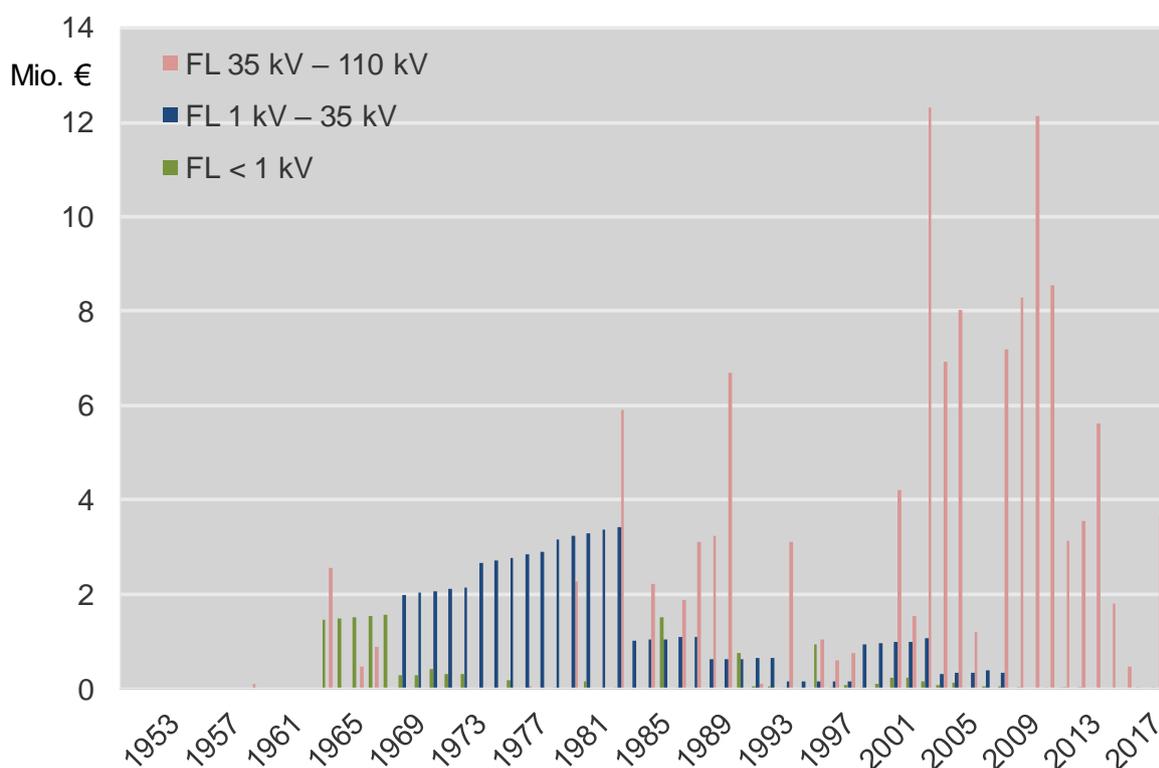


Bild 3.9: Altersstruktur der Freileitungen (FL) nach approximierten Anschaffungs- und Herstellungskosten

Einige Netzbetreiber geben bei den Freileitungen hingegen auch Nutzungsdauern von lediglich 40 Jahren an, so dass alle Leitungen, die vor 1977 in Betrieb genommen wurden, in den nächsten Jahren zu ersetzen wären. Dies würde umfassend die Freileitungen auf der Nieder- und der Mittelspannungsebene umfassen. Da Netzbetreiber auf diesen beiden Spannungsebenen dazu

übergehen, vermehrt Kabel einzusetzen, die gegenüber Freileitungen z.T. deutlich höhere spezifische Investitionskosten aufweisen, ist somit in den nächsten Jahren mit umfassenden Investitionen auf der Leitungsebene zu rechnen. Die entsprechenden Netzbetreiber müssen somit sicherstellen, dass sie für den Ersatz dieser Betriebsmittel ausreichendes Budget vorsehen oder anderweitig gewährleisten, so dass mit dem Überschreiten der technischen Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit verbunden sind.

Die geringe Bedeutung der Freileitungen in der Niederspannung erklärt sich auch durch die Verhältnisse in Bild 3.10: Dort dominieren die Kabelleitungen der Niederspannungsebene eindeutig, die seit den 1980-er Jahren und bis heute fast vollständig die Freileitungen derselben Spannungsebene ersetzt haben. Der hieraus resultierende Ersatzbedarf wird aufgrund des hohen Kostenanteils über die nächsten zwanzig bis dreißig Jahre die Erneuerungstätigkeit der Verteilungsnetzbetreiber in Luxemburg maßgeblich bestimmen. Auch bei den älteren Kabeln werden laut Aussagen einiger Netzbetreiber die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern erreicht. Die entsprechenden Netzbetreiber müssen auch hier sicherstellen, so dass sie für den Ersatz der entsprechenden Kabelleitungen ausreichendes Budget vorsehen bzw. gewährleisten, dass mit dem (temporären) Überschreiten der Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu erwarten sind.

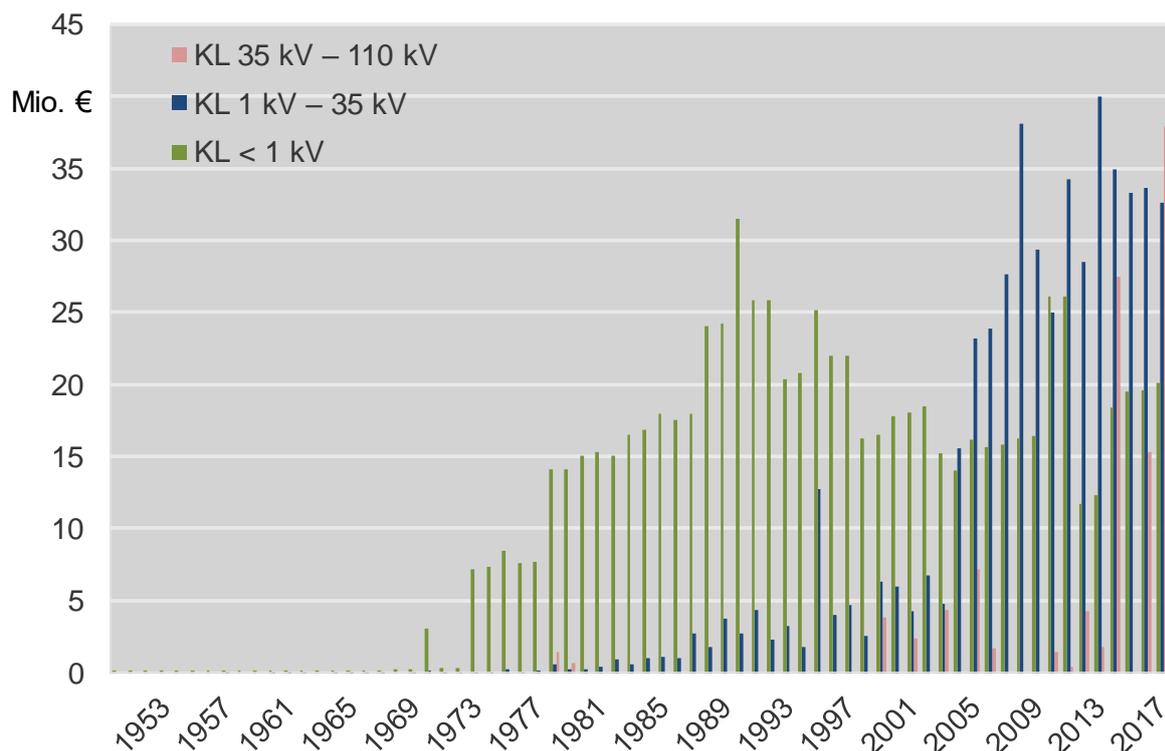


Bild 3.10: Altersstruktur der Kabelleitungen (KL) nach approximierten Anschaffungs- und Herstellungskosten

Als letzte Betriebsmittelkategorie sind in Bild 3.11 die Transformatoren dargestellt. Für beide Umspannungsebenen ergibt sich ein wenig unterschiedliches Bild ohne große Risiken für die Versorgungssicherheit, da die Mehrheit der Transformatoren jüngeren Alters (unter zwanzig Jahre) ist und altersbedingte Beeinträchtigungen der Funktionalität oder Verfügbarkeit daher nicht zu erwarten sind. Dennoch steht auch in den nächsten Jahren eine Erneuerung der älteren Anlagen, die teilweise aus den 1960-er und 1970-er Jahren stammen, an. Vergleichbar zu den anderen Betriebsmittelkategorien müssen die jeweils betroffenen Netzbetreiber prüfen, ob entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten sind, um negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ausschließen zu können.

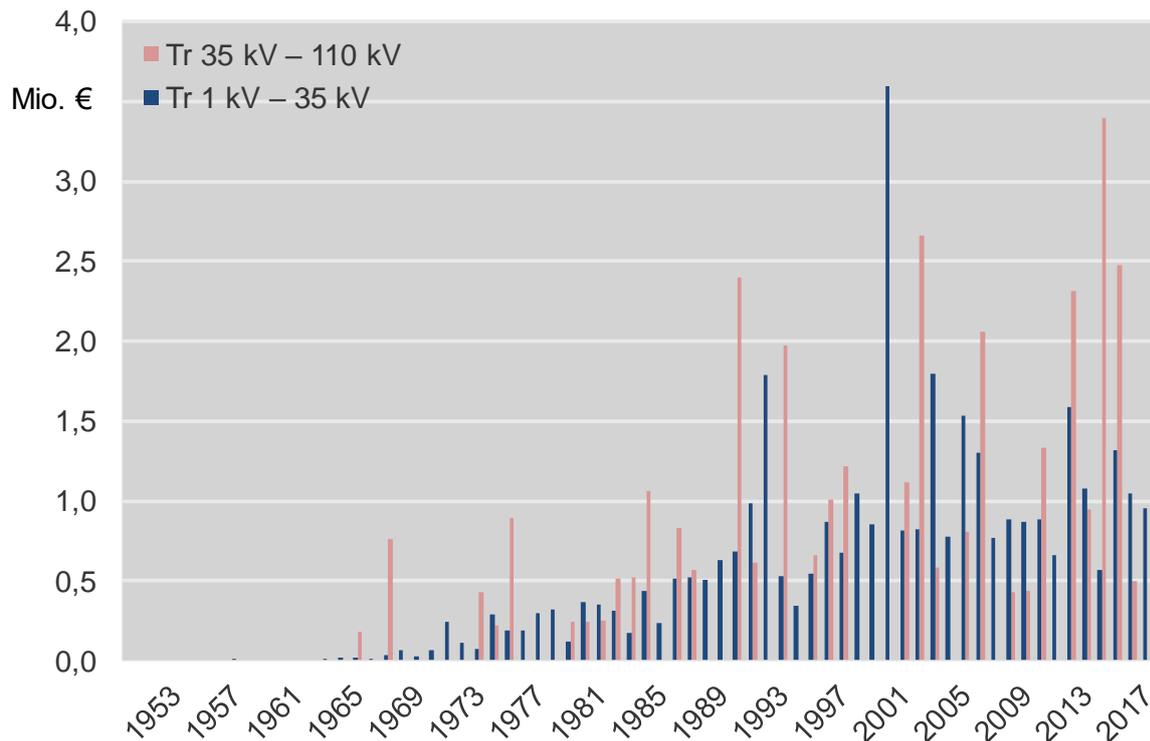


Bild 3.11: Altersstruktur der Transformatoren (Tr) differenziert nach oberspannungsseitiger Nennspannung nach approximierten Anschaffungs- und Herstellungskosten

3.2.3 Investitionen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung

Auch für die Verteilungsnetze wurde eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen nach Anlagengütergruppen getrennt durchgeführt und hieraus ein Referenzverlauf der künftigen Reinvestitionen abgeleitet, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis der von den Netzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wurde. Dabei wurde das bereits in Abschnitt 3.1.4 für die Übertragungs- und industriellen Netze erläuterte Vorgehen auch für die Verteilungsnetze angewendet.

Wie bereits für die Transportnetze beschrieben, muss auch bei den Verteilungsnetzen auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Diese werden für Verteilungsnetze üblicherweise in einem Bereich um 30 (Schaltanlagen) bis 40 (Leitungen) Jahre angenommen; Praxiserfahrungen zeigen aber, dass auch deutlich höhere Werte erreicht werden können, ohne dass damit die Betriebssicherheit zwingend beeinträchtigt sein müsste. Daher ist auch generell im Asset Ma-

nagement 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.

Die Netzbetreiber haben uns vorrangig Ersatzinvestitionen zukommen lassen. Einige Netzbetreiber, denen dies nicht möglich war, wurde zudem die Möglichkeit eingeräumt, historische Anschaffungskosten anzugeben. Während für erstere direkt die geschätzten Kosten für die Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden können, ist für letztere eine davon abweichende Vorgehensweise notwendig:

Um die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten zu berücksichtigen, wurde eine jährliche Preissteigerungsrate von 2 % angenommen. 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 (bei 30 Jahren um einen Faktor 1,8) höher liegen als die ursprünglichen Investitionskosten.

Diese Gegebenheit ist in die Referenzprojektionen zu integrieren. Diese Integration wurde vorgenommen, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 40 Jahren bei Leitungen und 30 Jahren bei Stationen fortgeschrieben wurden und das Preisniveau durch Multiplikation mit 2,2 bzw. 1,8 angehoben wurde.⁴ Nicht aufgenommen wurde hingegen eine Praxis mancher Netzbetreiber, in ihren Planungen zudem von einer – sehr kurzen – Lebensdauer von nur 25 Jahren auszugehen. Eine solche tatsächliche Betriebszeit kann in einigen Fällen auftreten, wenn eine Ersatzinvestition bei günstiger Gelegenheit – beispielsweise bei anstehenden Straßenerneuerungen – mit reduzierten Kosten vorgenommen wird. Eine gegenüber 40 bzw. 30 Jahren deutlich verkürzte technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer als allgemein zwingend einzuhaltende Regel anzusetzen, wäre aber nicht sachgerecht, da sie einen zu strengen Prüfmaßstab für die Reinvestitionstätigkeit des Netzbetreibers darstellen

⁴ Im Gegensatz zum Vorgehen bei den weitaus jüngeren Gasverteilungsnetzen (vgl. hierzu den Bericht über die Versorgungssicherheit im Erdgasbereich in Luxemburg) wurde kein zusätzlicher Zuschlag für die Tiefbaukosten hinzugerechnet, da im Fall der Stromverteilungsnetze die Tiefbaukosten im Wesentlichen bereits in den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten enthalten sind.

würde. Weiterhin wurde nicht berücksichtigt, dass der Ersatz von Freileitungen auf den unterlagerten Spannungsebenen aktuell fast ausschließlich durch den Einsatz von Kabeln erfolgt, es sei denn, Netzbetreiber hätten dies bei der Datenerhebung berücksichtigt und entsprechende Kosten mitgeliefert.

Die so berechneten Referenzprojektionen können als Vergleichsmaßstab für die tatsächlichen Investitionen und Investitionsplanungen der Netzbetreiber herangezogen werden. Dabei sind jedoch 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. Ein Indikatorwert hierfür sind die *Überhänge*, also die kumulierten Unterschreitungen der Referenzprojektionen für Reinvestitionen in vergangenen Jahren.

Für die Verteilungsnetze zeigt Bild 3.12 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung, zunächst im Überblick über das gesamte Anlagevermögen, dann unterteilt nach Netzen und nach Anlagen:

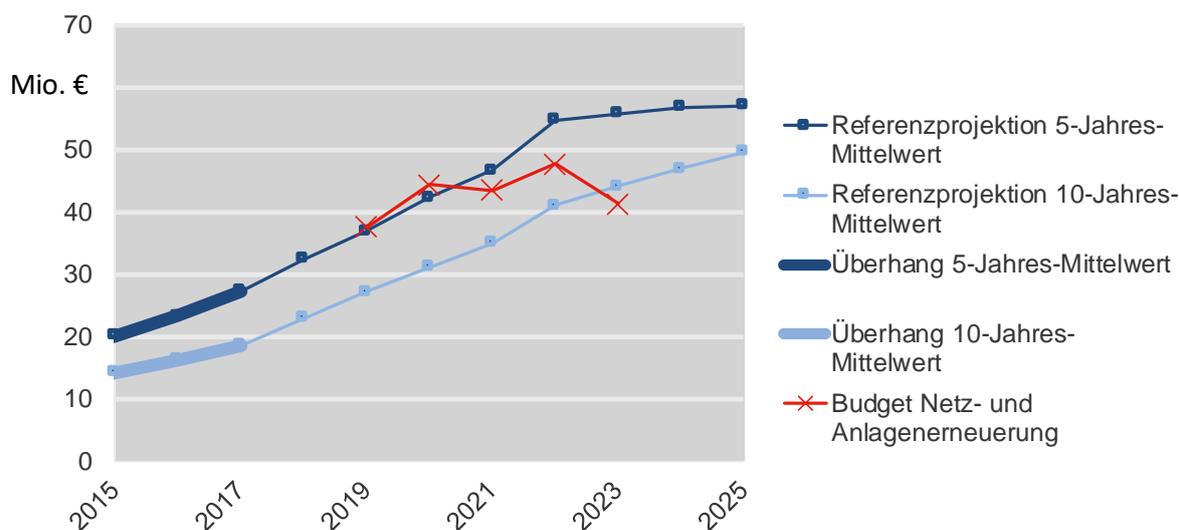


Bild 3.12: Abgleich der gesamten Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand (Netz+Stationen) in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 182 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 132 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Die Investitionsplanungen der Verteilungsnetzbetreiber liegen über den Referenzprojektionen mit einer Durchschnittsbildung über 10 Jahre und bis 2020 ebenfalls über den Referenzprojek-

tionen mit einer Durchschnittsbildung über 5 Jahre. Ein (zeitweises) Unterschreiten der Referenzprojektionen wie in den vergangenen Jahren (hieraus resultiert der Überhang) erscheint tolerabel, da die tatsächlichen Lebensdauern entsprechend gewarteter Betriebsmittel deutlich über 40 Jahren liegen können.

Die kumulierten Überhänge sind mittlerweile allerdings deutlich angestiegen und befinden sich aktuell bereits auf einem Niveau, das nicht mehr innerhalb weniger Jahre durch die Referenzprojektion übersteigende Erneuerungsbudgets abgebaut werden kann. Einige Netzbetreiber geben allerdings – wie auch weiter unten aufgeführt – relativ niedrig erscheinende betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern bei einigen Betriebsmitteln an. So beträgt die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer bei Leitungen z. T. lediglich 40 Jahren, bei Transformatoren und Leistungsschaltern z. T. lediglich 30 Jahre. Hierdurch wird der Umfang der Überhänge deutlich in die Höhe getrieben. In der Praxis und auch bei anderen Netzbetreibern sind von diesen Angaben abweichende Nutzungsdauern von etwa 60 Jahren bei Leitungen und 40 bis 50 Jahren bei Anlagen nicht unüblich. Es ist somit nicht unmittelbar von einer Gefährdung der Versorgungssicherheit auszugehen.

Der Aspekt der Überhänge sollte in folgenden Monitorings sorgfältig überprüft werden und ggf. mit detaillierteren Untersuchungen zum Reinvestitionsverhalten und zum Abbau des erheblichen Überhangs gestützt werden. Wenn die budgetierten Investitionen tatsächlich in die Realität umgesetzt werden, sollte dies zudem zum konsequenten Abbau der bestehenden Überhänge führen.

Diese grundsätzlichen Erkenntnisse werden auch durch die detailliertere Betrachtung in den nachfolgenden Darstellungen (Bild 3.13 für die Erneuerungsinvestitionen in die Netze und Bild 3.14 für die Erneuerungsinvestitionen in die Anlagen) bestätigt.

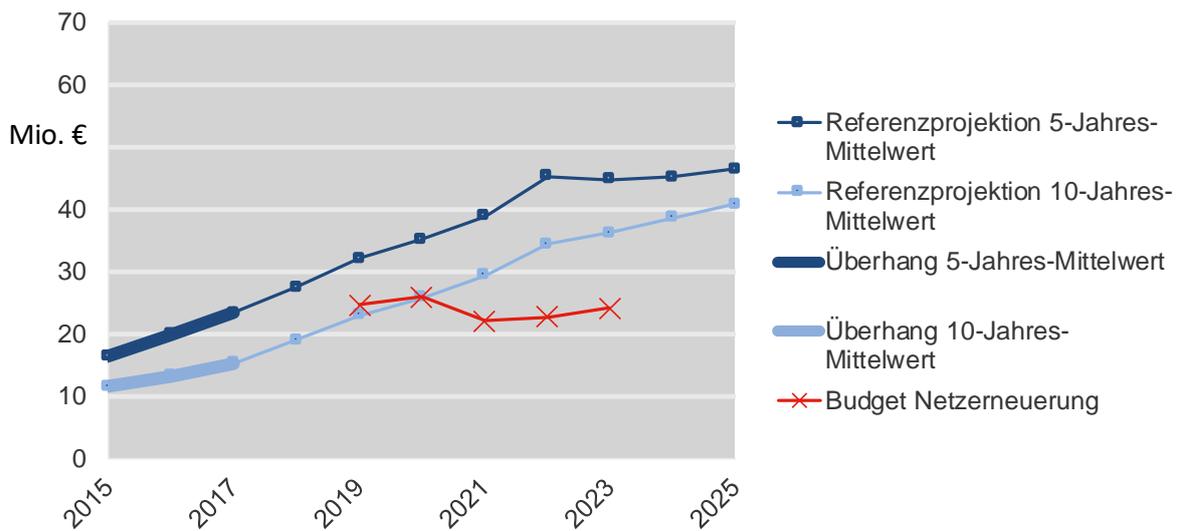


Bild 3.13: Abgleich der leitungs(netz-)bezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 138 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 96 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Erkennbar ist, dass Bedarf für eine mittel- bis langfristige Erhöhung der Reinvestitionsbudgets zu einem Großteil im Leitungsbereich besteht, während Projektion und Budgetansätze im Anlagenbereich sogar oberhalb der Referenzprojektionen liegen.

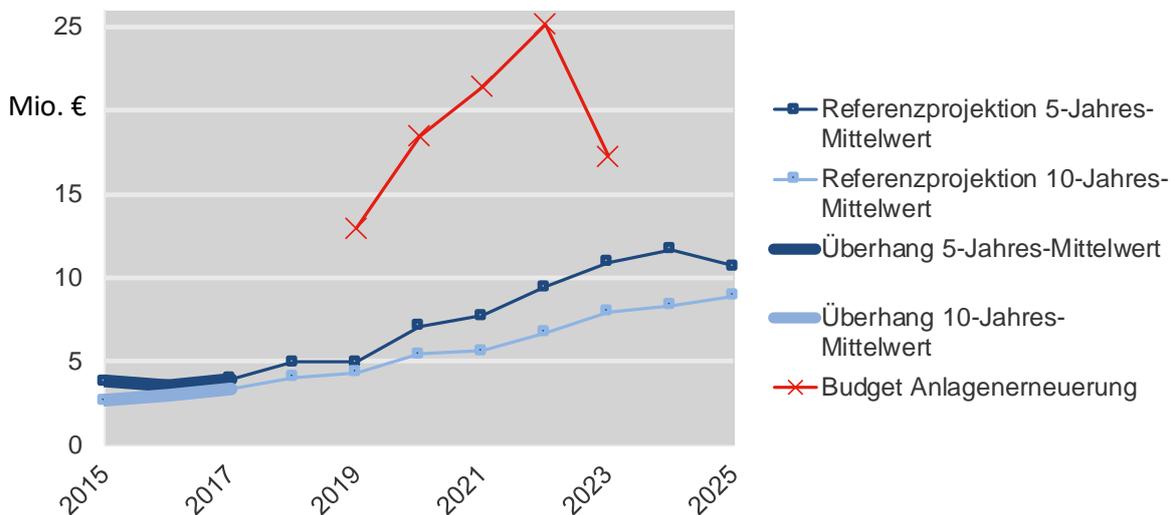


Bild 3.14: Abgleich der anlagenbezogenen Budgetansätze für Ersatzinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilungsnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 45 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 36 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert).

Insgesamt kann somit nicht von einer systematischen Verschleppung notwendiger Reinvestitionsmaßnahmen gesprochen werden, da die Nutzungsdauern im Bereich der leitungsbezogenen Referenzprojekte in der Praxis leicht überschritten werden dürfen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Da das Budget für die Anlagenerneuerung zusätzlich über dem Wert der Referenzprojektion liegt, kann zusätzlich – tatsächliche Umsetzung in der Praxis vorausgesetzt - von einem Abbau der Überhänge in den nächsten Jahren ausgegangen werden. In der nächsten Periode ist im Rahmen eines Monitorings sorgfältig zu prüfen, dass das aktuell angesetzte Budget auch zu Zwecken der Erneuerung von Betriebsmitteln eingesetzt wird. Da die von den Netzbetreibern angegebene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 40 Jahren für Leitungsverbindungen eher an dem unteren Ende anzusehen ist und in der Praxis auch Nutzungsdauern von bis zu 60 Jahren ohne negative Beeinträchtigung der Versorgungszuverlässigkeit bei Leitungen nicht unüblich sind, die Annahmen aber gleichzeitig die leitungsbezogene Referenzprojektion und infolgedessen die Überhänge treiben und künstlich erhöhen, scheint das von den Netzbetreibern angesetzte Erneuerungsbudget entsprechend dimensioniert zu sein.

Somit ist aktuell die Sicherung der Nachhaltigkeit der Netzentwicklung gewährleistet.

3.2.4 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, monatliche und jährliche Kontrollen sowie im entsprechenden Rhythmus vorausbestimmte Instandhaltungsarbeiten mit dem Austausch üblicher Verschleißteile.

Die Höhe der Budgetangaben für die Wartung und Instandhaltung der Verteilungsnetze liegt dabei überwiegend im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit insbesondere auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.

Literatur

- [1] ENTSO-E
Mid-Term Adequacy Forecast
Studie, Brüssel, www.entsoe.eu (02.11.2017)

- [2] Pentilateral Energy Forum Support Group 2
Generation Adequacy Assessment
Studie, Januar 2018

- [3] **Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market**
Erklärung, Luxemburg, 08. Juni 2015

- [4] Consentec
Technische und wirtschaftliche Auswirkungen einer Zusammenschaltung der Übertragungsnetze auf dem Gebiet des Großherzogtums Luxemburg mit denen in Frankreich und Belgien
Gutachten für Ministère de l'Économie et du Commerce extérieur, 2005