



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**

31. Juli 2024

Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg

Dr. Simeon Hagspiel
Commissaire du Gouvernement à l'Energie

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

31. Juli 2024

Inhalt

	ZUSAMMENFASSUNG UND WICHTIGSTE ERKENNTNISSE	1
1	HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG DES BERICHTS	5
2	VERSORGUNGSSITUATION EUROPAS UND LUXEMBURGS VOR DEM HINTERGRUND DES KRIEGS IN DER UKRAINE	6
3	MARKTSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT	10
3.1	Nationale Perspektive	10
3.1.1	Entwicklung der Stromnachfrage	10
3.1.2	Entwicklung der Stromerzeugung	14
3.1.3	Abhängigkeit von Stromimporten	18
3.2	Regionale und Europäische Perspektive	19
3.2.1	Europa: European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der ENTSO-E	21
3.2.2	Deutschland: Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur	23
3.2.3	Belgien: Adequacy & Flexibility Study der Elia	25
3.2.4	Frankreich: Bilan prévisionnel der RTE	26
3.3	Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die marktseitige Versorgungssicherheit	28
4	NETZSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT	31
4.1	Entwicklung der historischen Versorgungsqualität im Netz	31
4.2	Übertragungs- und industrielle Netze	32
4.2.1	Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Übertragungsnetz	32
4.2.2	Alter und Zustand der bestehenden Netze	34
4.2.3	Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	37
4.2.3.1	Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze	37
4.2.3.2	Investitionen in die Netzerweiterung	40
4.2.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	42
4.3	Verteilnetze	43
4.3.1	Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz	43
4.3.2	Alter und Zustand der bestehenden Netze	48
4.3.3	Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	53
4.3.3.1	Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze	53
4.3.3.2	Investitionen in die Netzerweiterung	57
4.3.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	58
4.4	Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die netzseitige Versorgungssicherheit	58
5	ÜBERSICHT DER PRÄVENTIONS- UND NOTFALLPLÄNE.....	59
6	LITERATUR.....	62

Zusammenfassung und wichtigste Erkenntnisse

Der vorliegende Bericht analysiert die **Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg**. Aufbauend auf der letzten Version von 2022 wurde der Bericht umfassend überarbeitet und ergänzt. Er trägt insbesondere auch den Ereignissen der **Energiekrise** Rechnung, die großen Einfluss auf die Stromversorgung hatte. Neben Engpässen in der Gasversorgung wurde die Situation im Winter 2022-23 durch eine schlechte Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke in ganz Europa und Kernkraftwerke in Frankreich verschärft.

Als Konsequenz der Krise stiegen die Preise auf den europäischen Strommärkten auf Rekordniveau. Heute haben sich die Preise wieder eingependelt, liegen aber strukturell höher als in der Vergangenheit und zeigen zudem eine deutlich höhere Volatilität.

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

- **Effiziente Kooperation aller Akteure sowohl national als auch europaweit:** Ministerien, die Europäische Kommission, Netzbetreiber, Regulierungsbehörden und Energieversorger bewiesen Reaktivität und Handlungsfähigkeit beim Umgang mit sehr dynamischen, komplexen und unsicheren Situationen. Eine wichtige Rolle spielten gute Kommunikationskanäle sowie die kontinuierliche Verfügbarkeit von Daten und Informationen auch über Landesgrenzen hinweg.
- **Stromverbrauchsreduktion:** Quer durch die Gesellschaft gab es ein hohes Maß an Sensibilität und Bereitschaft zur Reduktion der Stromnachfrage. Dabei spielte auch der substantielle Preisanstieg vor allem für Unternehmen eine wichtige Rolle. Der Stromverbrauch in Luxemburg fiel dadurch im Jahr 2023 um 6,4 % im Vergleich zu den vorhergehenden fünf Jahren. Im ersten Quartal 2024 lag der Stromverbrauch 3,9 % unter dem der Vorjahre.
- **Integrierter Strombinnenmarkt:** Luxemburg importierte im Jahr 2023 78 % des nationalen Strombedarfs aus dem Ausland, und profitiert in besonderem Maße vom europäischen Binnenmarkt. Dieser sorgte auch in den angespannten Momenten der Energiekrise für eine effiziente Verteilung des Stroms in Europa und eine gesicherte Belieferung der luxemburgischen Energieversorger und Stromkunden.
- **Ausbau von Erzeugungskapazitäten:** Insbesondere die erneuerbaren Energien wurden in den letzten Jahren massiv ausgebaut. In Luxemburg stieg die installierte Erzeugungsleistung in den Jahren 2021-2023 von 592 auf 811 MW (+37 %).
- **Verfügbarkeit und Zustand der Stromnetze:** Ein starkes Netz ist Rückgrat einer sicheren Stromversorgung. Luxemburg hat nach heutigem Stand ein bedarfsgerechtes Netz sowohl auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. In der Statistik für ungeplante Versorgungsunterbrechungen erreicht Luxemburg mit durchschnittlich 13,1 Minuten pro Verbraucher pro Jahr im europäischen und globalen Vergleich Spitzenwerte.

Um auch in Zukunft ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollten die oben genannten Punkte weitergeführt und gestärkt werden. Eine besondere Herausforderung für Luxemburg entsteht durch die erwartete **starke demographische, soziale und wirtschaftliche Entwicklung**, durch die der Stromverbrauch um über 30 % bis 2030 steigen soll. Auf Seiten der Produktion wird mit etwa einer Verdopplung der installierten Kapazitäten im gleichen Zeitraum gerechnet. Vor diesem Hintergrund weisen Analysen des Verbands der europäischen Stromnetzbetreiber (ENTSO-E) darauf hin, dass

sich die Versorgungssicherheit in Luxemburg ohne geeignete Maßnahmen im Zeithorizont 2033 deutlich verschlechtern könnte. Es gilt demnach, den Einfluss der oben genannten Entwicklungen auf die Versorgungssicherheit möglichst gut zu **antizipieren und durch politische Maßnahmen und einen regulatorischen Rahmen zu steuern**.

Als geeignete Maßnahmen werden **stabile Investitionsbedingungen für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten, die Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen, sowie der Ausbau von Netzinfrastrukturen** aufgeführt. Für Luxemburg besonders wichtig ist und bleibt zudem die Einbindung in den **europäischen Strombinnenmarkt**, da die Stromversorgung trotz ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht national erreicht werden kann und die durchschnittliche Importabhängigkeit auch im Jahr 2030 bei über 60 % liegen dürfte. Die Spitzenlast im Netz der öffentlichen Versorgung wurde im Rahmen des vorliegenden Berichts im Zielszenario auf bis zu 1550 MW im Jahr 2030 und 2698 MW im Jahr 2040 geschätzt (Abbildung 1). Der kritische Fall besteht dabei aus einer hohen Industrienachfrage zur Mittagszeit im Winter, kombiniert mit geringen sicheren Beiträgen von PV und Windproduktion. Ebenso hat Luxemburg kaum steuerbare Erzeugungsanlagen (Wasser, Biogas und Müll), die dann sicher verfügbar sind. Flexibilität durch Speicher und bei der Nachfrage (z.B. bei Industrieprozessen oder beim Einsatz von Wärmepumpen) hingegen können einen relevanten Beitrag zur Reduktion der Spitzenlast liefern, der für diesen Bericht auf mehr als -20% geschätzt wurde.

Die verbleibende Last gilt es über entsprechende **Interkonnektorkapazitäten** zu decken. Die heute installierte sichere Importkapazität von 980MW soll durch das „**Projet 380**“ der Creos auf 1500 MW erweitert werden. Zur Deckung der oben beschriebenen Spitzenlasten könnte dieser Ausbau bis 2030 für die Versorgungssicherheit dringend notwendig sein und sollte nicht verschleppt werden. Auch der von Creos in Aussicht gestellte Ausbau des 380kV-Netzes im Norden des Landes scheint angesichts der Analysen des vorliegenden Berichts für den Zeitraum 2030-2040 grundsätzlich sinnvoll, der auf Basis der weiteren Entwicklungen bis Ende der 20er-Jahre – auch unter Betrachtung möglicher Alternativen – weiter analysiert werden sollte.

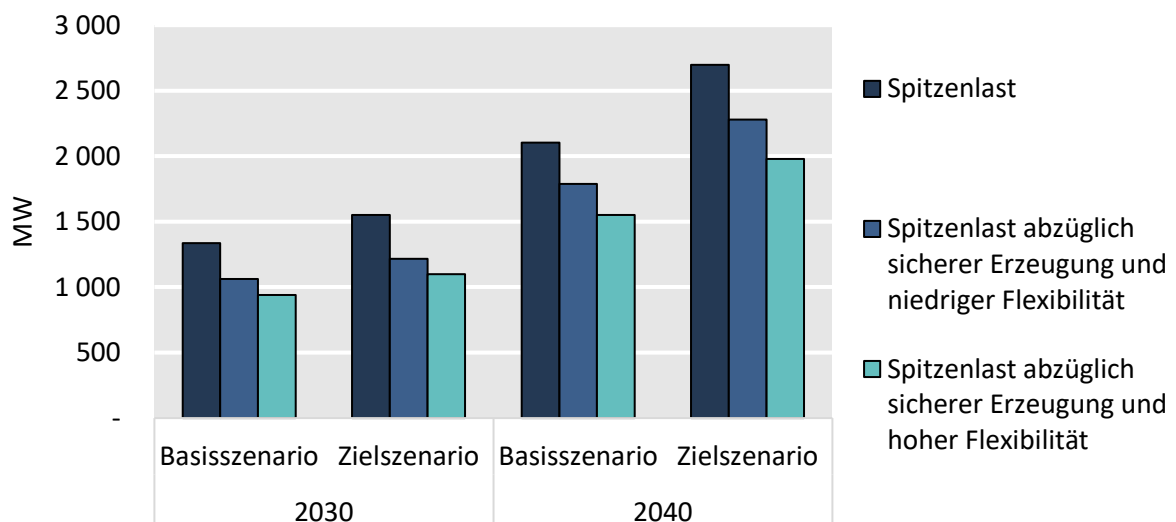


Abbildung 1. Spitzenlast und Spitzenlast abzüglich sicherer Erzeugung und niedriger bzw. hoher Flexibilität für die Jahre 2030 und 2040 im Basis- und Zielszenario [Quelle: eigene Darstellung]

Auch der **Ausbau der Verteilnetze** muss weiter vorangetrieben werden, um der zukünftigen Versorgungsaufgabe nachzukommen. Der Bedarf wurde für den vorliegenden Bericht durch eine Modellnetzanalyse abgeschätzt. Diese ist zwar per Definition nur schematisch, liefert aber nichtsdestotrotz eine gute Abschätzung der relevanten Größenordnungen und kann als Anhaltspunkt für die konkreten Netzausbaupläne im Verteilnetz dienen.

Wie nachfolgend dargestellt, ist ausgehend von der heutigen Netzinfrastruktur (=100%) in den verschiedenen Spannungsebenen wie unten dargestellt der **Ausbaubedarf erheblich**. Dabei ist die relative Zunahme in den Umspannwerken (d.h. vor allem Transformatoren) wesentlich größer als in den Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebenen. Der niedrigste Bedarf fällt bei der Niederspannung an, mit der v.a. Haushaltskunden versorgt werden, da Netzbetreiber in vergangenen Jahren vorausschauend ausreichend Kapazitäten in den Straßen verlegt haben.

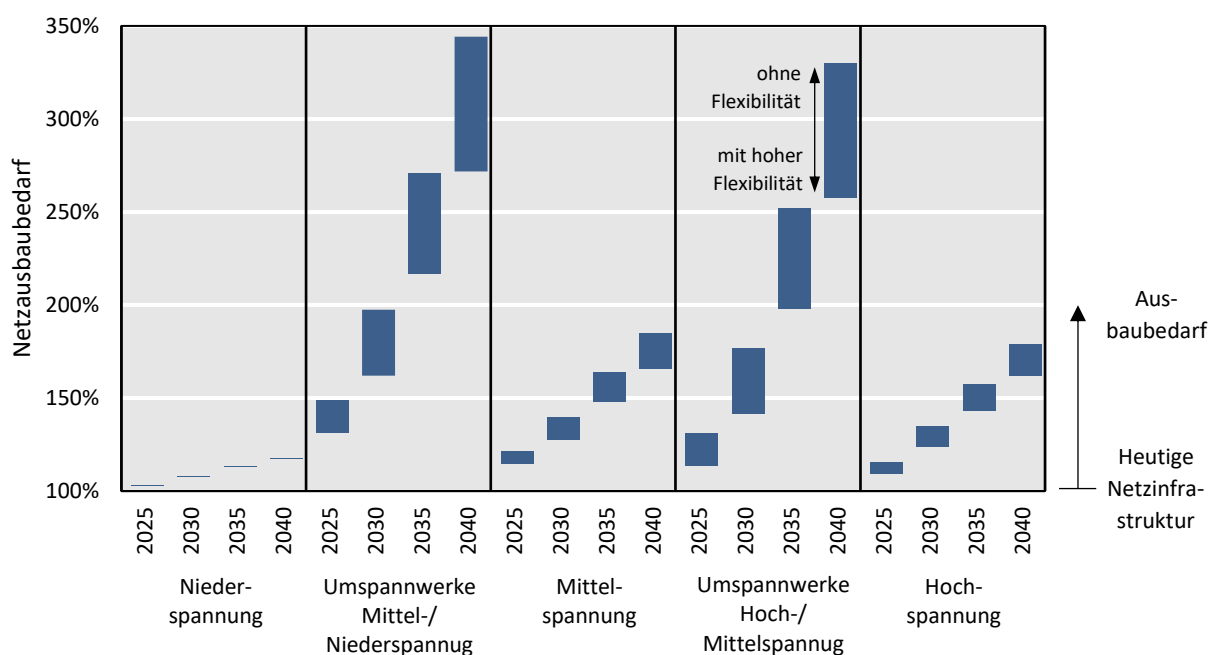


Abbildung 2. Netzausbaubedarf in den Verteilnetzebenen für die Jahre 2025 bis 2040 im Zielszenario, jeweils als Bandbreite ohne und mit hoher Flexibilität [Quelle: eigene Darstellung]

Der Bericht schätzt ebenso die für den oben dargestellten Ausbau **notwendigen Investitionen**, die sich auf bis zu 110 Mio. € pro Jahr im Zeitraum 2025-2030, und im Bereich 128-178 Mio. € pro Jahr zwischen 2030 und 2040 belaufen.

Im Vergleich mit der modellbasierten Abschätzung des Ausbaubedarf, zeigen die aktuell **vorgesehenen Investitionsbudgets der Verteilnetzbetreiber ein deutliches Defizit**, v.a. im Bereich der Mittelspannung und der Umspannebenen. Dies könnte unter anderem auf die überarbeitete Version des nationalen Energie- und Klimaplan zurückzuführen sein, der von einer höheren Stromnachfrage und -erzeugung ausgeht. Es wird angeregt, dass die Verteilnetzbetreiber diese Aspekte in ihre Netzentwicklungspläne einfließen lassen und die oben gezeigten Analysen durch eine **detaillierte Netzplanung** verfeinern. Naturgemäß können Ergebnisse dieser realen Netzplanung dabei von den modellbasierten Schätzungen im vorliegenden Bericht abweichen.

Im Zusammenhang mit den Investitionsbudgets wurde außerdem festgestellt, dass die Netzbetreiber das Alter verschiedener Netzelemente in der Vergangenheit nicht immer systematisch erfasst haben. Hier sollte an einer **verbesserten Datenbasis** gearbeitet werden.

In jedem Fall macht die Größenordnung der notwendigen Investitionen eine **effiziente Planung und Umsetzung auf allen Ebenen notwendig**. Dies erfordert neben den gesetzlich vorgesehenen Netzentwicklungsplänen der Stromnetzbetreiber für die Übertragungs- und Verteilnetze auch effiziente Genehmigungsprozeduren. Zusätzlich ist auf eine ausreichende Verfügbarkeit von ausgebildeten Arbeitskräften für die Planung und Durchführung, sowie auf die Materialverfügbarkeit zu achten.

Für die Versorgungssicherheit spielt auch der **regulatorische Rahmen** eine entscheidende Rolle. In den oben genannten Zahlen für den Netzausbau sind bereits zunehmende Mengen an **Nachfrageflexibilität und Speichern** berücksichtigt, denen in Zukunft eine wesentlich größere Bedeutung zukommen dürfte. Während die Nachfrage in Luxemburg heute größtenteils unelastisch ist, kann sie in der Zukunft einen wichtigen Beitrag leisten, um Spitzenlasten im Netz und den Bedarf an gesicherter Backup-Kapazität zu limitieren. **Preissignale** sind ein essenzielles Mittel, um entsprechende Anreize zu schaffen. Die kürzlich erfolgte **Einführung dynamischer Stromtarife** ist daher stark zu begrüßen. Zusätzlich sollte die **Anpassung der Netztarifstruktur** vorangetrieben werden, um auch netzseitig Anreize für ein systemdienliches Verhalten zu fördern und dadurch die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Gerade vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklung von Eigenverbrauchsmodellen in Luxemburg scheint dieser Aspekt von besonderer Bedeutung, da sich diese aktuell kaum bzw. gar nicht an limitierten Netzkapazitäten und dem jeweiligen Wert der Stromerzeugung orientieren.

Auf Seiten der Netzbetreiber können **Speicher** bei punktuellen Spitzenlasten, zur Überbrückung längerer Netzanschluss- oder Ausbaueiten, oder bei Unsicherheit hinsichtlich des zukünftigen Kapazitätsbedarfs Mehrwert liefern. Regulatorisch sind in diesem Kontext auch **flexible Anschlussvereinbarungen** als interessantes Mittel zur Steigerung der Effizienz und Sicherheit der Netznutzung zu nennen.

Für Luxemburg besonders wichtig ist und bleibt die **Einbindung in den europäischen Strombinnenmarkt**. Um die Netzkapazitäten im Betrieb und insbesondere auch in Krisensituationen nutzen zu können, ist die **Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten und in der EU** entscheidend. Insbesondere mit Deutschland und im Rahmen der regionalen Risikovorsorge im Pentalateralen Energieforum sollte die Zusammenarbeit im Bereich der Versorgungssicherheit weiter vertieft werden.

Auch auf nationaler Ebene zeigt sich, dass der **regulatorische und institutionelle Rahmen für die Versorgungssicherheit** in Luxemburg in den letzten zwei Jahren als Antwort auf die Energiekrise substanzvoll weiterentwickelt wurde und sich auf einem guten Stand befindet. So wurden sowohl der Plan d'Intervention d'Urgence (PIU) unter der Federführung des HCPN, der Risikopräventionsplan durch das Ministerium, und der Systemschutzplan durch die Netzbetreiber aktualisiert. Es wird aber auch weiterhin wichtig bleiben, **Pläne und Prozeduren weiterzuentwickeln und regelmäßig zu testen**.

Die **Digitalisierung** bringt dabei neue Herausforderungen (**Cybersecurity**) aber auch Möglichkeiten mit sich (z.B. gezieltere Notfallmaßnahmen). In diesem Kontext könnte geprüft werden, inwiefern Smart Meter genutzt werden können, um Systemschutzpläne weiter zu verfeinern. Damit solche Konzepte entwickelt werden können, ist unter anderem auch eine bessere Kenntnis über die ans Netz angeschlossenen Endverbraucher notwendig. Der Aufbau der nationalen Energiedatenplattform kann hier einen interessanten Rahmen bieten.

1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Dem Regierungskommissar für Energie wird durch Artikel 11, Absatz 3 des im August 2007 in Kraft getretenen Gesetzes über die Organisation des Strommarktes die Aufgabe übertragen, alle zwei Jahre einen Bericht über die Sicherheit und Qualität der Stromversorgung zu erstellen.

Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben 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 Nachfrage ihren Bedarf an elektrischer Energie decken können.

Die Versorgungssicherheit umfasst damit alle Stufen der Wertschöpfungskette, d.h. Erzeugung, Handel, Übertragung, Vertrieb, Verteilung, Verbrauch sowie ggf. Speicherung elektrischer Energie. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass Luxemburg hinsichtlich seiner Versorgungssicherheit nicht isoliert betrachtet werden kann, da es eng mit den benachbarten Ländern verbunden und in das europäische Stromsystem integriert ist. In diesem Kontext ist insbesondere auch das gemeinsame Marktgebiet (Gebotszone) Deutschlands und Luxemburgs relevant.

Für die praktische Umsetzung des vorliegenden Berichts ist 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 Stromversorgung, der technisch-physikalischen Produktqualität sowie der kundenorientierten Dienstleistungsqualität.

Eine 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 (ILR) zu Fragen der Versorgungszuverlässigkeit sowie der technischen und kommerziellen Qualität der Versorgung sind die unvermeidlich auftretenden kurzfristigen und geographisch begrenzten Versorgungsunterbrechungen im entsprechenden Monitoringbericht nach Artikel 54, Absatz 3 des Strommarktgesetzes aufgeführt und können dort im Detail eingesehen werden. Im hier vorliegenden Bericht wird dementsprechend auf Fragen der Versorgungsqualität nur vergleichsweise kurz eingegangen.

Zur Erstellung dieses Berichts sind die Unternehmen des Stromsektors nach Artikel 11, Absatz 4 des Strommarktgesetzes verpflichtet einen 10-Jahres-Plan über die Entwicklung seines Netzes vorzulegen, und darüber hinaus jegliche für den Bericht benötigten Informationen und Dokumente bereitzustellen. Diese Berichtspflicht ist kohärent zu den Netzentwicklungsplänen, die jeder Netzbetreiber alle zwei Jahre erstellen, konsultieren und veröffentlichen muss.

Im vorliegenden Bericht wird in Kapitel 2 zunächst die Versorgungssituation Europas und Luxemburgs vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine betrachtet. Anschließend wird eine nationale Perspektive eingenommen und in Kapitel 3 zunächst die marktseitige Versorgungssicherheit analysiert, d.h. die Sicherung des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage. Kapitel 4 analysiert dann die netzseitige Versorgungssicherheit, d.h. die Fähigkeit des Netzes das Marktergebnis durch Transport und Verteilung im System physikalisch umzusetzen. Kapitel 5 liefert abschließend eine Übersicht der Präventions- und Notfallpläne.

2 Versorgungssituation Europas und Luxemburgs vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine

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

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

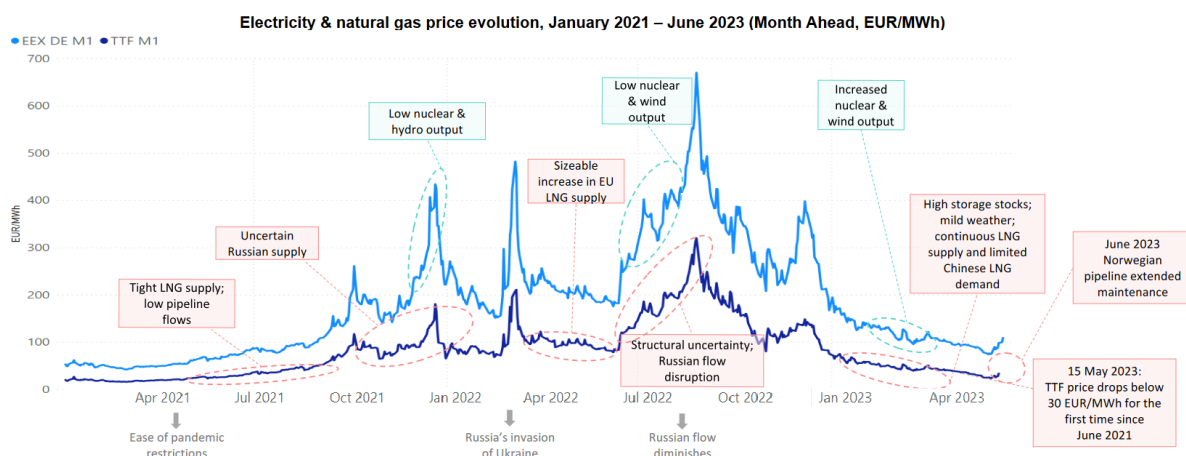


Abbildung 3. Preise für Strom und Erdgas (Referenzmärkte) zwischen Januar 2021 und Juni 2023 (Month-Ahead, €/MWh) [Quelle: [1]]

Angesichts der angespannten Versorgungssituation hat die EU weitreichende Maßnahmen getroffen, um die Situation zu entschärfen. Zu nennen sind vor allem obligatorische Ziele für die Füllung der Gasspeicher in Europa [2] und die Reduzierung der Nachfrage [3] [4]. Um den Gasverbrauch bei der Stromerzeugung weiter zu senken, gab es für den Winter 22-23 zusätzlich das EU-weite Ziel, die nationalen Stromlastspitzen um mindestens 5 % zu reduzieren [5].

Auch in Luxemburg wurden Maßnahmen getroffen, um die Auswirkungen der Krise zu dämpfen. Grundlegend waren die Ambitionen der luxemburgischen Regierung einerseits die Verbraucher vor den hohen Preisen zu schützen, und andererseits den Verbrauch von Gas und Strom zu reduzieren. Zum Schutz der Haushalte werden noch bis Ende 2024 der Gaspreis limitiert und die Netzentgelte im Gasbereich vom Staat übernommen. Auch beim Strom werden Haushalte durch einen Beitrag zum Strompreis unterstützt, der auch 2025 in reduziertem Maß weitergeführt werden soll.

Um den Verbrauch von Gas und Strom zu reduzieren, wurde Anfang September 2022 eine Sparkampagne lanciert [6]. Das Ziel der Kampagne „Zesumme spueren – Zesummehalen“ war, die Bevölkerung dazu zu motivieren den Verbrauch und besonders die Verschwendung von Energie freiwillig durch einfache Verhaltensänderungen zu reduzieren. Im nachfolgenden Herbst (November 2023) wurde eine neue Kampagne mit dem Titel „Deng Energie mécht den Ënnerscheid“ initiiert, die auf der vorherigen

aufbaut, jedoch einen umfassenderen Ansatz verfolgt indem sie stärker die Energiewende und den möglichen individuellen Beitrag thematisiert.

Um die Entwicklung des Stromverbrauchs infolge der Energiekrise zu illustrieren, zeigt Abbildung 4 den monatlichen nationalen Stromverbrauch von 2018 bis Mai 2024. Insgesamt war der Stromverbrauch im Jahr 2023 rund 6,4 % niedriger als der durchschnittliche Verbrauch in der Periode 2018-2022.

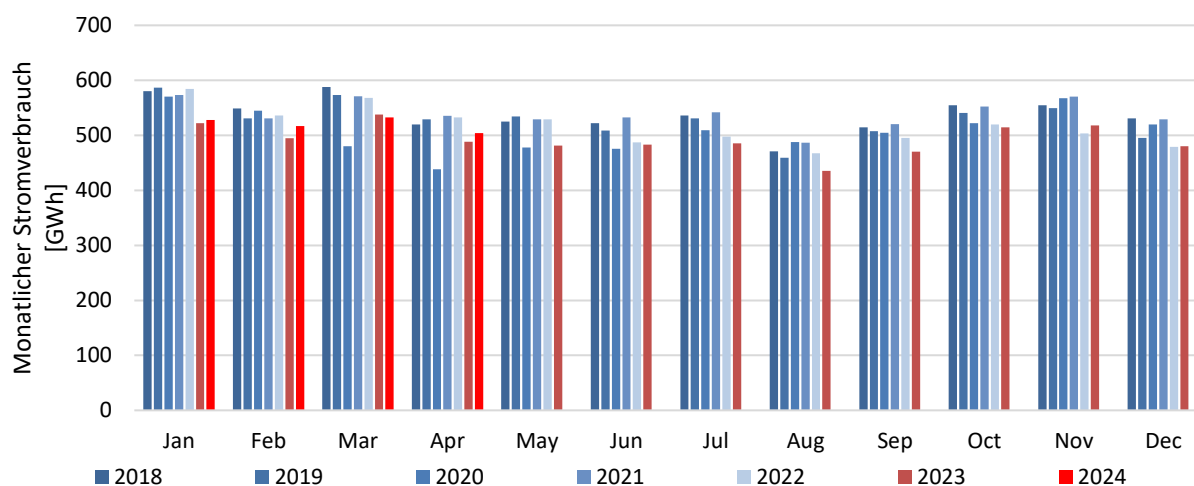


Abbildung 4. Monatlicher Stromverbrauch in Luxemburg von 2018 bis April 2024 [Quelle: Eurostat, eigene Darstellung]

Im Vergleich ist laut Ember in der EU der Stromverbrauch im Jahr 2022 im Vergleich zum Jahr 2021 um 6,4 % gesunken, im Jahr 2023 gab es eine weitere Reduktion um 3,4 %. Somit war der Stromverbrauch in der EU im Jahr 2023 der niedrigste seit 2001. Etwa ein Drittel dieser Reduktion ist auf einen Rückgang der Stromnachfrage im industriellen Sektor zurückzuführen [6].

Im Kontext der Energiekrise hatte das zuständige Ministerium auch einen starken Akzent auf die Weiterentwicklung der verschiedenen Präventions- und Notfallpläne im Bereich der Versorgungssicherheit gelegt. Im Strombereich wurde unter anderem der Risikovorsorgeplan weiterentwickelt [7] und der Systemschutzplan der Stromnetzbetreiber überarbeitet, um einen möglichst sicheren und effizienten Betrieb auch im Notfall zu ermöglichen [8]. Im Zusammenhang mit dem Risikovorsorgeplan wurde auch ein Strommonitor von Creos entwickelt, welcher die Verbrauchsspitzen des Landes visualisiert und im Falle von Problemen in der Stromversorgung genutzt werden kann, um die Bevölkerung zu warnen und aktiv einzubeziehen. Weitere Erläuterungen zu den verschiedenen ausgearbeiteten Plänen werden im Kapitel 4.4 gegeben.

In der EU ergriffen mehrere Länder zusätzliche Maßnahmen zur Einsparung von Gas bei der Stromerzeugung, z.B. indem der Betrieb von Kohle- oder Kernkraftwerken, deren Schließung ursprünglich geplant war, verlängert wurde. Dennoch wurden im Jahr 2022 noch immer rund 19 % des in der EU erzeugten Stroms mit Gas produziert, wodurch auch die Strompreise stark anstiegen. Tatsächlich bestimmten, aufgrund des sogenannten „Merit order“ Prinzips, Gaskraftwerke den Strompreis in Europa in 55 % der Fälle, obwohl weniger als ein Viertel des Stromes mit Gas produziert wurde [9].

Zusätzlich zu den Entwicklungen in der Gasversorgung verschärfte weitere Faktoren die bereits angespannte Situation auf den europäischen Strommärkten. So erlebte Frankreich im Jahr 2022 die bislang schlechteste Atomkraftverfügbarkeit der jüngeren Vergangenheit. Angesichts der Tatsache, dass Frankreich über die größte Atomkraftflotte in Europa verfügt (mit einer Kapazität von über 60 GW),

gab die geringe Verfügbarkeit von Atomkraftwerken in Frankreich Anlass zur Sorge in ganz Europa. Um die Atomkraftverfügbarkeit zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 5 die tägliche Kernstromerzeugung Frankreichs von Januar 2018 bis Juli 2023. Bis zum Jahr 2022 ist ein kontinuierlicher Rückgang der Flottenverfügbarkeit im Vergleich zu den Vorjahren zu beobachten. Seit dem Jahr 2023 hat sich die Situation jedoch verbessert und auch für die kommenden Monate und Jahre wird eine weniger angespannte Stromversorgung in Frankreich erwartet, die sich auch in den erwarteten Preisniveaus widerspiegelt.

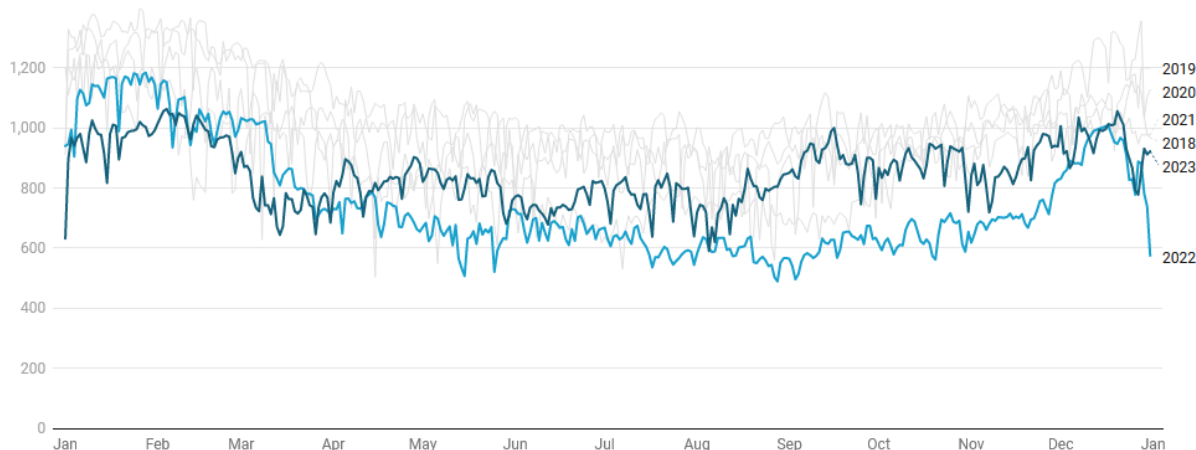


Abbildung 5. Tägliche Kernstromproduktion in MWh in Frankreich [Quelle: [10]]

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Faktoren erlebte Europa im Jahr 2022 eine Phase extremer Dürre, die vielfältige Auswirkungen hatte. Erstens führte die Dürre zu einer deutlich verringerten Stromerzeugung aus Wasserkraft während der Sommer- und Herbstsaison. Dabei ist zu beachten, dass Wasserkraft zum Beispiel im Jahr 2020 etwa 12 % der Stromerzeugung in Europa ausmachte [11], und somit eine wichtige Rolle bei der sicheren Stromerzeugung spielte. Zweitens führte die Dürre zu Bedenken hinsichtlich der Kühlkapazitäten bestimmter Kraftwerke aufgrund niedriger Wasserstände und hoher Wassertemperaturen. Darüber hinaus wurde auch die Verfügbarkeit von Kraftwerken, die bei der Anlieferung auf Flüsse angewiesen sind, durch niedrige Pegelstände stark beeinträchtigt [11].

Seit 2023 hat sich die Situation in Europa deutlich entspannt, da die Dürre vorbei, die Verfügbarkeit der Atomkraft in Frankreich wieder besser, und v.a. zusätzliches Gas auf den LNG-Märkten verfügbar geworden sind.

Im Hinblick auf die Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien wurden als Antwort auf die Klima- und Energiekrise eine Reihe von Gesetzgebungspaketen angenommen (siehe auch Kapitel 3.1.2). Der „REPowerEU-Plan“, der auf dem europäischen Green Deal, dem europäischen Klimagesetz [12] und dem Gesetzespaket „Fit for 55“ aufbaut, umfasst größtenteils die rasche Reduktion der Abhängigkeit von russischen fossilen Brennstoffen durch den Übergang zu nachhaltigeren Energien, Diversifizierung der europäischen Energieversorgung, und Energiesparmaßnahmen [13].

Darüber hinaus traten am 16. Juli 2024 die aktualisierten Regelungen zur Strommarktreform in Kraft, die darauf abzielen, erneuerbare Energien zu fördern, Verbraucher besser zu schützen, Flexibilitätspotenziale kleinerer Verbraucher zu schaffen und die industrielle Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern [14]. Die Grundlagen des Strommarkts, vor allem die sogenannte „Merit-Order“ auf dem Kurzfristmarkt, werden dadurch nicht verändert. Stattdessen enthalten sie Bestimmungen, die den Einsatz langfristiger Verträge wie Stromabnahmeverträge (PPAs) und Zwei-Wege-Differenzverträge (CfDs) fördern, um den Einsatz nachhaltiger Energien zu beschleunigen und gleichzeitig langfristige Sicherheit

für Verbraucher zu schaffen. Außerdem wird ein verbesserter Rahmen zur Stärkung und zum Schutz der Verbraucher sowie zur Verbesserung der Flexibilität des Energiesystems eingeführt.

Ebenfalls zu erwähnen ist die am 13. Oktober 2023 vom Europäischen Rat verabschiedete Erhöhung des EU-Ziels für erneuerbare Energien auf 42,5 % im Jahr 2030 (im Vergleich zu 32 %) [15], mit einer zusätzlichen indikativen Aufstockung von 2,5 %. Um den Ausbau zu beschleunigen, enthält sie Bestimmungen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für die Erneuerbaren Energien und die zugehörigen Netzinfrastrukturen. Sie enthält auch Bestimmungen zur Integration erneuerbarer Energien in das System, beispielsweise um sicherzustellen, dass der Regulierungsrahmen der Mitgliedstaaten es kleinen oder mobilen Systemen wie Haushaltsbatterien und Elektrofahrzeugen ermöglichen, an den Strommärkten teilzunehmen.

Vor dem Hintergrund der angepassten Gesetzgebungen wurden in der EU 2023 erstmals mehr als ein Viertel des Stroms durch Wind und Solar erzeugt (27%), im Vergleich zu 23 % im Jahr 2022. Die kombinierte Erzeugung von Wind- und Solarenergie stieg um einen Rekordwert von 90 TWh und die installierte Kapazität um 73 GW. Die Solarenergie setzte ihr starkes Wachstum fort, mit einer zusätzlichen Kapazität von 56 GW im Jahr 2023 im Vergleich zu 41 GW im Jahr 2022 (+37%) [16].

Diese positiven Entwicklungen spiegeln sich auch in den Erwartungen für zukünftige Großhandelspreise für Strom und Gas wider (Abbildung 6).

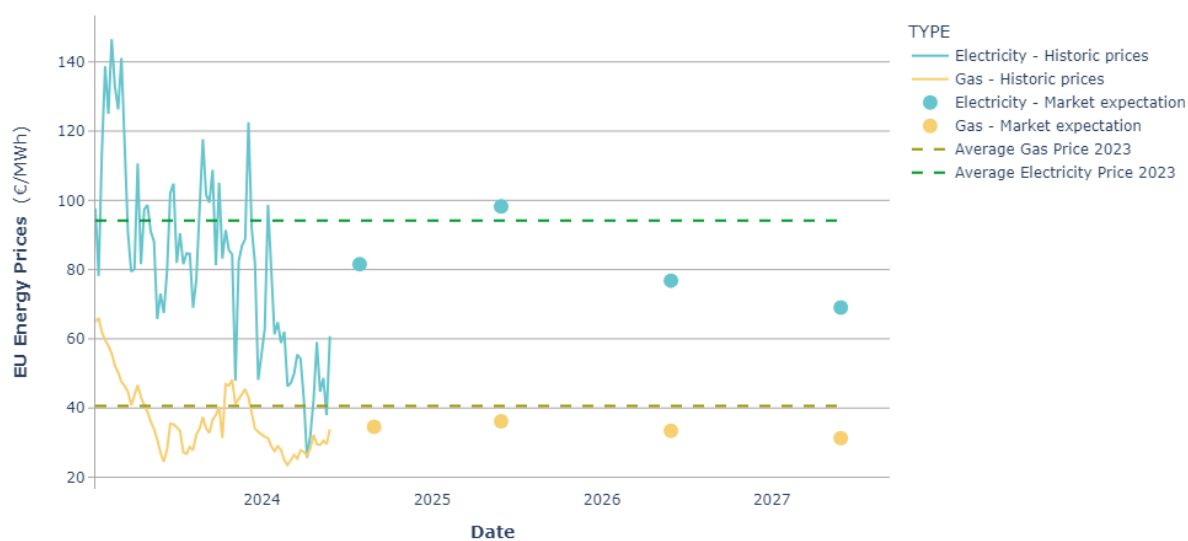


Abbildung 6. Strom- und Gaspreise in Europa (historisch und Markterwartung, Stand April 2024) [Quelle: Europäische Kommission]

Neben den oben beschriebenen, vergleichsweise positiven, Markterwartungen bringen sowohl der Klimawandel als auch die geopolitischen Entwicklungen der letzten Jahre auch neue Risiken mit sich, die in der Bewertung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden müssen. Sowohl die nationale als auch regionale Risikobewertungen identifizieren Cyberattacken hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit und der möglichen Auswirkungen als besonders schwerwiegend. Vor dem Hintergrund der russischen Aggressionen in der Ukraine ist dieses Risiko nachweislich nochmals gestiegen. Konkretes Beispiel für die Gefahr von Cyberattacken ist ein entsprechender Angriff auf Creos, der sich am 23. Juli 2022 ereignete und zu signifikanten Einschränkungen verschiedener IT-Dienstleistungen der Encevo-Gruppe führte. Die Netzführung und Handelsprozesse waren allerdings nach Angaben der Gruppe nicht betroffen und die Versorgungssicherheit dementsprechend zu keinem Moment gefährdet. Gleichzeitig zeigt

der Vorfall die Wichtigkeit entsprechender Maßnahmen im Bereich der IT-Sicherheit bei Netzbetreibern und Energieversorgern.

3 Marktseitige Versorgungssicherheit

Der erste wichtige Bestandteil zur Beurteilung der Versorgungssicherheit Luxemburgs ist die marktseitige Versorgungssicherheit, also die Sicherung eines Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage an den europäischen Strommärkten und insbesondere in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone. Marktseitig ist Versorgungssicherheit dann gegeben, wenn das vorhandene Angebot auf dem Strommarkt ausreicht, um die nachgefragten Energiemengen in einem volkswirtschaftlich effizienten Maß zu decken. Dies setzt voraus, dass der Markt unter erwartbaren und kalkulierbaren Risiken, wie beispielsweise der Entwicklung der Stromnachfrage oder des CO₂-Preises, im Rahmen der gegebenen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausreichend Erzeugungskapazitäten bereitstellt. Um die Versorgungssicherheit Luxemburgs zu bewerten, ist es wichtig einerseits die nationalen Entwicklungen zu analysieren, andererseits jedoch auch den regionalen und europäischen Kontext zu betrachten, da Luxemburg eng mit dem europäischen Stromsystem vernetzt ist und große Teile des nationalen Verbrauchs durch Importe deckt.

3.1 Nationale Perspektive

3.1.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Die Entwicklung der Stromnachfrage in Luxemburg und Europa bestimmt maßgeblich die Versorgungsaufgabe und hat naturgemäß einen großen Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Sinkt die reale Nachfrage gegenüber der erwarteten Nachfrage, so steht dem geringeren Verbrauch ein verhältnismäßig größerer Anlagenpark gegenüber. Steigt die reale Nachfrage umgekehrt jedoch an, könnte der verhältnismäßig kleinere Anlagenpark möglicherweise nicht mehr in allen Stunden die Nachfrage vollumfänglich decken. Entsprechend benötigt also eine höhere Nachfrage mehr Kapazitäten zur Lastdeckung. Der nationale Energie- und Klimaplan (auf französisch „Plan national intégré en matière de climat et énergie“, PNEC) geht in seiner Version vom Juli 2024 davon aus, dass durch Effizienz- und Dekarbonisierungsanstrengungen die Endenergienachfrage und die damit zusammenhängenden Emissionen zwar insgesamt zurückgehen, die Stromnachfrage aber gleichzeitig ansteigt [17].

Abbildung 7 illustriert sowohl die historischen als auch die zünftig erwarteten Entwicklungen der jährlichen Nachfrage (in GWh) der verschiedenen Sektoren in Luxemburg für das „WAM-Szenario“ (With Additional Measures), das den angestrebten Zielpfad des PNEC beschreibt. Zu erkennen ist der starke Rückgang des Stromverbrauchs während der Covid-19 Pandemie sowie während der Energiekrise im Jahr 2022. Auch im Jahr 2023 war eine weitere Reduzierung des Verbrauchs zu vermerken, wobei diese zu einem Großteil auf den industriellen Sektor zurückzuführen ist [18].

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung lässt sich erkennen, dass in allen Sektoren ein Anstieg der Stromnachfrage erwartet wird, insbesondere im Verkehrs- und Haushaltssektor aufgrund der Elektrifizierung durch Elektromobilität und Wärmepumpen. Dadurch steigt die Nachfrage von heute von rund 6000 GWh auf mehr als 10 000 GWh im Jahr 2040.

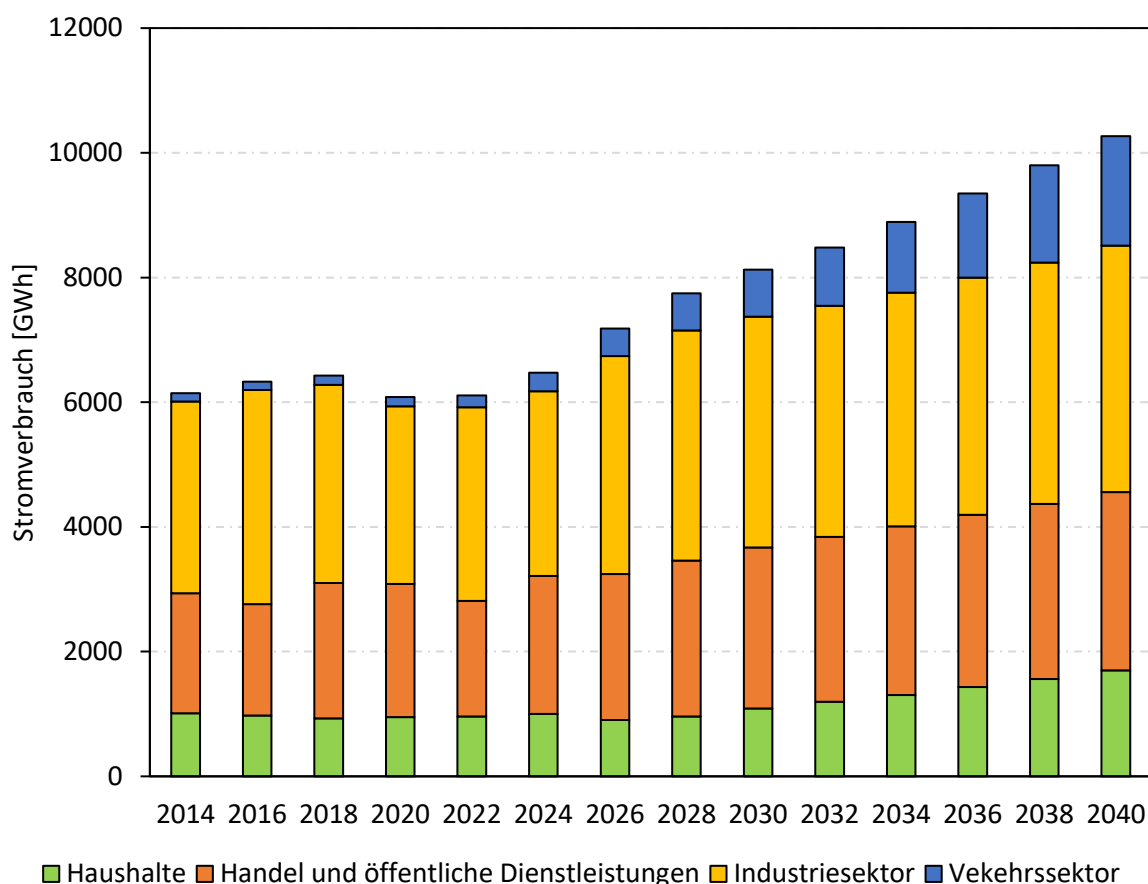


Abbildung 7. Die nationale Entwicklung des Stromverbrauchs [Quellen: Eurostat (historisch) & PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

Für die Versorgungssicherheit relevant ist aber weniger die jährliche Nachfrage als die punktuell auftretende Spitzenlast, die im PNEC nicht abgebildet wird. Für den vorliegenden Bericht wurde daher abgeschätzt, wie sich die erwarteten Entwicklungen auf die erwartete Spitzenlast (in MW) übersetzen. Während die oben aufgeführten jährlichen Verbrauchsvolumen auf ganz Luxemburg bezogen, wurde hierbei nur das Netzgebiet der öffentlichen Versorgung des Übertragungsnetzbetreibers Creos ohne das Industrienetz Sotel betrachtet, da diese nicht elektrisch miteinander verbunden sind und sich die Versorgungsaufgabe der Creos daher nur auf diesen Teil des Netzes bezieht.

Die Analysen differenzieren verschiedene Szenarien und Zeitpunkte. Die Szenarien „Ziel“ und „Basis“ entsprechen im Wesentlichen den Szenarien „With Existing Measures (WEM)“ und „With Additional Measures (WAM)“ aus dem PNEC, und beschreiben verschiedene Varianten unter anderem des Einsatzes von Wärmepumpen und der E-Mobilität. Für die Zeitpunkte wurden für beide Szenarien sowohl die Mittag- als auch die Abendlastspitzen modelliert. Als Ausgangssituation für alle Analysen wurde ein kalter Wintertag angenommen, im Folgenden zunächst ohne Flexibilitätspotentiale und ohne Abzug von Stromerzeugungskapazitäten (d.h. eine „Bruttosystemlast“).

Die Analysen zeigen, dass die zukünftig erwartete Höchstlast deutlich steigen wird. Hauptsächlich steigt diese aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit gerade bei Wärmepumpen und Ladevorgängen über-

proportional im Vergleich mit dem jährlichen Volumen. So wird für 2030 je nach Szenario eine Lastspitze von über 1.500 MW und für 2040 eine Spitze von rund 2.700 MW ohne Nutzung von Flexibilitätspotentialen erwartet. Dies entspricht etwa einer Verdreifachung der heutigen Höchstlast.

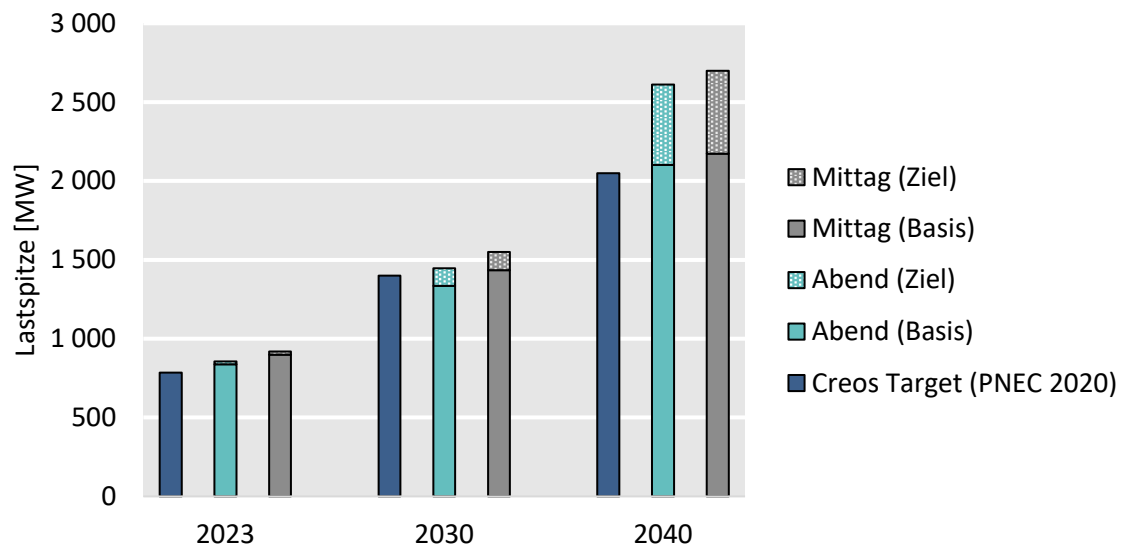


Abbildung 8. Höchstlast im Netz der öffentlichen Versorgung ohne netzentlastenden Flexibilitätseinsatz und ohne sicher verfügbare Kraftwerke [Quelle: eigene Darstellung]

Um die spezifischen Auswirkungen der Elektrifizierung von Wärme und Transport auf die Lastspitze zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 9 den geschätzten jeweiligen Anteil der Wärmepumpen und der Elektromobilität an der Lastspitze für die Jahre 2030 und 2040.

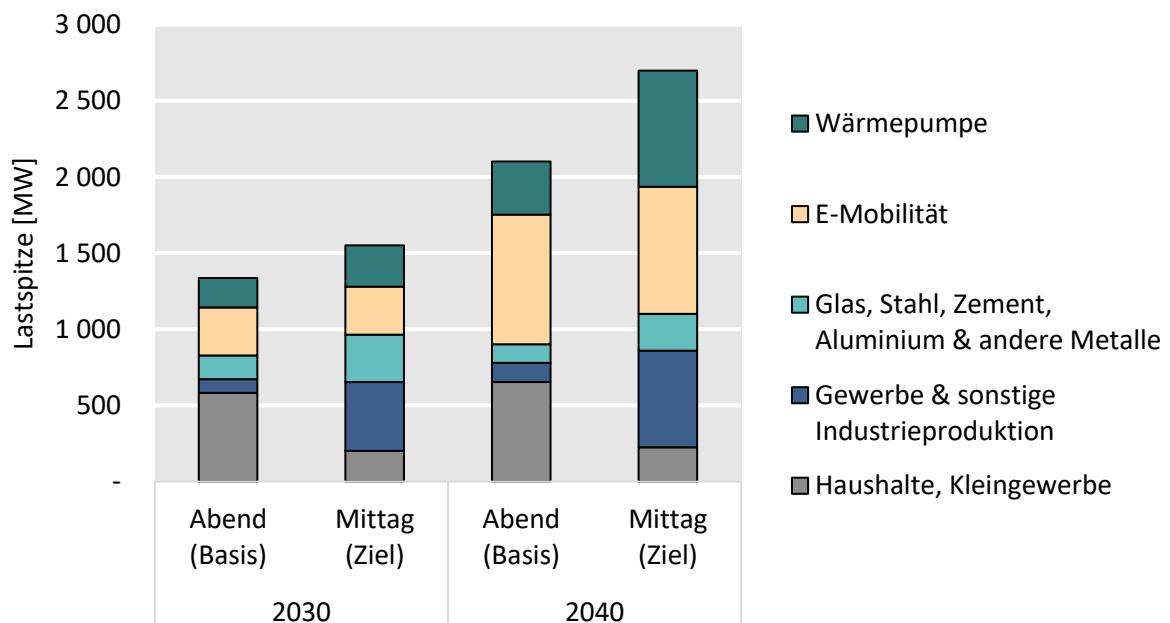


Abbildung 9. Einfluss der Wärmepumpen und der E-Mobilität auf die Höchstlast im Netz der öffentlichen Versorgung für die Jahre 2030 und 2040 [Quelle: eigene Darstellung]

Wie in der vorherigen Abbildung repräsentieren die Szenarien den Einfluss verschiedener Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Stromsystem zum Zeitpunkt der Mittags- bzw. Abendspitze.

In Abbildung 9 ist deutlich erkennbar, dass neben einem generellen Anstieg speziell durch das Wachstum der Bevölkerung und industriellen Aktivität die Spitzenlast zukünftig zu einem Großteil durch Wärmepumpen und Elektromobilität getrieben wird.

Um diese Entwicklung zu bremsen, ist die Flexibilisierung der Nachfrage sowohl für die Versorgungssicherheit als auch die volkswirtschaftlichen Kosten ein interessantes Instrument. Eine Flexibilisierung der Nachfrage ermöglicht es einerseits, die erwarteten Stromspitzen insgesamt zu reduzieren, und andererseits, die Nachfrage dem Angebot an erneuerbaren Energien sowie möglichen Netzengpässen anzupassen. Im Gegensatz führt eine unflexible Stromnachfrage zu höheren Kosten sowohl bei der Stromversorgung (da höhere Kapazitäten an gesicherter Kraftwerksleistung benötigt werden) als auch bei den Stromnetzen (da das Netz für höhere Lastspitzen ausgelegt werden muss).

Angelehnt an den Netzentwicklungsplan 2024 für das Übertragungsnetz der Creos wurde das Flexibilitätspotenzial für die verschiedenen Sektoren für das Zielszenario abgeschätzt und ist in Abbildung 10 dargestellt. Auch hier wird zwischen den verschiedenen Zeitpunkten und Szenarien (low Flex. & high Flex.) unterschieden.

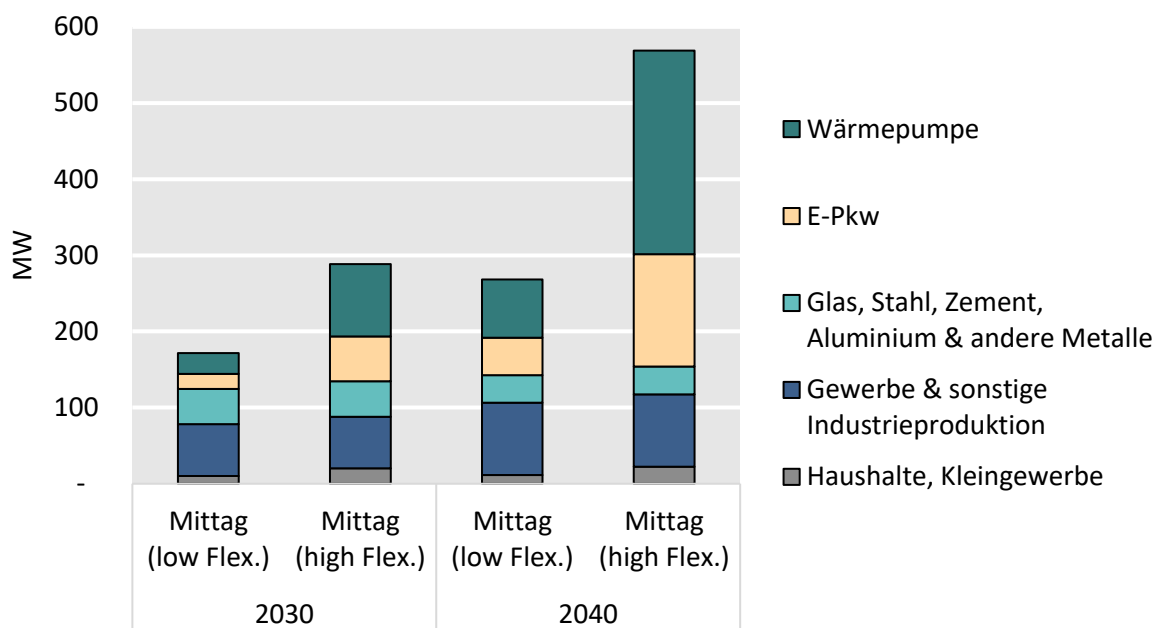


Abbildung 10. Flexibilitätspotenziale in Luxemburg für 2030 und 2040 im Zielszenario [Quelle: eigene Darstellung]

Die größten Flexibilitätspotenziale werden bei der Elektromobilität identifiziert, wobei sich hier bei der Analyse grundsätzlich die erwartete Flexibilität auf E-PKWs limitiert. Bei E-Bussen und LKWs wird angenommen, dass diese prinzipiell so lange fahren, bis das Laden notwendig ist, und somit das Flexibilitätspotenzial zum Zeitpunkt der Mittagsspitze relativ klein ist. Auch bei Wärmepumpen wird ein gewisser Grad an Flexibilität erwartet, allerdings ist diese stark von den Wetterverhältnissen abhängig und besonders bei längeren Kältewellen relativ klein. Bei Haushalten können zusätzliche Flexibilitäten

beispielsweise durch das Verschieben der Nutzung von großen Haushaltsgeräten oder den netzdienlichen Einsatz von Heimspeichern erreicht werden. Auch bei der Industrie wird angenommen, dass ein gewisses Flexibilitätspotenzial durch das Optimieren von Produktionsprozessen besteht.

Gleichzeitig ist anzumerken, dass die Entwicklung der Flexibilität und deren Einfluss auf die Versorgungssicherheit wesentlich durch den regulatorischen Rahmen beeinflusst wird. Dieser wird in Kapitel 3.3 und 4.4 diskutiert.

3.1.2 Entwicklung der Stromerzeugung

Die Europäische Union und ihre Mitgliedsstaaten haben in den letzten Jahren eine Reihe von Zielen festgelegt, um die Energiewende zu ermöglichen und den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern. Am 9. Juli 2021 trat das EU-Klimagesetz in Kraft, mit dem verbindlichen Ziel die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % im Vergleich zum Niveau von 1990 zu reduzieren und bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen [12].

Am 14. Juli 2021 veröffentlichte die Kommission das „Fit for 55“-Gesetzgebungspaket [19]. In der Praxis besteht das Paket aus einer Reihe miteinander verbundener Gesetzesvorschlägen, um die Ambitionen des „Green Deal“¹ und des Klimagesetzes in konkrete Maßnahmen umzusetzen. Während „Fit for 55“ und die Klimaambitionen der EU bereits damals hohen Stellenwert hatten, verstärkte die russische Invasion in der Ukraine im Februar 2022 den Fokus Europas auf Energiesicherheit und Klimapolitik. Als Reaktion veröffentlichte die Kommission im Mai 2022 ihren „REPowerEU-Plan“, der auf dem europäischen Green Deal, dem europäischen Klimagesetz und dem vorgeschlagenen Gesetzespaket „Fit for 55“ aufbaut. Bei „REPowerEU“ geht es größtenteils darum die Abhängigkeit von russischen fossilen Brennstoffen rasch zu verringern, indem der Übergang zu nachhaltigeren Energien vorangetrieben wird. Der Schwerpunkt liegt daher auf der Diversifizierung der europäischen Energieversorgung, Energiesparmaßnahmen und der Steigerung nachhaltiger Energie, wobei unter anderem eine weitere Erhöhung der im Rahmen von „Fit for 55“ vorgeschlagenen Ziele für Energieeffizienz und erneuerbare Energien vorgeschlagen und in der Zwischenzeit auch angenommen wurde [13].

Vor dem Hintergrund dieser verschiedenen europäischen Gesetzgebungen wurde der Luxemburger PNEC aus dem Jahr 2020 im Juli 2024 mit ambitionierteren Zielen angepasst. Abbildung 11 zeigt den zukünftig erwarteten Ausbau der nationalen jährlichen Stromproduktion, mit einem Anstieg von heute rund 1.200 GWh auf über 4.000 GWh. Die nationale Stromproduktion wird besonders stark auf Photovoltaik- und Windanlagen ausgerichtet sein, allerdings wird auch die Stromproduktion basierend auf Biomasse und Biogas weiter ausgebaut. Die gasbasierte Stromproduktion wird kontinuierlich über die Jahre reduziert, und erreicht einen vollständigen Ausstieg in den nächsten 10 Jahren.

¹ Strategie der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2019 mit dem Ziel Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu entwickeln.

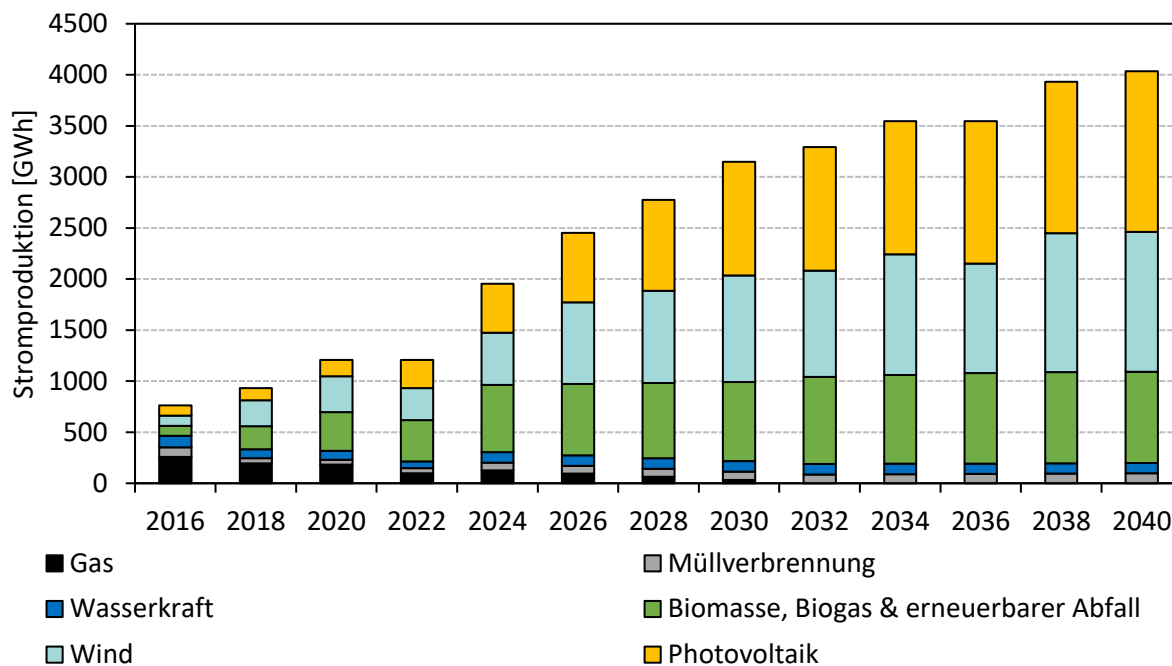


Abbildung 11. Zukünftige Entwicklung der jährlichen Stromproduktion [Quellen: ILR (historisch) + PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

Wie bereits im vorherigen Kapitel zur Last beschrieben, ist für die Versorgungssicherheit weniger die jährliche Bilanz als die punktuelle Leistung relevant, da das System auch in diesen Situationen zuverlässig funktionieren muss.

Hierzu muss zunächst die für die im PNEC angenommene Stromproduktion notwendige installierte Kapazität abgeschätzt werden. In einem zweiten Schritt werden diese Kapazitäten dann mit technologiespezifischen Verfügbarkeitswerten bewertet, die die jeweilige Verfügbarkeit der Kapazitäten zu Spitzenlastzeiten beschreiben. Die entsprechenden Resultate sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

		2030		2040	
	Sichere Verfügbarkeit [%]	Installierte Leistung [MW]	Sicher verfügbare Leistung [MW]	Installierte Leistung [MW]	Sicher verfügbare Leistung [MW]
Gas	64%	29	19	0	0
Wasserkraft	48%	35	17	35	17
Wind	7%	453	32	595	42
Müllverbrennung	64%	21	13	21	13
Biomasse, Biogas & erneuerbarer Abfall	64%	114	73	104	67
Photovoltaik	1%	1236	12	1749	17
Summe		1888	166	2504	156

Tabelle 1. Entwicklung der sicher verfügbaren Leistung für 2030 und 2040 [Quelle: eigene Darstellung]

Wie in der Tabelle aufgeführt, ergibt sich hinsichtlich der Erwartung für sicher verfügbare Leistung ein Wert von insgesamt 166 MW im Jahr 2030, und 156 MW im Jahr 2040. Im Vergleich dazu lag die sicher

verfügbare Leistung im Jahr 2023 bei 148 MW, bei einer laut ILR installierten Gesamtleistung von 811 MW [18].

Zur Bewertung der Versorgungssicherheit muss die punktuelle Leistungsbilanz aus Nachfrage und Erzeugung betrachtet werden. Zu diesem Zweck greift Abbildung 12 die bereits beschriebene Bruttolastspitze auf, und beschreibt auf Basis der Flexibilitätspotentiale (Abbildung 10) sowie der Verfügbarkeit gesicherter Produktionskapazitäten (Tabelle 1) die resultierende Nettolastspitze für das Netz der öffentlichen Versorgung (auch „Residuallast“ genannt). Um diese zu decken, ist Luxemburg auf Importe angewiesen und muss dementsprechende Kuppelleitungskapazitäten vorsehen, die im Kapitel 4 im Detail beschrieben werden.

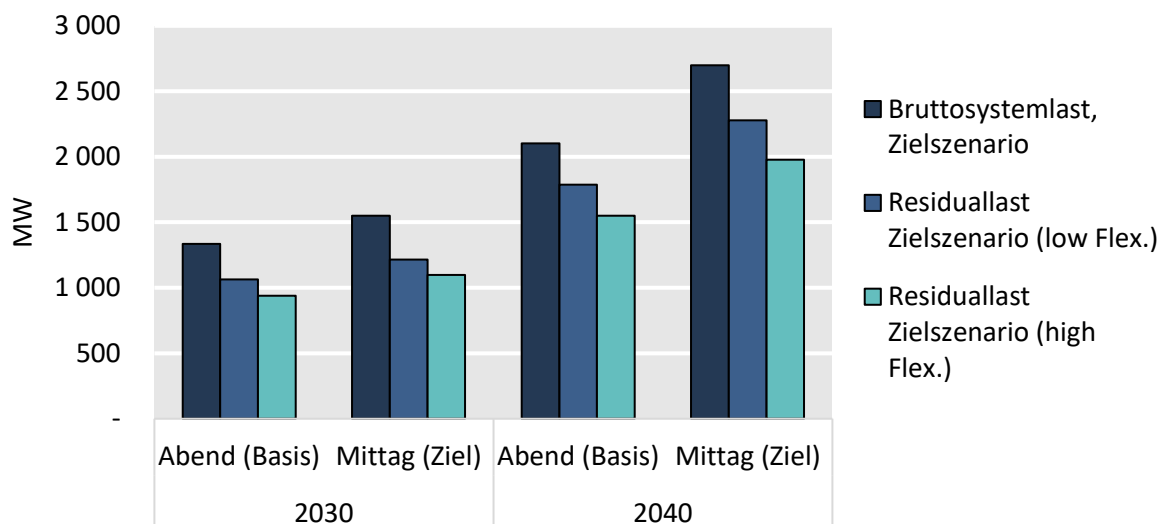


Abbildung 12. Entwicklung der Residuallast (Bruttosystemlast abzüglich sicher verfügbarer Leistung) mit dem Einsatz von Flexibilitätspotenzialen für die Jahre 2030 und 2040 [Quelle: eigene Darstellung]

Die Modellierungen zeigen, dass mit einem hohen Einsatz von Flexibilitäten und sicher verfügbaren Leistungen die Lastspitze zur Mittagsstunde im Jahr 2030 von zirka 1.500 MW auf rund 1.000 MW, und im Jahr 2040 von 2.600 MW auf rund 1.900 MW reduziert werden kann.

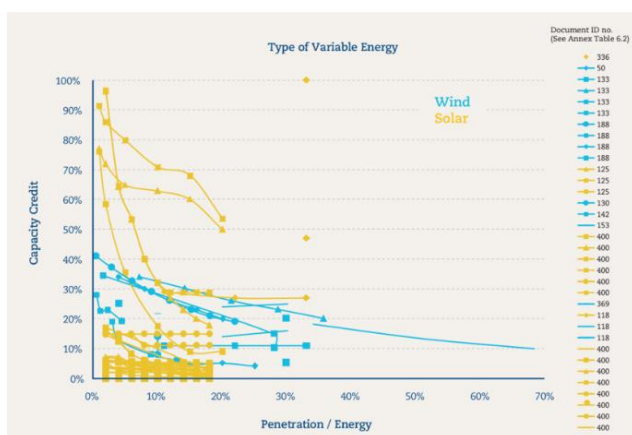
Dieses Flexibilitätspotential sowie die gesicherte Leistung hat allerdings nur dann eine Relevanz für den Netzausbau, wenn sie auch sicher zu Spitzenlastzeiten aktiviert werden kann.

Exkurs: Beitrag von Wind- und Solarenergie zur Versorgungssicherheit

Angesichts des hohen Ausbaus erneuerbarer Energien stellt sich die Frage, ob bzw. inwiefern diese einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Vor allem für Photovoltaik und Windenergie ist klar, dass nicht die volle installierte Leistung immer dann zur Verfügung stehen kann, wenn diese gebraucht wird. Aber auch andere Technologien wie z.B. Gaskraftwerke können wegen geplanter oder ungeplanter Ausfälle nicht mit 100% bewertet werden.

Verschiedene Studien haben sich dieser Frage angenommen, und analysieren die Fähigkeit des Lastdeckungsbeitrags anhand von so genannten Kapazitätskrediten, auch bekannt als Verfügbarkeitswerte bzw. „Derating Factors“. Für dargebotsabhängige erneuerbare Energien ist dieser gleichzeitig ein Indikator für das Substitutionsverhältnis von konventionellen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten wie z.B. Kohle- und Gaskraftwerke.

In der Praxis werden diese Indikatoren einerseits gebraucht, um die Versorgungssicherheit von Systemen mit wetterabhängigen erneuerbaren Energien zu bewerten, so wie z.B. in einer Studie des deutschen Umweltbundesamts [29]. Andererseits fließen sie als „Performance-Indikator“ in Ausschreibungen im Rahmen von Kapazitätsmärkten ein, z.B. in Belgien [30].



Bei genauerer Betrachtung zeigt sich, dass der Kapazitätskredit stark von verschiedenen Faktoren abhängt, insbesondere aber vom Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix sowie den verfügbaren Leitungskapazitäten. So sinkt der Kapazitätskredit mit den steigenden Durchdringungsraten aufgrund der hohen Korrelation der Erzeugung. Im Gegensatz dazu steigt der Kapazitätskredit durch eine Erhöhung der Netzkapazitäten, da dadurch bessere Durchmischungseffekte genutzt werden können.

Naturgemäß ist die Photovoltaik schlechter zu Spitzenlastzeiten verfügbar, und kann dadurch typischerweise Kapazitätskredite nur im niedrigen einstelligen Prozentbereich erreichen. Im Gegensatz dazu produziert die Windenergie etwas kontinuierlicher, und hat typischerweise Kapazitätskredite im höheren einstelligen Prozentbereich.

Für den Beitrag von Wind- und Solarenergie zur Versorgungssicherheit in Luxemburg kann die folgende Schlussfolgerung gezogen werden:

1. Wind- und Solarenergie können – wenn auch begrenzt – einen gewissen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dieser wird aber mit höheren Durchdringungsraten abnehmen. Approximativ können zur quantitativen Bewertung der jeweiligen Beiträge in Luxemburg die Zahlen für Belgien herangezogen werden, die für Wind 9 bzw 7% in den Jahren 2025 und 2029, und für Photovoltaik 2 bzw. 1% betragen. Die Werte für 2029 wurden auch in Tabelle 1 angewendet.
2. Der Ausbau von Interkonnektorkapazitäten ist unerlässlich, um Durchmischungseffekte in Europa zu ermöglichen.

3.1.3 Abhängigkeit von Stromimporten

In Luxemburg wird der Großteil des Stroms aus den benachbarten Ländern importiert. Abbildung 13 veranschaulicht die Abhängigkeit von Stromimporten und deren Herkunft im Zeitraum von 2016 bis 2023. Es ist erkennbar, dass die Importe aus Frankreich ins Netz der Sotel in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der schlechten Verfügbarkeit der französischen Atomkraftflotte und entsprechend hoher Preise im französischen Marktgebiet stark gesunken sind. Die Abbildung illustriert ebenfalls die kontinuierliche Reduktion der generellen Abhängigkeit von Importen, es bleibt jedoch zu bemerken, dass diese mit etwa 78 % weiterhin hoch ist.

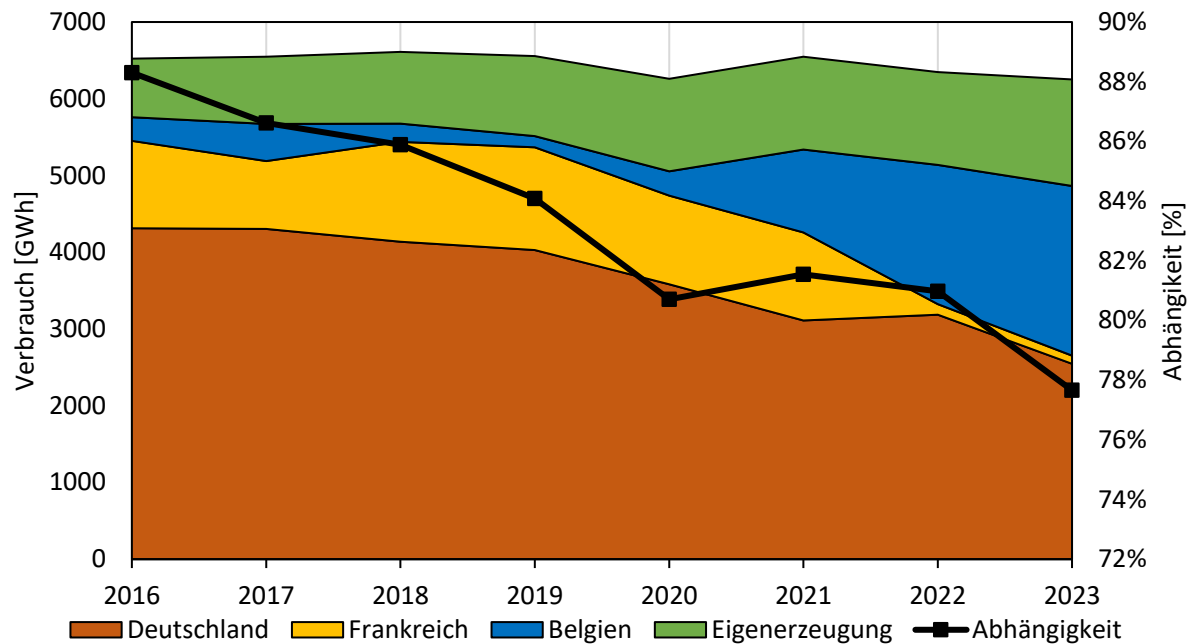


Abbildung 13. Herkunftsland der Stromimporte und die resultierende Abhängigkeit von 2016 bis 2023 [Quelle: ILR, eigene Darstellung]

Mit dem laut PNEC erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien ist zukünftig mit einer deutlichen Reduktion der Stromimporte zu rechnen (siehe Abbildung 14). Dennoch wird deutlich, dass Luxemburg auch zukünftig stark von Stromimporten abhängig bleiben wird. Von daher bleibt die starke Integration Luxemburgs im europäischen Strombinnenmarkt sowie der Ausbau von Internektorkapazitäten von großer Bedeutung (siehe dazu auch Kapitel 3.3).

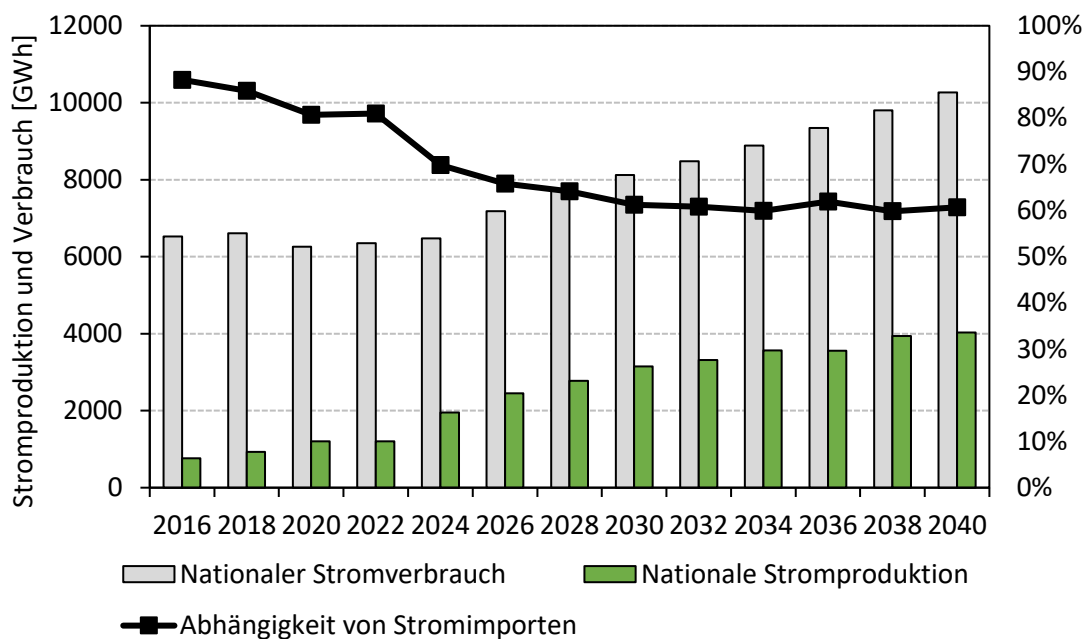


Abbildung 14. Zukünftige jährliche Abhängigkeit von Stromimporten [Quellen: ILR (historisch) + PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

3.2 Regionale und Europäische Perspektive

Versorgungssicherheit („System Adequacy“ oder auch „Resource Adequacy“) ist dann gewährleistet, wenn das Erzeugungssystem einer Region unter Berücksichtigung vorzuhaltender Reserven, Nichtverfügbarkeiten und Übertragungskapazitäten in der Lage ist, die Stromlast vollumfänglich zu decken. Neben Kraftwerksnichtverfügbarkeiten wird dabei auch eine mögliche Nichtverfügbarkeit fluktuierender Technologien, insbesondere basierend auf Wind- und Sonnenenergie, mit abgebildet.

Für die Bewertung der Resource Adequacy existieren Studien verschiedener Institutionen, die diese zeitlich sowohl kurz-, mittel- und langfristig betrachten. Für den vorliegenden Bericht wurden folgende Studien ausgewertet:

- **Europa:** Das in der Strombinnenmarktverordnung vorgesehene „European Resource Adequacy Assessment (ERAA)“ des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E [20].
- **Deutschland:** Der Bericht der deutschen Bundesnetzagentur (BNetzA) zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Strom, welcher mindestens alle zwei Jahre von der BNetzA erstellt wird [21].
- **Belgien:** Die vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber ELIA durchgeführte „Adequacy & Flexibility Study“ [11]
- **Frankreich:** Der vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE veröffentlichte „Bilan prévisionnel“ [22].

In allen diesen Studien erfolgt die Analyse länderübergreifend, d.h. es wird der grenzüberschreitende europäische Strommarkt modelliert und evtl. notwendige Stromimporte bzw. -exporte der einzelnen Länder abgebildet. Hierdurch sind Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit nicht nur für einzelne

Länder, sondern auch für die gesamte Modellregion einschließlich Luxemburg möglich. Gerade für Luxemburg, das für die Deckung seiner Nachfrage zu einem sehr hohen Anteil auf Stromimporte angewiesen ist, kann eine gültige Aussage zur Resource Adequacy nur auf Basis regionaler Betrachtungen getroffen werden. Dabei werden Wahrscheinlichkeiten, wie unter anderem die Verfügbarkeit von regenerativen Erzeugungsanlagen, ungeplante Ausfälle von Betriebsmitteln bzw. Leitungen, oder die Temperaturabhängigkeit der Nachfrage, berücksichtigt.

Kennzahlen für die Versorgungssicherheit

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit werden meist die folgenden international üblichen wahr-scheinlichkeitsbasierten Kennzahlen berechnet:

- Loss of Load Expectation (LOLE): Erwartete Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen die verfügbare Erzeugungskapazität nicht ausreicht, um den Verbrauch zu decken, ausgedrückt in „Stunden pro Jahr“.
- Expected Energy not Served (EENS): Erwartetes Energievolumen der Nachfrageseite, das innerhalb eines Jahres nicht gedeckt werden kann, ausgedrückt in „MWh pro Jahr“.

Für die Beurteilung, ob ineffizient hohe Versorgungssicherheitsrisiken bestehen, wird häufig speziell der LOLE-Indikator herangezogen und gegebenenfalls mit gewünschten respektive festgelegten Grenzwerten verglichen. Bei der Betrachtung eines Grenzwertes ist zu berücksichtigen, dass einerseits ein vollständiger Ausschluss von Nachfrageunterdeckungen aus ökonomischer Perspektive mit extrem hohen Kosten auf der Angebots- und Netzseite verbunden und damit ineffizient wäre. Andererseits wäre auch ein zu hohes Ausfallrisiko aufgrund nicht möglicher ökonomischer und gesellschaftlicher Aktivität auf der Nachfrageseite mit hohen Kosten verbunden und somit unerwünscht. Bei dieser Betrachtung sind demnach 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.

Die EU-Strombinnenmarktverordnung sieht deshalb vor, dass die Mitgliedsstaaten (im Falle grenzüberschreitender Gebotszonen die betroffenen Mitgliedsstaaten gemeinsam) unter Würdigung dieser Abwägung sogenannte Versorgungssicherheitsstandards (VS-Standard) definieren.

Dem VS-Standard liegt zu Grunde, dass es volkswirtschaftlich effizient ist, wenn ein kleiner Teil der Last für kurze Zeit, d. h. in seltenen Fällen, nicht gedeckt werden kann, während der Großteil der Verbraucher weiterhin versorgt wird. Hierdurch können (volkswirtschaftlich teurere) Kapazitäten am Strommarkt eingespart werden, die ansonsten äußerst selten benötigt würden. Der VS-Standard stellt damit eine Abwägung zwischen den Investitionskosten neuer steuerbarer Kapazitäten und der Zahlungsbereitschaft der Stromkunden für eine vollständige, unterbrechungsfreie Stromversorgung dar. Geht man zu einer Grenzbetrachtung über, können die Kosten einer marginalen zusätzlichen Einheit Erzeugungskapazität mit dem dadurch gestifteten Nutzen an Versorgungssicherheit verglichen werden. Dieser bemisst sich als der Wert der vermiedenen Abschaltung, der sich aus dem Produkt von VOLL und der Anzahl der Stunden ergibt, in der die betrachtete zusätzliche Kapazität zur Nachfragedeckung benötigt würde. Bei bekannten Kosten zusätzlicher Erzeugungskapazität und bekanntem VOLL kann deshalb der Versorgungsicherheitsstandard als eine maximale Anzahl von Stunden angegeben werden, in denen eine nicht vollständige Nachfragedeckung am Strommarkt im Vergleich zu einem Kapazität-zubau effizient erscheint. VS-Standards werden deshalb üblicherweise als (im Erwartungswert) maximal akzeptable Werte des LOLE definiert.

Da sich das Großherzogtum Luxemburg und die Bundesrepublik Deutschland in einer gemeinsamen Gebotszone befinden, sieht die Strombinnenmarktverordnung vor, dass der VS-Standard gemeinsam festgelegt wird. Zu diesem Zweck hat das ILR zusammen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Sommer 2021 einen Vorschlag für die Höhe des VS-Standards erarbeitet. Hierzu wurden Analysen eines von der BNetzA beauftragten Gutachterkonsortiums herangezogen, das für festgelegte Betrachtungsjahre Analysen zur Resource Adequacy in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg durchgeführt hat. Als Nebenprodukt dieser Analysen konnten die marginalen Technologien zur Bereitstellung zusätzlicher steuerbarer Erzeugungskapazität/Flexibilität in den einzelnen Betrachtungsjahren und deren Kosten ermittelt werden. Aus diesen Daten konnte in Verbindung mit den von der BNetzA durchgeführten Analysen zum VOLL ein effizienter LOLE-Grenzwert berechnet werden, der sich im Durchschnittswert über den gesamten Betrachtungszeitraum zu 2,77 Stunden pro Jahr ergibt. ILR und BNetzA haben deshalb diesen Wert als VS-Standard für die gemeinsame Gebotszone vorgeschlagen.

Auf dieser Grundlage haben Deutschland und Luxemburg eine gemeinsame Absichtserklärung unterzeichnet, um den vorgeschlagenen VS-Standard von 2,77 Stunden pro Jahr anzuwenden. Eine rechtlich bindende Festlegung ist nicht erfolgt und auf Seiten Luxemburgs auch nicht notwendig. Dennoch erscheint es sinnvoll den Wert zu nutzen, um die Ergebnisse der nachfolgend diskutierten aktuellen Versorgungssicherheitsmonitorings (resource adequacy assessments) einzuordnen.

3.2.1 Europa: European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der ENTSO-E

Im Jahr 2021 hat ENTSO-E den ersten ERAA-Bericht im Rahmen der inhaltlichen und methodischen Vorgaben der europäischen Gesetzgebung² erarbeitet. Der Bericht wird seitdem kontinuierlich weiterentwickelt und jährlich veröffentlicht. Der ERAA 2023 basiert auf den, im Jahr 2023, erwarteten Entwicklungen für die ausgewählten Zieljahre 2025, 2038, 2030 und 2033. Die umfangreiche Menge an Eingabedaten basiert auf nationalen Zielen und Trends, die größtenteils von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) bereitgestellt oder zentral von ENTSO-E berechnet wurden. Die nationalen Szenarien des ERAA 2023 basieren hauptsächlich auf den damals gültigen nationalen Energie- und Klimaplänen (PNEC).

Im ERAA 2023 wurden zwei verschiedene Szenarien modelliert, das Szenario A (central reference) und das Szenario B (sensitivity). Beide Szenarien verwenden die gleichen Eingabedaten, unterscheiden sich jedoch in der Gewichtung der Klimajahre und bieten so ein umfassenderes Verständnis zur Resource Adequacy und ihrer Sensitivität gegenüber Klimaschwankungen und Investitionsverhalten.

Das Economic Viability Assessment (EVA) ist eines der Kernstücke des ERAA, und bewertet, inwiefern Kapazitäten die ausschließlich am Energy-Only-Markt teilnehmen, wirtschaftlich betrieben werden können. Im EVA werden alle fossilen Kapazitäten sowieso Batterien und nachfrageseitige Flexibilität betrachtet. Einheiten mit einem Vertrag zur Kapazitätsvergütung sind für die Dauer ihrer Verträge von dem EVA ausgeschlossen. Die Wirtschaftlichkeit von Kapazitäten, die am Energy-Only-Markt teilnehmen, wird unter Verwendung eines langfristigen Investitions- und Dispatchmodells beurteilt, das darauf abzielt, die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Die wesentlichen Entscheidungsvariablen dieses langfristigen Modells zielen darauf ab, die wirtschaftlich optimale (kostengünstigste) Entwicklung der

² Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

Kapazitäten über den modellierten Zeitraum zu identifizieren, und dadurch ein rationales Investitionsverhalten abzubilden. Diese Bewertung liefert daher Einblicke in die Wahrscheinlichkeit, pro Gebotszone und über die Betrachtungszeiträume, dass:

- Kapazitäten außer Betrieb genommen werden
- Weiter in Kapazitäten investiert wird
- Kapazitäten (wieder) in Betrieb genommen werden
- Die Lebensdauer von Kapazitäten verlängert wird

Der ERAA 2023 zeigt, dass in den verschiedenen Szenarien große Mengen fossiler Kapazitäten in den nächsten Jahren Gefahr laufen wirtschaftlich unrentabel zu werden. Aufbauend darauf zeigt Abbildung 15 die erwartete Entwicklung der LOLE-Werte in Luxemburg und den benachbarten Ländern. Es ist zu erkennen, dass sich in allen Ländern die Resource Adequacy über die Jahre verschlechtert. Besonders in der gemeinsamen deutsch-luxemburgischen Gebotszone treten für Zentralwesteuropa die höchsten LOLE-Werte auf.

Im Szenario B ist zu erkennen, dass die LOLE-Werte teilweise noch höher ausfallen als im Szenario A. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kapazitäten im EVA weniger Preisspitzen ausgesetzt sind und somit die Rentabilität von Kraftwerken, vor allem von CCGT-Gaskraftwerken, abnimmt. Dies führt dazu, dass einerseits Kraftwerke außer Betrieb genommen werden und andererseits auch weniger neue Investitionen getätigt werden. Diese Entwicklung ist besonders stark in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone zu erkennen, ähnliche Entwicklungen treten jedoch auch in Belgien, Frankreich und Österreich auf.

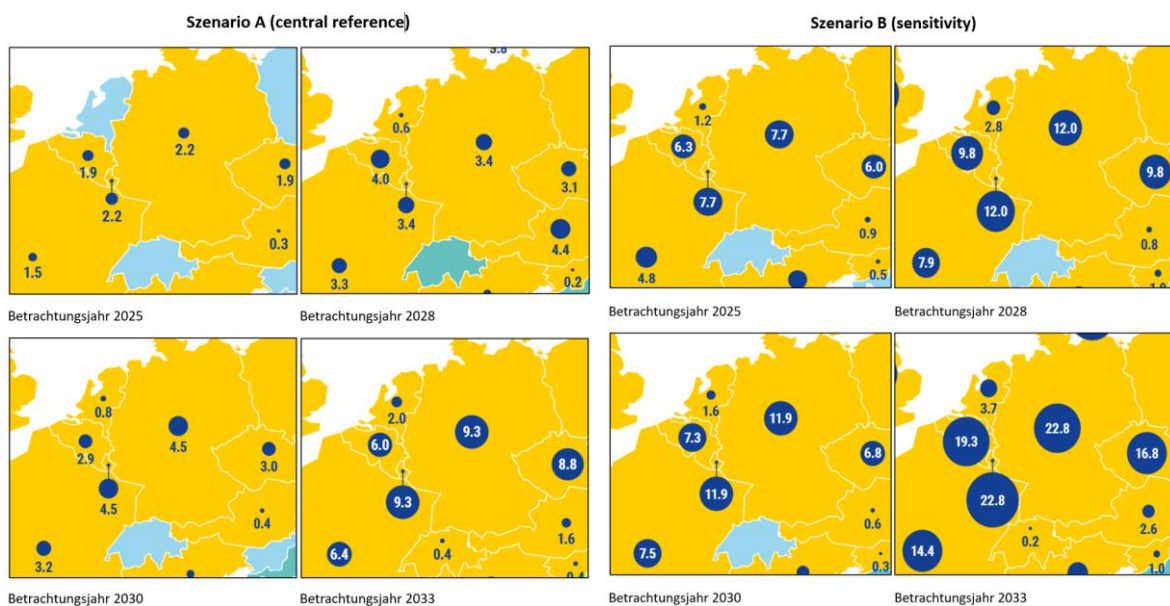


Abbildung 15. LOLE-Werte der Szenarien A und B für die Betrachtungszeiträume 2025 bis 2033
[Quelle: [20]]

Im Zusammenhang mit den Resultaten des ERAA 2023 schlussfolgert ENTSO-E, dass die richtigen Anreize und/oder gezielte Interventionen notwendig sein werden, um die zukünftigen Risiken bei der Resource Adequacy zu verringern. Als konkrete Maßnahmen werden die Schaffung stabiler Investitionsbedingungen und die Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen genannt.

3.2.2 Deutschland: Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur

Der „Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität für die Jahre 2025 bis 2031“ der Bundesnetzagentur untersucht die zukünftige Versorgungssicherheit in Deutschland unter Berücksichtigung des vorgezogenen Kohleausstiegs bis 2030 und anderer entscheidender Entwicklungen. Der Bericht stellt fest, dass die Stromversorgung in Deutschland in diesem Zeitraum gesichert ist, sofern die erforderlichen Entwicklungen bei Erzeugungs- und Netzkapazitäten umgesetzt werden.

Der Bericht umfasst zwei modellgestützte Untersuchungen, die sowohl die marktseitigen als auch die netzseitigen Aspekte der Versorgungssicherheit analysieren. Diese Modelle sind an den Zielen des europäischen „Green Deals“ und den Klimazielen der deutschen Bundesregierung ausgerichtet, die einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien und eine erhöhte Stromnachfrage durch neue Verbraucher wie E-Mobilität, Wärme und Power-to-Gas vorsehen.

Laut Bericht spielt ein funktionierender europäischer Binnenmarkt eine zentrale Rolle bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit, indem er Ausgleichseffekte für das Stromsystem schafft. Die Analysen setzen voraus, dass Deutschland seine Verpflichtungen bezüglich der Mindest-Austauschkapazitäten an den Grenzkuppelstellen (70%-Ziel) einhält, und dass auch die Nachbarländer entsprechend handeln.

Ebenso wird festgestellt, dass auch die Rahmenbedingungen für Investitionen in neue Kraftwerke ebenfalls von großer Bedeutung sind. Investoren benötigen stabile und verlässliche Bedingungen sowie Vertrauen in die langfristige Rentabilität ihrer Projekte. Ein dynamisches Marktumfeld mit ausreichenden Verdienstmöglichkeiten ist hierfür unerlässlich.

Dieser Aspekt ist vor allem im Kontext des geplanten Kohleausstiegs bis 2030 wichtig. Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausstieg ohne negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit möglich ist, vorausgesetzt, dass die Kohle durch emissionsärmere Stromproduktionskapazitäten, speziell erdgasbeheizte und H₂-fähige Kraftwerke sowie erneuerbare Energien, ersetzt wird. Der Ausbau dieser alternativen Kapazitäten ist entscheidend für die Sicherstellung der Stromversorgung nach dem Kohleausstieg.

Abbildung 16 illustriert die erwarteten Zu- und Rückbauten in Deutschland von 2022 bis 2030.

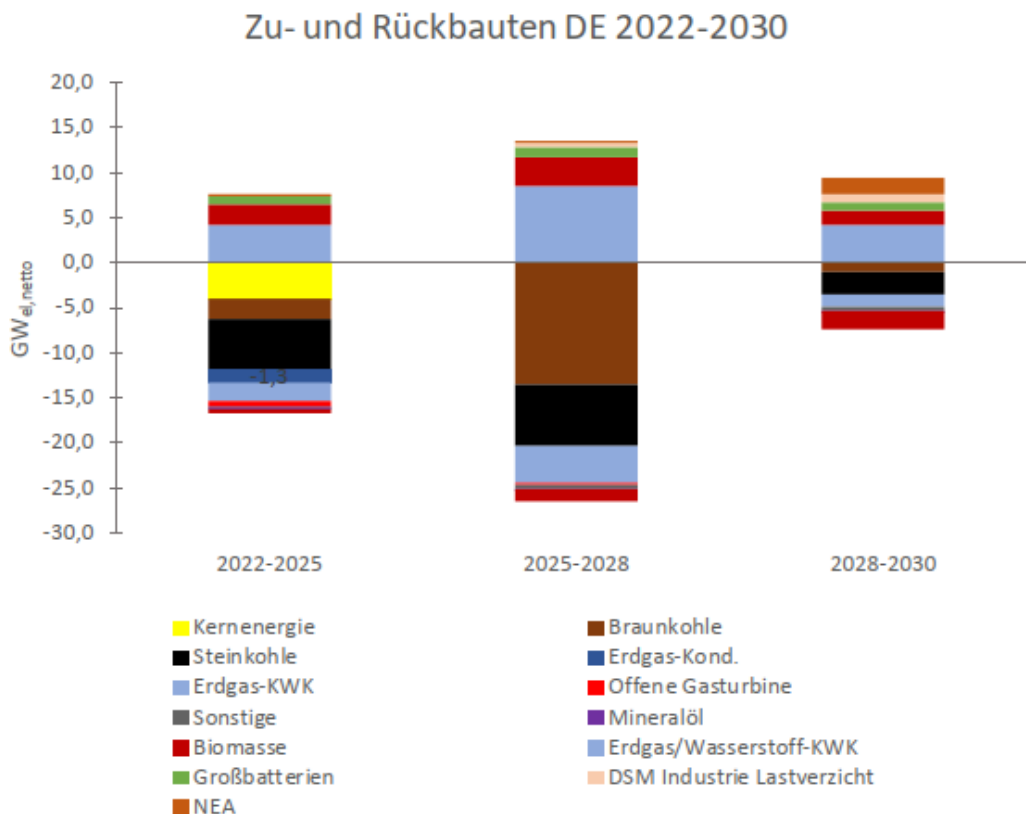


Abbildung 16. Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten in Deutschland [Quelle: [21]]

Zusammenfassend betont der Bericht die Notwendigkeit politischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Anstrengungen, um den Ausbau erneuerbarer Energien und den Ausbau der Netzinfrastruktur zu beschleunigen. Die Analyse zeigt, dass Deutschland auf einem guten Weg ist, seine Stromversorgung auch in Zeiten des Wandels und der Energiewende zu sichern, vorausgesetzt, die beschriebenen Maßnahmen werden konsequent umgesetzt.

Im Kontext des Berichts der Bundesnetzagentur sind zwei auch für Luxemburg relevante Maßnahmen der deutschen Regierung zu nennen:

- Mit dem Osterpaket wurden 2023 verschiedene Gesetze verabschiedet, um das Ausbautempo von erneuerbaren Energien zu erhöhen indem neue Flächen für den Ausbau der Photovoltaik bereitgestellt, die Beteiligung der Kommunen bei Wind an Land und Photovoltaik ausgeweitet, windschwache Standorte verstärkt erschlossen und die Rahmenbedingungen für den Ausbau von Photovoltaikdachanlagen verbessert werden. Zudem wurden Planungs- und Genehmigungsverfahren verschlankt und Hemmnisse abgebaut.
- Um sichere Investitionsbedingungen für steuerbare Kapazitäten zu schaffen, hat das BMWK eine Kraftwerkstrategie zur Förderung des Baus von Kraftwerken entwickelt. Diese wurde im Juni 2024 beihilferechtlich von der EU-Kommission genehmigt. Mit der Kraftwerksstrategie soll sichergestellt werden, dass auch dann genügend Strom produziert wird, wenn wenig Sonnen- und Windenergie zur Verfügung steht. Die neuen Kraftwerke sollen an so genannten „systemdienlichen“ Standorten, also vor allem an Knotenpunkten zu energieintensiven großen Industriekomplexen entstehen. Geplant ist, kurzfristig neue Kapazitäten von bis zu 4 mal 2,5 Gigawatt (GW) als „H₂-ready“-Gaskraftwerke auszuschreiben. Die Ausschreibung soll zusätzlich den

Ausbau der Wasserstoffwirtschaft beschleunigen und Planungssicherheit für Investoren schaffen. Zusätzlich zur Kraftwerkstrategie will die Bundesregierung bis 2028 einen Kapazitätsmarkt einführen, um auch langfristig die Investitionsbedingungen für neue Kraftwerke zu garantieren.

3.2.3 Belgien: Adequacy & Flexibility Study der Elia

Der Bericht „Adequacy & Flexibility Study for Belgium (2024-2034)“ vom belgischen Netzbetreiber Elia bietet eine aktuelle und detaillierte Analyse der Versorgungssicherheit und Flexibilität des belgischen Stromsystems für den Zeitraum von 2024 bis 2034. Die modellbasierte Analyse umfasst geografische aber nicht nur Belgien, sondern auch die benachbarten Länder, und bewertet ebenfalls die Wirtschaftlichkeit verschiedener Szenarien, ähnlich dem Economic Viability Assessments im ERAA (siehe Kapitel 3.2.1).

Die Studie betont, dass Belgien an einem kritischen Punkt der Elektrifizierung steht, was erhebliche Auswirkungen auf die zukünftige Stromnachfrage und die erforderliche Systemflexibilität hat. Ein zentrales Thema der Studie ist der Unterschied zwischen der Resource Adequacy und Flexibilität. Während die Resource Adequacy die Fähigkeit beschreibt, die Stromnachfrage jederzeit zu decken, bezieht sich Flexibilität auf die Fähigkeit des Systems, kurzfristige Schwankungen im Angebot und in der Nachfrage auszugleichen. Im Bericht wird diese Unterscheidung als entscheidend bewertet, um die zukünftigen Herausforderungen des Stromsystems zu verstehen und zu bewältigen.

Eine der wichtigsten Erkenntnisse ist die Notwendigkeit, nach 2025 neue Kapazitäten im Stromsystem bereitzustellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, da ältere Anlagen stillgelegt werden und die Nachfrage aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung steigt. Die Studie identifiziert hierzu sowohl kurzfristige als auch mittel- und langfristige Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Belgien (siehe Abbildung 17). Kernelemente dabei sind:

- Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Speicher
- Förderung von Flexibilitätslösungen
- Stärkung der Import- und Exportkapazitäten
- Integration der erneuerbaren Energien
- Berücksichtigung der erhöhten Unsicherheiten in der Stromversorgung, vor allem bei der Dynamik des Erneuerbaren-Ausbaus, sowie bei der Entwicklung der Stromnachfrage

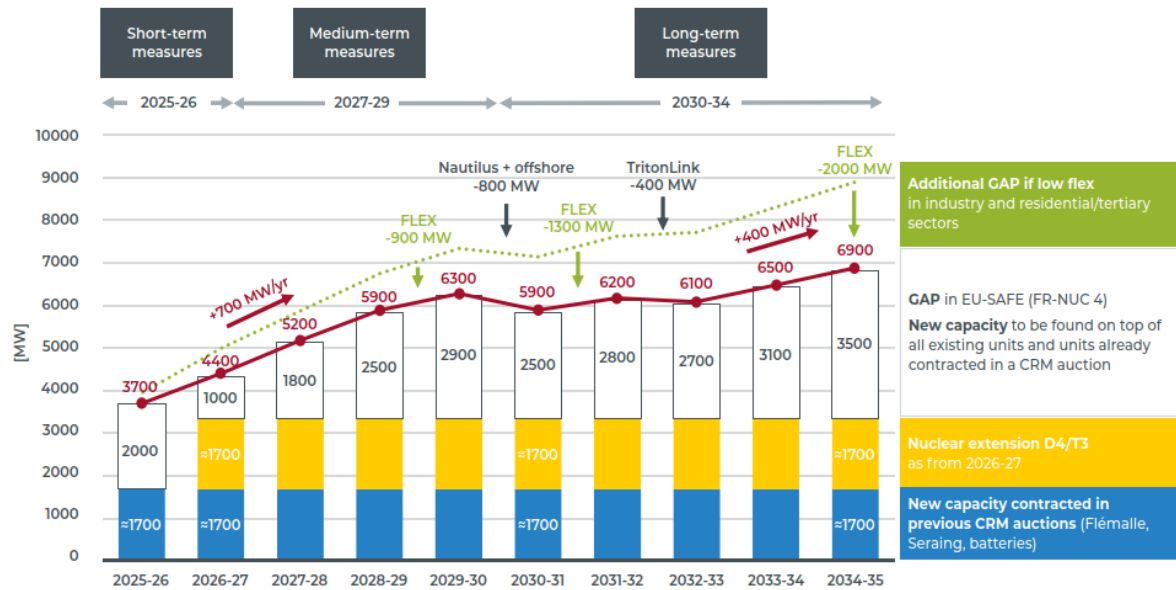


Abbildung 17. Entwicklung des Kapazitätsbedarfs in Belgien in den nächsten zehn Jahren zusammen mit möglichen Maßnahmen, um den Kapazitätsbedarf zu mildern und zukünftige Kapazitäten zu sichern [Quelle: [11]]

Die wirtschaftlichen Bewertungen und Prognosen über die zukünftige Entwicklung des Strommixes und der CO₂-Emissionen in Europa und Belgien zeigen, dass sich die Großhandelspreise für Strom durch die Zunahme erneuerbarer Energien, die Stilllegung alter Kraftwerke, die steigende Nachfrage und Änderungen in den Marktmechanismen verändern, und die Preisverteilung durch saisonale und tageszeitliche Schwankungen sowie die Volatilität der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Vor diesem Hintergrund zeigt die Analyse, dass die Flexibilität einen erheblichen wirtschaftlichen und technischen Wert für das Stromsystem hat. Sie trägt zur Netzstabilität bei, ermöglicht die Optimierung der Stromerzeugung, und reduziert die Systemkosten.

Eine strategische und proaktive Planung wird als dringend notwendig erachtet, um den Herausforderungen der zunehmenden Elektrifizierung und der Integration erneuerbarer Energien gerecht zu werden. Laut Elia ist der belgische Kapazitätsmarkt ein zentrales Instrument das sichergestellt, dass die notwendigen Anreize für Investitionen in neue und bestehende Erzeugungskapazitäten sowie Flexibilitätslösungen bestehen und dadurch eine nachhaltige und zuverlässige Stromversorgung Belgiens in den kommenden Jahren gewährleistet werden kann.

3.2.4 Frankreich: Bilan prévisionnel der RTE

Der „Bilan Prévisionnel“ 2023 von RTE beleuchtet die zukünftige Entwicklung des französischen Stromsystems bis 2035 im Kontext der Klimaneutralitätsziele bis 2050. Ein zentraler Fokus des Berichts liegt auf der Versorgungssicherheit, die auch während der umfassenden Transformation des Energiesystems gewährleistet werden muss.

Der Bericht betont, dass Frankreich derzeit etwa 60 % seines Energieverbrauchs aus importierten fossilen Brennstoffen deckt. Diese Abhängigkeit hat erhebliche wirtschaftliche Kosten verursacht, die in den 2010er Jahren zwischen 25 und 80 Milliarden Euro jährlich lagen und durch die Energiekrise im Jahr 2022 rund 100 Milliarden Euro erreichten. Um die Emissionen bis 2030 um 55 % im Vergleich zu

1990 zu senken, ist ein schneller Übergang von fossilen Brennstoffen zu Elektrizität und anderen kohlenstoffarmen Energieträgern erforderlich.

Neben der Reduzierung der Emissionen strebt Frankreich auch die Stärkung seiner Energie- und Industriesouveränität an. Dies beinhaltet die Reindustrialisierung und die Kontrolle über Schlüsseltechnologien für die Energiewende. Die aktuelle Energiekrise und geopolitische Spannungen, vor allem zwischen den USA und China, beeinflussen die Energieversorgung Europas und verstärken den Wettbewerb um Technologien und Ressourcen für die Energiewende.

Zur Sicherung der Energieversorgung ist eine Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern durch den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die fortgesetzte Nutzung der Kernenergie notwendig. Der Bericht identifiziert vier Hauptstrategien zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit: Energieeffizienz, Energieeinsparungen, Ausbau erneuerbarer Energien und Nutzung der Kernenergie (siehe Abbildung 18). Diese Strategien müssen ambitionierte Ziele erreichen, um die Resilienz des Energiesystems zu gewährleisten.

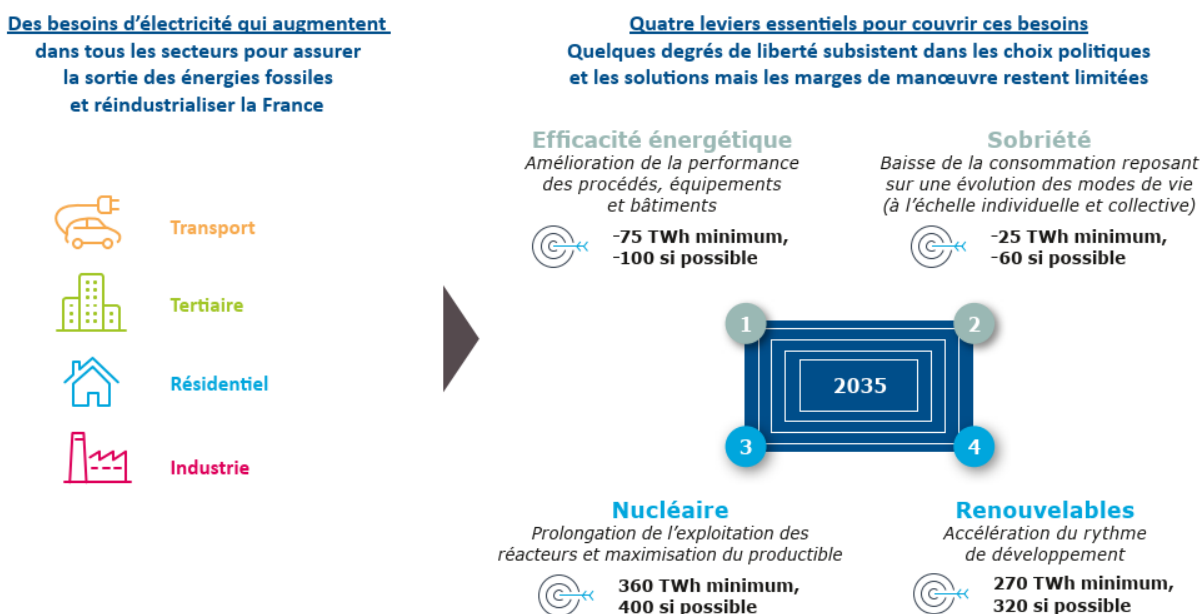


Abbildung 18. Hauptstrategien zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit [Quelle: [22]]

Zur Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit präsentiert der Bericht mehrere Szenarien für die zukünftige Energieversorgung (siehe auch Abbildung 19):

- Szenarien A (Erfolgreiche Beschleunigung) beschreiben Wege zur Erreichung der Klimaziele durch verschiedene Kombinationen von Energieeffizienz, Einsparungen und Erneuerbaren.
- Szenarien B (Teilweise Zielerreichung) betrachten Verzögerungen bei der Elektrifizierung und Effizienzsteigerung sowie den begrenzten Ausbau erneuerbarer Energien, was Fragen zur Versorgungssicherheit aufwirft.
- Szenarien C (Gestörte Globalisierung) spiegeln ein verschlechtertes globales wirtschaftliches und geopolitisches Umfeld wider, was die Investitionen in die Energiewende beeinträchtigen könnte.

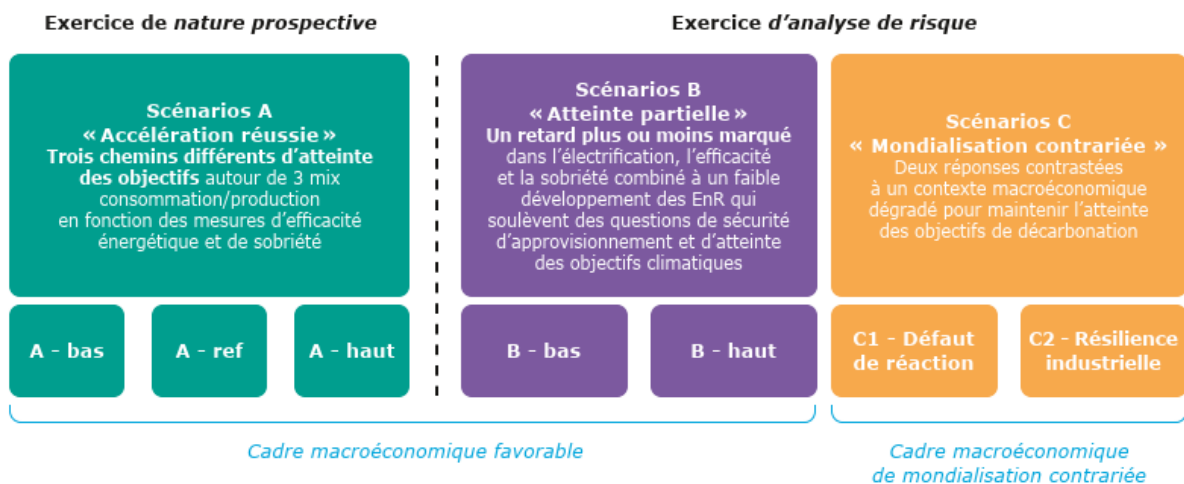


Abbildung 19. Untersuchte Szenarien im Rahmen des Bilan prévisionnel [Quelle: [22]]

Die Analyse der Szenarien im Bilan Prévisionnel 2023 zeigt deutlich, dass eine ambitionierte und konsequente Umsetzung von Maßnahmen zur Energieeffizienz, Flexibilität und zum Ausbau erneuerbarer Energien die beste Grundlage für eine sichere Energieversorgung bietet. Verzögerungen und unzureichende Maßnahmen (Szenario B) sowie ungünstige globale Rahmenbedingungen (Szenario C) erhöhen das Risiko für Versorgungsengpässe und höhere Energiekosten erheblich.

Als ein zentrales Element zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde die Flexibilität des Energiesystems identifiziert, die es erlaubt auf Schwankungen in Nachfrage und Angebot reagieren zu können. Dies umfasst auch die Integration neuer Nutzungen wie Elektromobilität und Industrieprozesse in das Stromsystem.

3.3 Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die marktseitige Versorgungssicherheit

Die Energiebereitstellung für die öffentliche Versorgung in Luxemburg erfolgt heute im Wesentlichen aus dem Ausland, so dass die Funktionalität der europäischen Energiemärkte erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit Luxemburgs hat. Aus luxemburgischer Perspektive ist deshalb eine möglichst enge Einbindung in Diskussions- und Bewertungsprozesse in Europa und aufgrund der gemeinsamen Gebotszone insbesondere mit Deutschland wünschenswert. Der Staatsvertrag zwischen dem Großherzogtum Luxemburg und dem Land Rheinland-Pfalz vom 10. Juli 1958 [23], das Memorandum zwischen Deutschland und Luxemburg aus dem Jahr 2021 über den Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung [24], sowie die Verträge zwischen den Netzbetreibern Amprion und Creos stellen hierfür eine gute Basis dar.

Der für die marktseitige Versorgungssicherheit relevante regulatorische Rahmen umfasst mehrere zentrale Elemente, die sowohl Marktmechanismen als auch technische und organisatorische Aspekte betreffen. Diese Elemente sind notwendig, um neben der Versorgungssicherheit auch eine bessere Effizienz beim Ausbau und Einsatz von Ressourcen zu erreichen, und die Nachhaltigkeit der Stromversorgung vor allem durch die Integration erneuerbarer Energien zu unterstützen.

Zunächst ist ein gut durchdachtes Marktdesign erforderlich, das Anreize für flexible Erzeugung und Verbrauch bietet. Dies umfasst variable Netztarife und dynamische Strompreise für Endverbraucher,

die die tatsächlichen Kosten der Erzeugung und Knappheit im Stromnetz widerspiegeln. Vor diesem Hintergrund wurde am 9. Juni 2023 nach Artikel 47, Absatz 5 im geänderten Gesetz vom 1. August 2007 über die Organisation des Strommarktes eine Bestimmung eingefügt, die alle Stromlieferanten mit mehr als 15.000 Kunden verpflichtet, dynamische Strompreise anzubieten. Anfang Juni 2024 haben mehrere Stromlieferanten in Luxemburg einen dynamischen Strompreis eingeführt, der auf dem EPEX Day-Ahead Großhandelspreis für die gemeinsame deutsch-luxemburgische Gebotszone basiert. Die Einführung variabler Netztarife befindet sich zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts in der Vorbereitung durch die Netzbetreiber und das ILR (siehe dazu auch Kapitel 4.4).

Ein Grundstein für die oben genannten Entwicklungen ist eine hohe Durchdringung von Smart Metern. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sind hierdurch mehrere positive Rückwirkungen zu erwarten. 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 Gleichzeitigkeit von Verbrauchsspitzen) möglich werden. Insbesondere könnte es für Netzbetreiber leichter fallen, im Rahmen der Netzausbau- und Erweiterungsplanung effizient auf die Entwicklungen des Bedarfs der Netznutzer zu reagieren. Weiterhin können Smart Meter einen wichtigen Beitrag bei der Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten, wenn sie so wie in Luxemburg für Netzbetreiber mit einer entsprechenden Ansteuerbarkeit ausgestattet sind, die in Engpasssituationen genutzt werden kann. Mit über 95 % ist die notwendige Durchdringung in Luxemburg mittlerweile klar erreicht und bedeutet innerhalb der EU eine Vorreiterrolle beim Einsatz von Smart Metern.

Um neben den oben genannten Elementen Anreize weiter zu verstärken, könnten zukünftig Kapazitätsmärkte neben Stromproduktionsanlagen auch Lastflexibilität vergüten und somit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Eine relevante Frage der nächsten Jahre wird zudem sein, wo und in welcher Form in Europa Kapazitätsmärkte eingeführt werden, um Investitionstätigkeiten in gesicherte Leistung anzuregen. Luxemburg hat ein Interesse daran, diese Entwicklungen eng zu verfolgen und, wo sinnvoll, mitzugestalten.

Ebenso sollten Regenergiemärkte weiterentwickelt werden, um auch der Lastflexibilität die Teilnahme zu ermöglichen bzw. zu vereinfachen. Technisch erfolgt die Beschaffung und Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen für Luxemburg innerhalb der gemeinsamen Gebotszone über die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bzw. innerhalb der gemeinsamen Regelzone mit Amprion. 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. In dem Kontext wurde bereits die Integration des Marktes für Frequency Containment Reserve (FCR) erfolgreich abschließen. Außerdem laufen momentan die nötigen Prozesse um ebenfalls die Integration der Frequency Restoration Reserve (FRR) zu ermöglichen, die voraussichtlich bis Ende des Jahres 2024 abgeschlossen werden wird und somit Anlagen in Luxemburg die Möglichkeit bietet weitere Flexibilitätspotenziale zu erschließen.

Darüber hinaus ist Luxemburg grundsätzlich auf die Funktionalität der Regularien des europäischen Strombinnenmarktes auch in außergewöhnlichen Situationen angewiesen, z. B. im Fall von Erzeugungsknappheit. Ein entsprechendes eindeutiges Bekenntnis der Europäischen Union und deren Mitgliedsstaaten, ergänzt um einen international koordinierten Prozess zum Umgang mit eventuellen Knappheitssituationen ist deshalb gerade für Luxemburg mit seiner hohen Importabhängigkeit erstre-

benswert. Einen wichtigen Schritt in diesem Zusammenhang stellt das am 8.6.2015 in Luxemburg unterzeichnete Memorandum sowie die daran anschließende politische Erklärung des Pentalateralen Energieforums dar. In dieser Erklärung vereinbarten die Unterzeichnerstaaten u. a. keine Preisobergrenzen einzuführen und den Stromhandel auch in Zeiten von Knappheit nicht zu begrenzen [25]. Diese Regeln sind mittlerweile auch im europäischen Rechtsrahmen verankert. Luxemburg unterstützt vor diesem Hintergrund die Weiterentwicklung der regionalen Risikovorsorge, europäische Mindestanforderungen an nationale Kapazitätsmechanismen, nichtdiskriminierende Berechnung von Übertragungskapazitäten, sowie die regionale Koordination von systemsicherheitsrelevanten Fragen des Übertragungsnetzbetriebs. Im Bereich der regionalen Zusammenarbeit bei der Risikovorsorge wurden in den vergangenen Jahren durch die enge Zusammenarbeit im Pentalateralen Energieforum bei der Umsetzung der Risikovorsorgeverordnung wesentliche Fortschritte erzielt.

4 Netzseitige Versorgungssicherheit

Neben der in Kapitel 3 beschriebenen marktseitigen Versorgungssicherheit ist auch das Netz ein wesentlicher Baustein der Versorgungssicherheit Luxemburgs. Während verfügbare Netzkapazitäten *zwischen* Marktgebieten bereits in den Resource Adequacy Analysen des Kapitel 3.2 berücksichtigt sind, sind Netzkapazitäten *innerhalb* der Marktgebiete, und speziell zwischen Deutschland und Luxemburg sowie innerhalb Luxemburgs, zwar nicht für den Markt sichtbar, dennoch aber für die Versorgungssicherheit unabdingbar. Einerseits braucht es ein starkes Übertragungsnetz, um sowohl hohe Importbedarfe zu decken als in der Zukunft auch Exporte von überschüssiger Stromproduktion abzutransportieren. Andererseits benötigt die sichere Stromversorgung auch ein bedarfsgerechtes Verteilnetz, um den Strom auch auf den niedrigeren Netzebenen innerhalb des Landes von Produzenten zu Verbrauchern zu bringen.

Diese Elemente werden im Folgenden ausgehend von der historischen Versorgungsqualität im Netz sowie detaillierten Daten und Informationen der Luxemburger Stromnetzbetreiber zum Zustand ihrer Netze, zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe, und zu den geplanten Investitionen untersucht.

4.1 Entwicklung der historischen Versorgungsqualität im Netz

Eines der wesentlichen Kriterien für die Versorgungsqualität im Netz ist die zuverlässige Versorgung des Endkunden mit Strom. Diese kann durch die Kennzahlen „SAIDI“ (System Average Interruption Duration Index) oder „SAIFI“ (System Average Interruption Frequency Index) ausgedrückt werden. Der SAIFI beschreibt, wie häufig ein Verbraucher durchschnittlich pro Jahr von einer Unterbrechung betroffen ist, der SAIDI die durchschnittliche Ausfalldauer je versorgtem Verbraucher in Minuten pro Jahr. Beide Kennzahlen umfassen ausschließlich ungeplante Versorgungsunterbrechungen.³

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Entwicklung der Versorgungsunterbrechungen in Luxemburg zwischen den Jahren 2015 und 2023.

Anzahl der Versorgungsunterbrechungen		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
geplante Ausfälle		751	607	465	541	450	433	685	840	1101
ungeplante Ausfälle	Wetterverhältnisse	12	5	15	27	9	22	32	21	35
	höhere Gewalt	1	0	6	2	3	0	106	0	0
	Schäden durch Dritte	271	281	214	238	247	236	351	371	436
	interne Ursachen	274	205	235	237	247	236	351	347	356
	vorgelagertes Netz	4	0	2	0	2	4	2	1	0
	nachgelagertes Netz	4	2	18	54	15	31	49	83	26
Ausfälle insgesamt		1317	1100	955	1099	973	974	1573	1663	1954
SAIFI (ungeplant)		0,36	0,23	0,26	0,35	0,35	0,26	0,33	0,39	0,29
SAIDI (ungeplant)		22,8	16,6	21,3	23,8	27,3	16,6	13,9	20,6	13,1

Tabelle 2. Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit zwischen 2015 und 2023 [Quelle: ILR]

³ Es sei hier auf den konzeptuellen Zusammenhang mit den auf Seite 20 beschriebenen Kennzahlen verwiesen.

Die Kunden waren gemäß SAIFI somit im Durchschnitt einmal innerhalb von drei Jahren von einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung betroffen. Dabei zeigen sich zwar durchaus Schwankungen des SAIFI zwischen den Jahren, dieser liegt im betrachteten Zeitraum aber grundsätzlich auf vergleichbarem und im internationalen Vergleich sehr niedrigem Niveau. Das gilt auch für den SAIDI, der im selben Zeitraum im Bereich um die 20 Minuten pro Jahr schwankte.

Im Rahmen der Versorgungssicherheit sind aus nationaler Perspektive relevante, langanhaltende Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden zu berücksichtigen. 2019 sind solche Unterbrechungen mit Einzelfallcharakter aufgetreten, die zu einem vergleichsweise hohen SAIDI geführt haben. Im letzten Jahr ist diese Kennzahl trotz Anstieg der in Summe aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen aufgrund kürzerer Unterbrechungsdauern wieder deutlich gesunken.

Infolge des erhöhten SAIDI in 2019 hatte das Ministerium vor allem Verbesserungen hinsichtlich Kommunikationseinrichtungen und unterbrechungsfreier Stromversorgungen (USV) sowie Personalschulungen angeregt. In der Vorbereitung des vorliegenden Berichts wurde festgestellt, dass beim Redundanzkonzept für die Übertragung von Messwerten und anderen Betriebssignalen ins Leitsystem nur kleine Unterschiede zwischen den Netzbetreibern vorliegen. Bei Creos werden die Kommunikationseinrichtungen und -wege auf der Hochspannungsebene vollständig redundant betrieben, auf der Mittelspannungsebene ist hingegen kein redundanter Aufbau vorhanden. Seit 2022 sind bei allen VNB sämtliche Kommunikationseinrichtungen durch eine USV gegen Stromausfälle abgesichert, und es werden regelmäßig Funktionsüberprüfungen vorgenommen.

4.2 Übertragungs- und industrielle Netze

4.2.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Übertragungsnetz

Wie in der nachfolgenden Abbildung 20 schematisch dargestellt, verfügt Luxemburg über direkte Netzanschlüsse mit allen drei Nachbarländern. Das Netz der öffentlichen Versorgung ist über zwei 220-kV-Doppelleitungen mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von etwa 2.000 MVA 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, und demnach nicht über das Netz der Creos.

Im Westen des Landes verbindet eine 220-kV-Doppelleitung mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von insgesamt 760 MVA Luxemburg mit dem belgischen Übertragungsnetz der Elia. Dabei wird eine der zwei Leitungen, die auf den gleichen Masten verlaufen, für die Anbindung des Industrienetzes der Sotel verwendet, und die andere über einen Phasenschiebertransformator (PST) für die Anbindung des Netzes der öffentlichen Stromversorgung. Zusätzlich hat Sotel seit 2013 eine zweite Zuleitung aus Richtung des französischen Hochspannungsnetzes von RTE mit einer Übertragungskapazität von 450 MVA. Das Industrienetz der Sotel und das Netz der öffentlichen Versorgung der Creos können im Normalbetrieb nicht miteinander gekoppelt werden, da aufgrund von starken Spannungsschwankungen der sichere Netzbetrieb sonst nicht gewährleistet werden könnte.

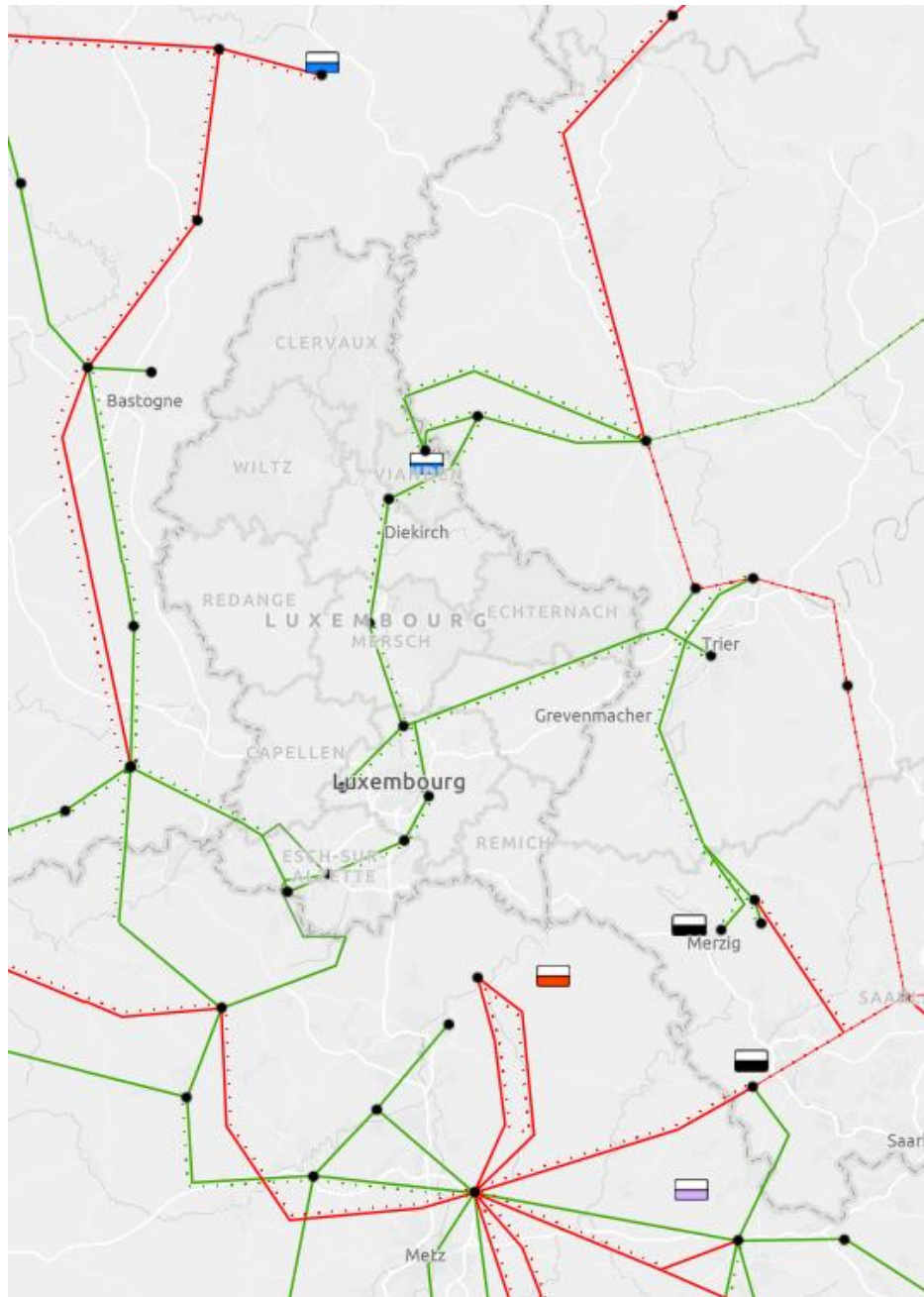


Abbildung 20. Netzstruktur der Hochspannung in Luxemburg und der umliegenden Grenzregion (Leitungen in Grün: 220 kV, Leitungen in Rot: 380-400 kV) [Quelle: ENTSO-E]

Aus heutiger Sicht ist es möglich, die Spitzenlast im Netz der öffentlichen Versorgung (derzeit ca. 840 MW) durch entsprechende Leistungsimporte aus dem benachbarten deutschen Übertragungsnetz zu decken. Dies gilt nicht nur für den Normalbetrieb, sondern auch für den auslegungsrelevanten (n-1)-Fall bei Nichtverfügbarkeit eines der Kuppelleitungsstromkreise und einer resultierenden maximalen Leistung von 980 MVA. Der Auslegungsfall deckt darüber hinaus auch das relevante Risiko eines Mastbruchs auf einer der Doppelleitungen in Richtung Deutschland ab, was im Sinne der Kuppelleitungsstromkreise eine (n-2)-Sicherheit bedeutet und für die Versorgungssicherheit Luxemburgs aufgrund der geringen gesicherten inländischen Stromproduktionskapazität strategische Bedeutung hat. Die Relevanz eines solchen Ausfalls hat der Tornado vom 9. August 2019, eindrücklich bewiesen.

Aktuell stellen technische Probleme im vorgelagerten Netz der Amprion den für die Versorgungssicherheit Luxemburgs kritischsten Fall dar, bei dem es – je nach gleichzeitiger Lastsituation in Luxemburg – möglich sein kann, dass nicht mehr alle Verbraucher versorgt werden können. Durch die Kuppelleitung nach Belgien (siehe weiter unten) können die negativen Auswirkungen dieses Ausfalles abgeschwächt werden.

In der Vergangenheit war zwischen Creos und Amprion vertraglich ein zugesicherter Leistungsbezug von 980 MVA vereinbart, was genau der oben verbleibenden Kapazität im Falle eines Mastbruchs entspricht. Vor dem Hintergrund der sich weiterentwickelnden Regularien im europäischen Strombinnenmarkt ist eine derartige vertragliche Vereinbarung weder zeitgemäß noch notwendig, da aufgrund der gemeinsamen Gebotszone innerhalb dieser Zone grundsätzlich von einer engpassfreien Übertragung ausgegangen wird.

Ende 2017 wurde zur dauerhaften Verbindung der Netze von Creos und Elia auf Höchstspannungsebene ein Phasenschiebertransformator in Schiffflange in Betrieb genommen und dieser in einer anschließenden Testphase geprüft. In dieser Testphase wurden unter anderem auch die betrieblichen Grenzleistungsflüsse definiert (300 MVA in Import- sowie 180 MVA in Exportrichtung), die allerdings keinen vertraglich gesicherten Leistungsbezug aus Belgien implizieren. Die ursprüngliche Planung sah vor, aus dem Probebetrieb auf eine kommerzielle Inbetriebnahme des Interkonnektors überzugehen. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen und fehlenden positiven Ergebnisse der SPAIC-Analyse (Standard Procedure for Assessing the Impact of Changes) im Rahmen des Flow-based Market Couplings in der CORE Region ist die kommerzielle Inbetriebnahme des Interkonnektors aktuell allerdings nicht geplant. In der Praxis bedeutet dies dennoch, dass Strom über die genannte Leitung aus dem belgischen Netz importiert werden kann und sich die Versorgungssicherheit hierdurch erhöht. Es ist aber ebenso möglich, dass die Netzflusssituation in Europa derart gestaltet ist, dass Exporte durch Luxemburg in Richtung Belgien die Leitungen aus Deutschland zusätzlich belasten. Modellanalysen der Creos zeigen, dass die Auslastung der bestehenden Anbindung an Deutschland zu Spitzenlastzeiten im Falle eines Mastbruchs auf einer der zwei Doppelleitungen bereits heute bei etwa 90 % (bei gleichzeitigem Transit durch Luxemburg nach Belgien) bzw. 75 % (ohne Transit) liegt.

Durch den Vergleich der erwarteten Importabhängigkeit von mindestens rund 1100 MW im Jahr 2030 sogar bei hoher Nutzung von Flexibilitätspotentialen (siehe Kapitel 3.1.2, Abbildung 12) mit den aktuell N-1 sicheren Kuppelleitungskapazitäten von 980 MW aus Richtung Deutschland wird deutlich, dass ein Ausbau der Übertragungskapazitäten zu benachbarten Ländern bereits kurzfristig angemessen und notwendig erscheint. Diese Notwendigkeit verschärft sich nochmals deutlich für den Zeithorizont 2040.

4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Die Altersstruktur der Netze ist ein wichtiger Indikator für das Risiko von Versorgungsunterbrechungen im Stromsystem. 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 der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer Aufschluss über die Bedarfsgerechtigkeit vergangener Investitionen und evtl. zukünftige Investitionserfordernisse 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 Abbildung 21 bis Abbildung 23 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 die Anlagen an, deren Alter aktuell die technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer (ND) überschritten hat. Wo die Angaben von Creos und Sotel bei den 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.

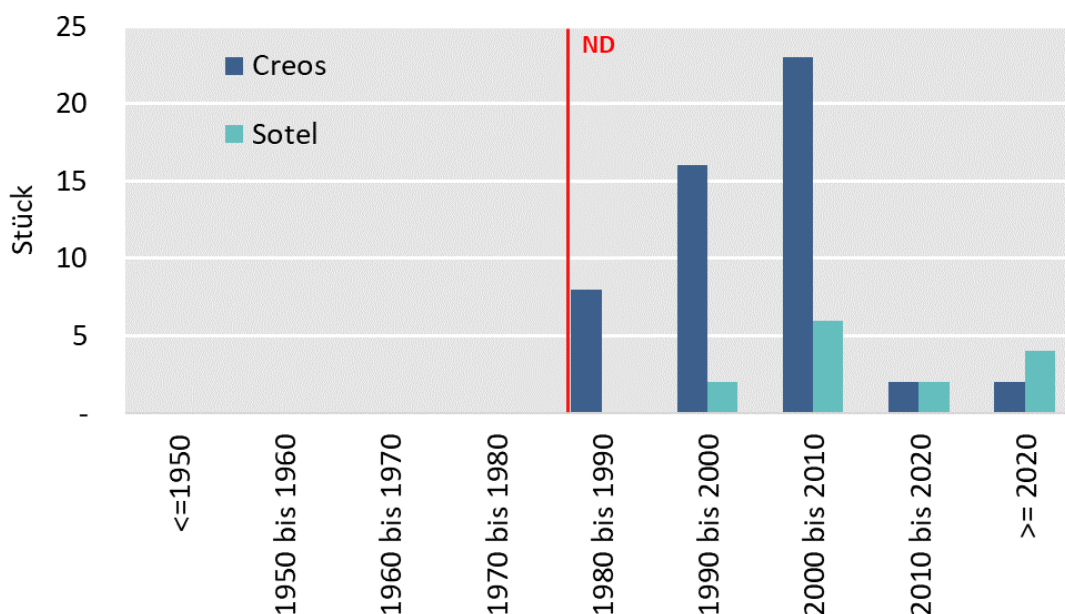


Abbildung 21. Altersmengengerüste der Leistungsschalter und Trennschalter bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr [Quelle: eigene Darstellung].

Für Trenn- und Leistungsschalter gibt Creos eine technische Nutzungsdauer von 40 Jahren an, während Sotel eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 35 Jahren annimmt, so dass theoretisch alle Trenn- und Leistungsschalter ersetzt werden müssten, die vor 1985 bzw. 1990 in Betrieb genommen wurden. Für beide Netzbetreiber liegt das Alter aller Trenn- und Leistungsschalter ausschließlich unter diesen Schwellen, so dass insgesamt keine Überschreitung der üblichen betrieblichen Nutzungsdauern festzustellen ist. Die im Betrieb eingesetzten Trenn- und Leistungsschalter beider Netzbetreiber weisen darauf hin, dass eine kontinuierliche Überprüfung des Zustands durchgeführt und im Bedarfsfall ein Ersatz vorgenommen wird.

Abbildung 22 zeigt eine vergleichbare Auswertung für Freileitungen sowie Leitungsmasten.

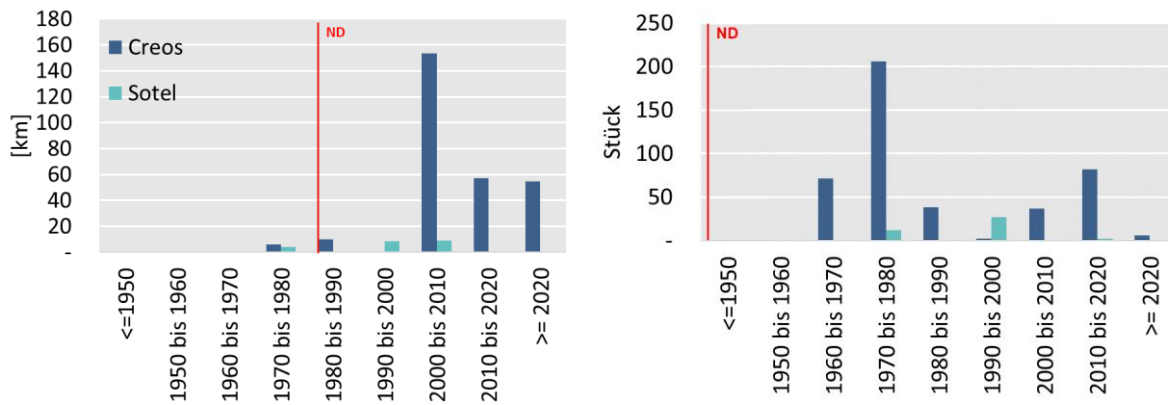


Abbildung 22. Altersmengengerüst Freileitungen (links) und Leitungsmasten (rechts) bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr [Quelle: eigene Darstellung]

Für Freileitungsseile auf der 220 kV Ebene werden technische Nutzungsdauern von jeweils 40 Jahren angegeben. Somit wäre ein Ersatz aller Stromkreise notwendig, die vor 1985 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 ist der Großteil der 220 kV Leitungen ebenfalls noch relativ jung. Hier überschreiten etwa 4 km die technische Nutzungsdauer. Hierdurch ist allerdings nicht auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu schließen, da die N-1 sichere Versorgung von Sotel durch die Kuppelleitung zu RTE gesichert wird.

Für Masten werden technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von 80 (Creos) bzw. 40 (Sotel) Jahren angegeben. In der internationalen Praxis sind Nutzungsdauern von bis zu 80 Jahren (Linie von Creos) nicht unüblich, weshalb in der Grafik die höhere Nutzungsdauer angegeben wurde. Dieser Wert wird von den bestehenden Anlagen noch nicht erreicht, trotzdem kann sich hier mittelfristig Handlungsbedarf ergeben.

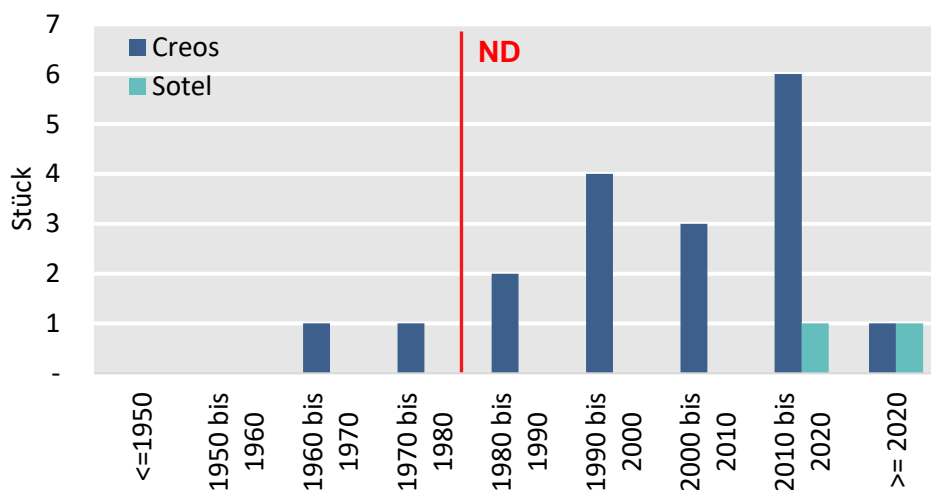


Abbildung 23. Altersmengengerüst Transformatoren bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr [Quelle: eigene Darstellung]

Bei Creos haben insgesamt 2 Transformatoren die angegebene technische Nutzungsdauer (40 Jahre) erreicht, so dass ein Ersatz in den nächsten Jahren ansteht. Durch den Austausch könnte auch den

zunehmenden Daten- und Kommunikationsanforderungen dieser Anlagen Rechnung getragen werden.

Zusätzlich geben die Netzbetreiber Altersmengengerüste für Kabelverbindungen an. Diese wurden allerdings alle erst in den letzten gut 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 Übertragungs- und industriellen Netze von Creos und Sotel erkennen lassen. Dennoch überschreiten vereinzelt Transformatoren und Leitungsabschnitte bei beiden Netzbetreibern die technische bzw. betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer. Ein Ersatz dieser Anlagen in den nächsten Jahren ist somit zu prüfen, um eventuelle negative Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit ausschließen zu können. Zudem sollten in diesem Zuge gleichzeitig auch neue Mess- und Kommunikationsfähigkeiten ins System integriert werden. Weiterhin ist ersichtlich, dass in einzelnen Anlagenkategorien in der mittleren Zukunft weiterer Reinvestitionsbedarf (oder zumindest Bedarf für dessen intensive Prüfung) anfallen wird.

4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

4.2.3.1 Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze

Eine Gegenüberstellung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur und den damit einhergehenden notwendigen Reinvestitionen 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. In der Konsequenz befasst sich die hier gezeigte Analyse mit der Substanzerhaltung des bestehenden Netzes und berücksichtigt keine Netzerweiterungsprojekte. Diese werden in Abschnitt 4.2.3.2 thematisiert. Durch die Analyse der übermittelten Daten kann ein Referenzverlauf der künftigen Reinvestitionen abgeleitet werden, indem ein übliches Reinvestitionsverhalten auf Basis der von den Netzbetreibern selbst angesetzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern unterstellt wird. Dies entspricht 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, bei der die Anlagengüter durchschnittlich in einem Zeitraum von fünf bis zehn Jahren nach Ablauf ihrer üblichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersetzt werden. Für ein Betriebsmittel 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 vom Netzbetreiber 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 – hauptsächlich längere – Reinvestitionszyklen können speziell 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 Reinvestitionen 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 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 Abbildung 24 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung.

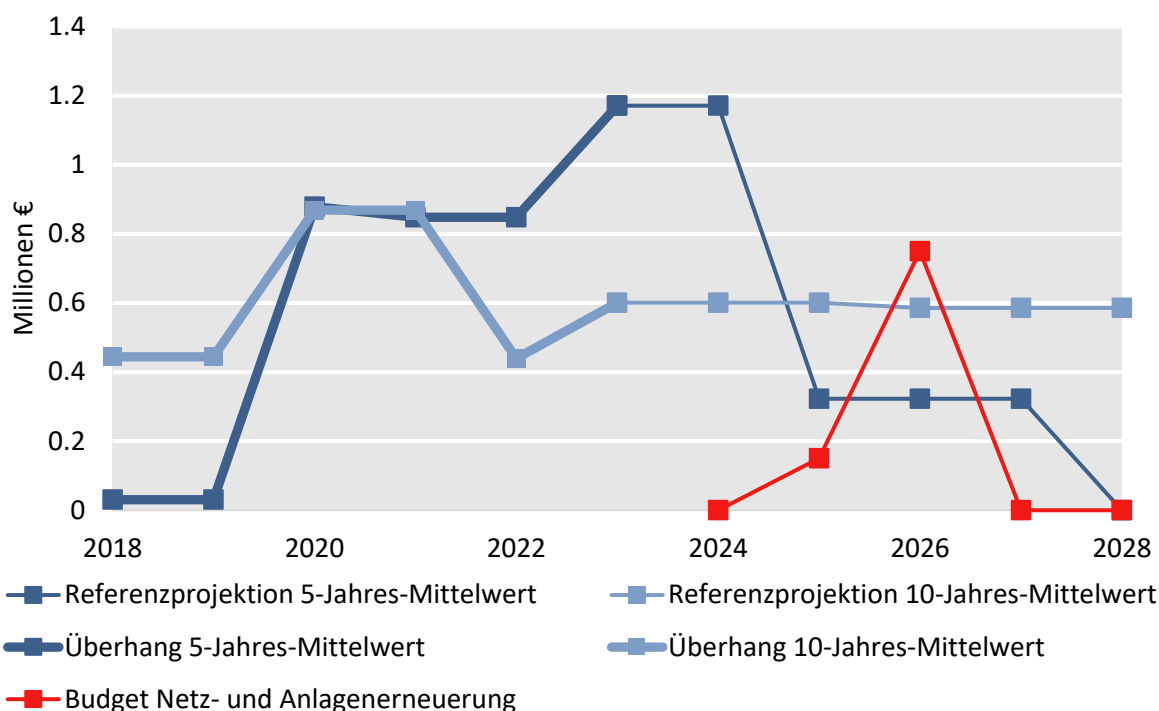


Abbildung 24. Abgleich der Budgetansätze für Reinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im Übertragungsnetz der Creos. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 11,25 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 9,36 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert) [Quelle: eigene Darstellung]

Die Abbildung zeigt für die nächsten Jahre ein Erneuerungsbudget von knapp unter 1 Mio. € an, das hauptsächlich auf die Umspannebene entfällt. Die starke Variation ist vorwiegend bedingt durch die diskreten Ausbau- und Erneuerungsschritte in Übertragungsnetzen. Für die Erneuerung von Netzbetriebsmitteln ist kein Budget vorgesehen, welches im Hinblick auf die Freileitungen, die bereits heute die technische Nutzungsdauer überschritten haben, allerdings von Creos überprüft werden sollte.

Lediglich für 2026 liegt das eingeplante Budget etwas über dem 5 und 10-Jahres-Mittelwert der Referenzprojektion, reicht aber insgesamt jedoch nicht aus, um die angefallenen Überhänge in der Größenordnung von bis zu 11,25 Mio. € vollständig mit abzubauen. In diesem Kontext sollte jedoch auch beachtet werden, dass das 220kV Netz teilweise durch 380kV Projekte ersetzt wird, und der Reinvestitionsbedarf somit an anderer Stelle gedeckt wird (siehe Abschnitt 4.2.3.2).

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

Für das Industrienetz der Sotel zeigt Abbildung 25 die analoge Darstellung:

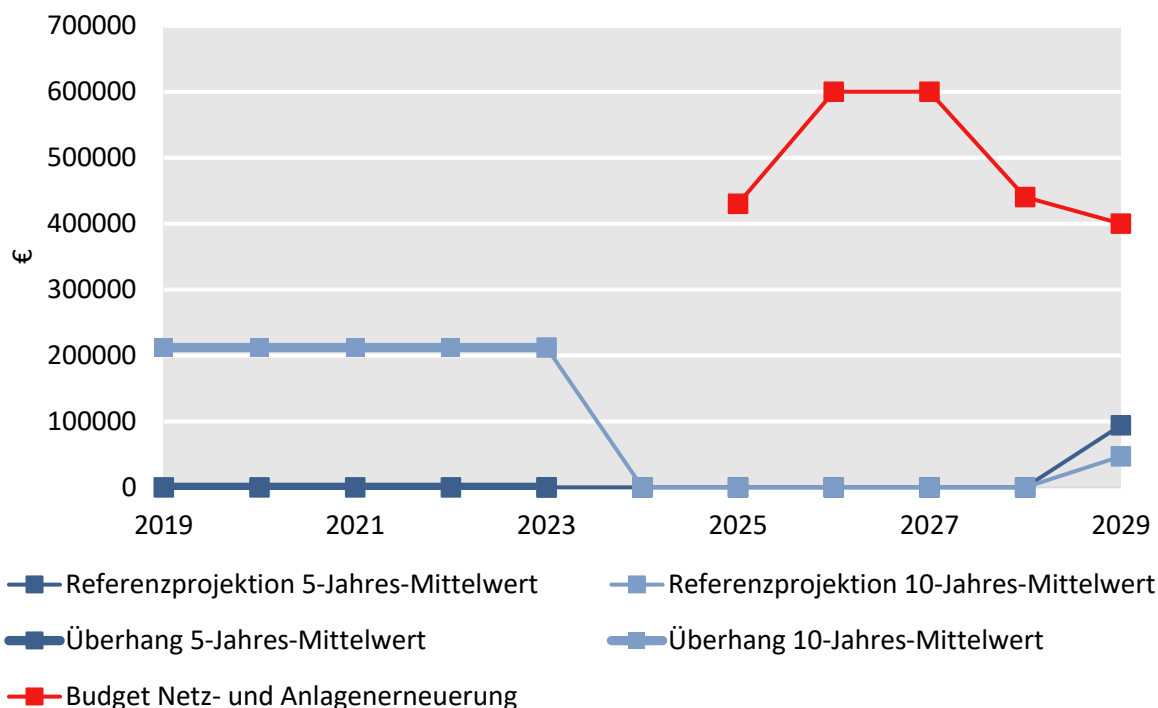


Abbildung 25. Abgleich der Budgetansätze für Reinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand im industriellen Stromnetz der Sotel. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 2,34 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 2,34 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert) [Quelle: eigene Darstellung]

Bei der Analyse wurden entsprechend die von Sotel angegebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern unterstellt, d.h. 40 Jahre für Freileitungsmasten (und damit abweichend von einer in der internationalen Praxis üblichen Nutzungsdauer von 80 Jahren).

In Abbildung 25 ist zu erkennen, dass Sotel im betrachteten Zeitabschnitt ein Investitionsbudget von etwa 2,5 Mio. € plant. Aus Sicht des 5- und 10-Jahres-Mittelwerts besteht von 2025 bis 2029 nur wenig Erneuerungsbedarf, so dass das eingeplante Budget über den Werten der Referenzprojektionen liegt. Dieses ist zwar nicht vollumfänglich dazu geeignet, den Umfang der Überhänge vollständig abzubauen, es sollte jedoch bedacht werden, dass bei Annahme einer Nutzungsdauer für Freileitungsmasten von international üblichen 80 Jahren der Bedarf entsprechend deutlich niedriger ausfallen würde. In den nächsten Jahren ist somit von keiner Gefahr für die Versorgungssicherheit aufgrund der Altersstruktur im Netzgebiet der Sotel auszugehen.

4.2.3.2 Investitionen in die Netzerweiterung

Komplementär zum PNEC, und sehr ähnlich denen im Kapitel 3.1 präsentierten Berechnungen, hat Creos im Scenario Report 2040 [25] ebenfalls den zukünftigen Nettoimportbedarf analysiert. Es zeigt sich, dass die in Abbildung 26 dargestellten Bedarfe in den verschiedenen Szenarien mit denen der Abbildung 12 grundsätzlich vergleichbar sind; es ist jedoch auch festzustellen, dass der im vorliegenden Bericht identifizierte Bedarf mit mindestens 1098 MW im Jahr 2030 bzw. 1978 MW im Jahr 2040 (Mittagsspitze) sogar bei hoher Nutzung von Flexibilitätspotentialen insgesamt höher liegt. Dabei ist zu beachten, dass die Analyse der Creos auf dem initialen PNEC aus dem Jahr 2020 basiert, in dem unter

anderem der Anstieg des Stromverbrauchs deutlich langsamer als im Update aus dem Jahr 2024 vorschreitet. Eine entsprechende Überprüfung und ggf. Überarbeitung des „Scenario Report 20240“ der Creos auf Basis des neuen PNEC sollte demnach vorgenommen werden.

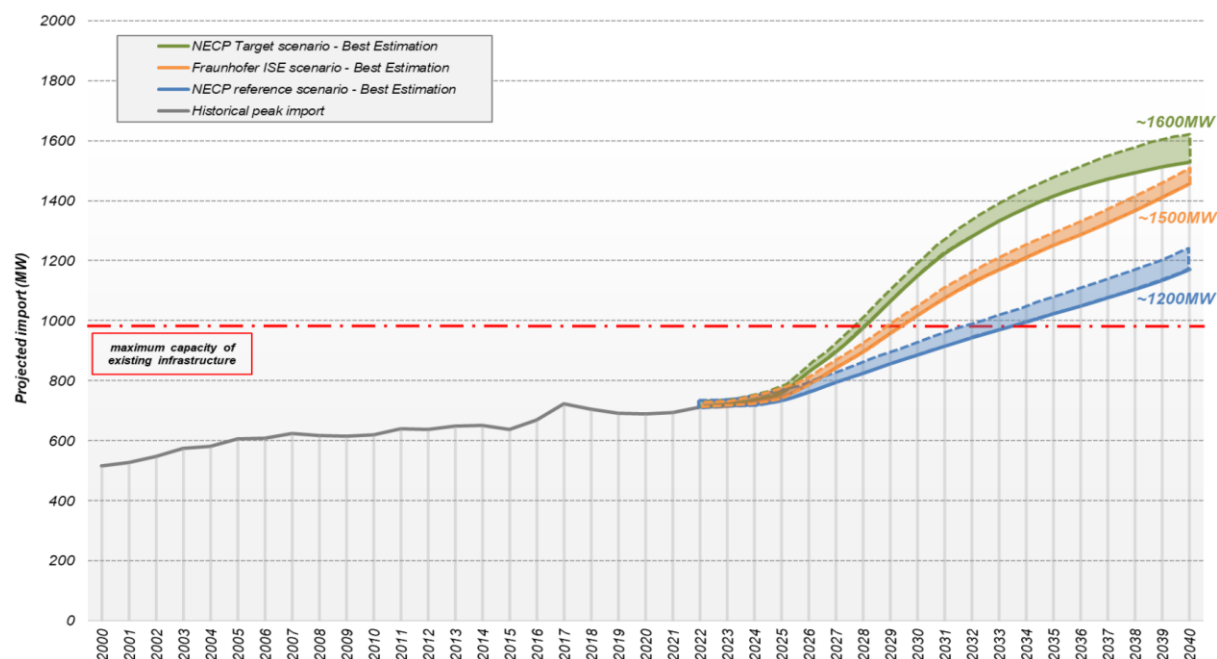


Abbildung 26. Zukünftige Entwicklung der Höchstimportleistung (einschließlich Reduzierungen aufgrund von Flexibilität und Energiespeicher) [Quelle: [26]]

Aufbauend auf dem Scenario Report 2040 (Version 2022; veröffentlicht am 15. März 2023) hat Creos im Jahr 2024 die neueste Version des Netzentwicklungsplans für das Übertragungsnetz vorgelegt. Der Netzentwicklungsplan 2024-2034 für das Übertragungsnetz unterlag zwischen dem 15. April und 15. Mai 2024 einer öffentlichen Konsultation und ist seitdem auf der Internetseite der Creos öffentlich zugänglich. Die Rahmenbedingungen und Anforderungen dieser Netzentwicklungspläne sind durch den Artikel 27bis des durch das Gesetz vom 9. Juni 2023 umgeänderte Gesetz vom 1. August 2007 über die Organisation des Elektrizitätsmarktes festgelegt. Gemäß den Bestimmungen müssen Netzbetreiber alle 2 Jahre Netzentwicklungspläne erstellen, aus denen die geplanten Netzänderungen und damit verbundenen Investitionen in den nächsten zehn Jahren hervorgehen.

Um der besonderen Verantwortung für ausreichende Netzkapazitäten auch im Falle einer dynamischen Lastentwicklung nachzukommen, plant Creos seit geraumer Zeit in Kooperation mit Amprion, dem deutschen Übertragungsnetzbetreiber, den Bau einer 380-kV-Höchstspannungsleitung von Aach (DE) über Bofferdange nach Bertrange sowie einer 380/220/110-65-kV-Umspannanlage in der Umgebung von Bofferdange/Altlinster. Die bestehende Infrastruktur aus den 1960er und 70er Jahren kann den stetig ansteigenden Bedarf an elektrischer Energie in Zukunft nicht mehr gesichert abdecken.

Dieser zukunftsorientierte Ersatzneubau ermöglicht es die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland wesentlich zu erhöhen, auf über 2.000 MVA, und somit Einschränkungen der Energieversorgung in Luxemburg zukünftig zu verhindern.

Um auch im Falle einer Nichtverfügbarkeit der 380-kV-Kuppelleitung die Versorgungssicherheit zukünftig zu garantieren, verstärkt Creos parallel dazu auch die bestehenden Leitungen im nördlichen Teil des Landes. Im Zuge von Erneuerungen wurden die Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile

(HTLS) ersetzt. Durch diese Maßnahme ist es möglich, die Übertragungskapazität und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen, ohne zusätzliche Masten bzw. Korridore in Betrieb nehmen zu müssen. Laut Angabe von Creos wurde die Strecke von Roost bis zur deutschen Grenze bereits mit HTLS ausgestattet, und bis 2027/2028 ist es geplant die Verbindungen von Roost nach Heisdorf (in Zukunft Bofferdange) ebenfalls mit HTLS auszurüsten. Die in Bezug stehende Netzverstärkung auf deutscher Seite soll voraussichtlich 2030 in Betrieb genommen werden (Projekt P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU) im Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045). Hierdurch würde sich die Übertragungskapazität dieser Verbindung um weitere etwa 480 MVA auf eine nominal installierte Übertragungskapazität von insgesamt etwa 1.500 MVA erhöhen.

Später hat Creos die Errichtung einer 380/220 kV Station in Bertrange als weitere Maßnahme aufgeführt. Diese Station soll über die 380-kV-Doppelleitung mit Bofferdange verbunden werden. Die konkrete Planung für diesen Schritt wurde dieses Jahr mit dem neuen Netzentwicklungsplan von Creos vorgestellt. Die Inbetriebnahme der 380-kV-Doppelleitung ist für Ende 2029 vorgesehen und der Bau der 380/220 kV Station in Bertrange ist zwischen 2030 und 2035 geplant.

Für die aufgeführten Netzausbaumaßnahmen („Projet 380“ und HTLS-Ausstattung) weist Creos ab 2025 einen deutlichen Anstieg des Budgets für die Netzerweiterung auf etwa 15 Mio. € aus. In den darauffolgenden Jahren ist ein weiterer Anstieg auf mindestens 30 Mio. € und damit auf das Doppelte geplant. Dieses wird auch bereits bei der Projektierung der Regulierungsbehörde kommuniziert. Insgesamt wird Creos zwischen 2024 und 2034 rund 350 Mio. € in das Übertragungsnetz investieren, wobei 300 Mio. € auf den Ausbau des 380-kV-Netzes entfallen und 50 Mio. € auf das 220-kV-Netz [27].

Vor dem Hintergrund der Analysen, die sowohl seitens der Creos als auch für den vorliegenden Bericht durchgeführt wurden, scheinen die oben beschriebenen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der Creos grundsätzlich geeignet zur Sicherung der Bedarfsdeckung und damit auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig sollte Creos im nächsten Scenario Report, geplant für das Jahr 2025, unter Berücksichtigung des aktualisierten PNEC und aufbauend auf den Erkenntnissen dieses Berichts die verschiedenen Auswirkungen auf das Stromsystem neu analysieren und bewerten und in die Netzplanung einfließen lassen.

Gleichzeitig wird es von hoher Wichtigkeit sein in enger Zusammenarbeit zwischen Gesetzgeber, Regulierer, Netzbetreibern, und Marktakteuren einen Rahmen zu schaffen, der einerseits Netzausbau ermöglicht, und andererseits den Netzausbaubedarf so begrenzt, dass eine kosteneffiziente und systemdienliche Integration und Steuerung von erneuerbaren Energien, Lasten, und Flexibilität erreicht wird (siehe dazu auch Kapitel 4.4).

4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Übertragungs- und Industrienetze 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 Übertragungs- und Industrienetze liegt dabei im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit vor allem auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.

4.3 Verteilnetze

4.3.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz

Kennziffern zum aktuellen Stand sowie zu der von den Netzbetreibern erwarteten Entwicklung in den Verteilnetzen sind nachfolgend in Tabelle 3 dargestellt.

Für die nächsten Jahre rechnen die Verteilnetzbetreiber (VNB) mit einer deutlich steigenden Anschlusszahl an Erzeugungseinheiten, speziell 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 mehr als vervierfachen. Damit ergibt sich laut Verteilnetzbetreibern ein Leistungszuwachs von etwa 859 MW. Auf der Mittelspannungsebene wird ein Leistungszuwachs an Erzeugungsanlagen von etwa 725 MW erwartet, was hauptsächlich an der Inbetriebnahme von Windkraftanlagen liegt. In der Hochspannungsebene beträgt der erwartete Leistungszuwachs etwa 300 MW. In Summe gehen die VNB somit davon aus, dass sich die Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten von heute gut 800 MW bis 2039 auf etwa 2.600 MW erhöhen wird.

Diese Zuwächse stehen in gutem Einklang mit der Entwicklung der Erzeugungsleistung gemäß dem WAM-Szenario des aktualisierten PNEC, der bis 2040 eine installierte Erzeugungsleistung von ebenfalls rund 2.600 MW ausweist (siehe dazu Kapitel 3.1.2).

Auch auf der Verbraucherseite wird im Verteilnetz mit einer erhöhten Last und Lastspitzen gerechnet. Allerdings ist festzustellen, dass im aktualisierten PNEC ein Stromverbrauch von rund 9.600 GWh für das Jahr 2040 im Stromnetz der öffentlichen Versorgung erwartet wird, wohingegen die Verteilnetzbetreiber hier, aufbauend auf dem PNEC von 2020, eine Jahresenergieabgabe von ungefähr 8.000 GWh für 2039 erwarten. Auch die Annahme der Lastspitze liegt teils deutlich unter der modellierten Bruttohöchstlast aus Kapitel 3.1.1. Auf der Verbraucherseite ist somit eine größere Diskrepanz zu vermerken, die von den Verteilnetzbetreibern bei der Planung der Netze in Betracht gezogen werden sollte.

	2023	2025	2026	2027	2028	2029	2039
Anzahl der Netzanschlusspunkte (POD) [Stk.]							
35 kV - 110 kV	64	64	65	65	66	68	73
1 kV - 35 kV	5 471	5 719	5 814	5 911	6 007	6 103	6 960
unter 1 kV	316 790	321 766	327 666	333 466	339 366	345 166	398 266
Jahreshöchstlast (ohne Reduktion durch flexible Nachfrage oder Speicher) [MW]							
35 kV - 110 kV	818	844	876	927	988	1 042	1 546
1 kV - 35 kV	574	569	586	621	662	694	1 060
unter 1 kV	219	215	218	229	242	254	430
Jahresenergieabgabe [GWh]							
35 kV - 110 kV	4 793	4 971	5 029	5 239	5 701	6 013	8 127
1 kV - 35 kV	3 472	3 493	3 535	3 681	3 974	4 167	5 469
unter 1 kV	1 414	1 417	1 435	1 493	1 558	1 634	2 061
Anzahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [Stk.]							
35 kV - 110 kV	5	5	5	7	9	12	20
1 kV - 35 kV	548	570	589	612	640	669	945
unter 1 kV	13 260	18 867	22 438	25 985	30 038	35 079	70 441
Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]							
35 kV - 110 kV	75	75	75	100	150	200	300
1 kV - 35 kV	456	517	565	688	786	884	1 182
unter 1 kV	278	333	388	443	497	552	1 137
Stromkreislänge [km]							
35 kV - 110 kV	636	651	684	714	691	709	750
1 kV - 35 kV	3 692	3 854	3 919	3 990	4 061	4 127	4 736
unter 1 kV	8 333	8 616	8 684	8 751	8 819	8 886	9 433
Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]							
35 kV - 110 kV oberspannungsseitige Nennspannung	131	177	139	183	144	146	150
1 kV - 35 kV oberspannungsseitige Nennspannung	6 053	6 257	6 360	6 463	6 566	6 670	7 520
Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]							
35 kV - 110 kV oberspannungsseitige Nennspannung	3 781	4 820	4 187	4 256	4 494	4 630	4 780
1 kV - 35 kV oberspannungsseitige Nennspannung	4 090	4 247	4 326	4 406	4 486	4 566	5 296
Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]							
35 kV - 110 kV	49	49	50	49	50	51	53
1 kV - 35 kV	5 594	5 774	5 869	5 960	6 052	6 145	6 990

Tabelle 3. Stand und Entwicklung in den Verteilnetzen bis 2039 nach Prognosen der Verteilnetzbetreiber [Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber]

Als Zwischenfazit der Angaben aus Tabelle 3 sowie Kapitel 3.1 lässt sich festhalten, dass sowohl auf Nachfrage- als auch Erzeugungsseite deutliche Veränderungen zu erwarten sind, die im Verteilnetz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit antizipiert werden müssen. Allerdings ist zunächst unklar, in welchem Umfang die beschriebenen Entwicklungen zu einem zukünftigen Ausbaubedarf des Verteilnetzes führen. Für den vorliegenden Bericht wurde daher eine so genannte „Modellnetzanalyse“ durchgeführt. Diese Modellnetzanalyse wurde auf Basis der angefragten Daten der Verteilnetzbetreiber für 2023 kalibriert, damit das Modellstartnetz dem heutigen Verteilnetz in Luxemburg entspricht (siehe Tabelle 3). Zusätzlich berücksichtigt die Modellnetzanalyse ebenfalls die verschiedenen Verbrauchertypen, die Bevölkerungsdichte, die Art und Anzahl von Gebäuden und Fahrzeugen, und die verschiedenen installierten Erzeugungsanlagen. Basierend auf dem Creos Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz wurde Luxemburg weiterhin in 6 verschiedene Regionen aufgeteilt, um auch der regionalen Heterogenität Rechnung zu tragen (siehe Abbildung 27).

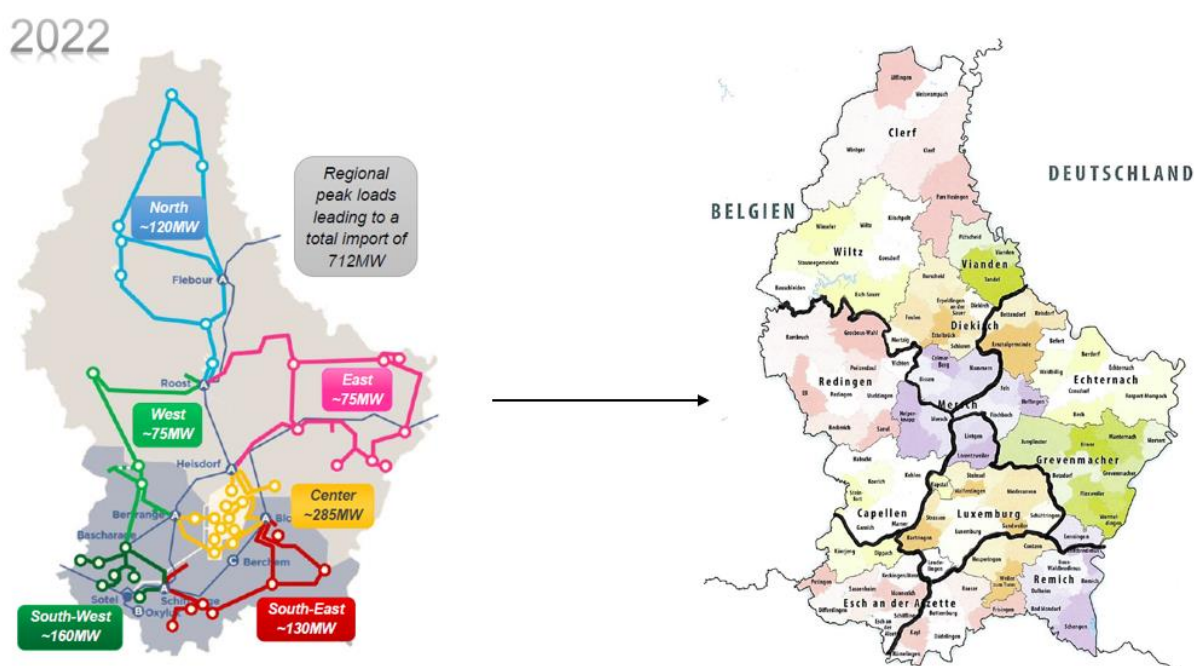


Abbildung 27. Aufteilung und Zuordnung von Gemeinden zu Netzregionen basierend auf dem Creos Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz 2024 [Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [27]]

Nach Kalibrierung des Modellnetzes wurden die zukünftig erwarteten Entwicklungen des aktualisierten PNEC für die Jahre 2025 bis 2040 in das Modell integriert, um die Auswirkungen auf die Netzmenngerüste und somit den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen zu quantifizieren. Es ist zu bemerken, dass das Modell den insgesamt benötigten Ausbaubedarf darstellt, und nicht zwischen Ausbau durch Netzbetreiber und Anschlussnehmer differenziert. Von wem der Ausbau realisiert wird, hängt in der Praxis stark von den jeweiligen Ausbaugründen und dem regulatorischen Rahmen ab. Es kann jedoch angenommen werden, dass ein Großteil des Ausbaus auf die VNB zurückfällt. Die Resultate der Modellnetzanalyse liefern somit wichtige Erkenntnisse in Bezug auf die zu erstellenden Netzentwicklungspläne für das Verteilnetz.

Wie bereits in den vorherigen Analysen zur Entwicklung der Stromnachfrage und der Lastspitze (siehe Kapitel 3.1.1) im Netz der öffentlichen Stromversorgung beschrieben, spielt Flexibilität auch beim Ausbau der Verteilnetze eine wichtige Rolle. Eine starke Nutzung von Flexibilität durch Speicher und bei

der Nachfrage kann zu einer erheblichen Reduktion des benötigten Netzausbaus führen wenn dadurch die Höhe der Lastspitzen zuverlässig reduziert werden kann. Wichtige Voraussetzung hierfür ist jedoch ein geeigneter regulatorischer Rahmen (siehe Kapitel 3.3 und 4.4).

Abbildung 28 zeigt die Resultate für den Ausbaubedarf in den verschiedenen Segmenten der Verteilnetze für das Zielszenario jeweils als Bandbreite zwischen Zielszenario (ohne Flexibilitätsnutzung) und dem „high Flex.“-Zielszenario (hohe Nutzung von Flexibilität) (für eine Beschreibung der Szenarien siehe Kapitel 3.1.1). Der Ausbau ist jeweils im Vergleich zum jetzigen Stand der Verteilnetze (d.h. Anfang 2024 = 100%) zu verstehen. In den Abbildungen stellt „NS“ die Niederspannungsebene dar (<1kV), „MS/NS“ die Umspannwerke von Mittel- auf Niederspannung, „MS“ die Mittelspannungsebene (1-35kV), „HS/MS“ die Umspannwerke von Hoch- auf Mittelspannung, und „HS“ die Hochspannungsebene (35-110kV) dar.

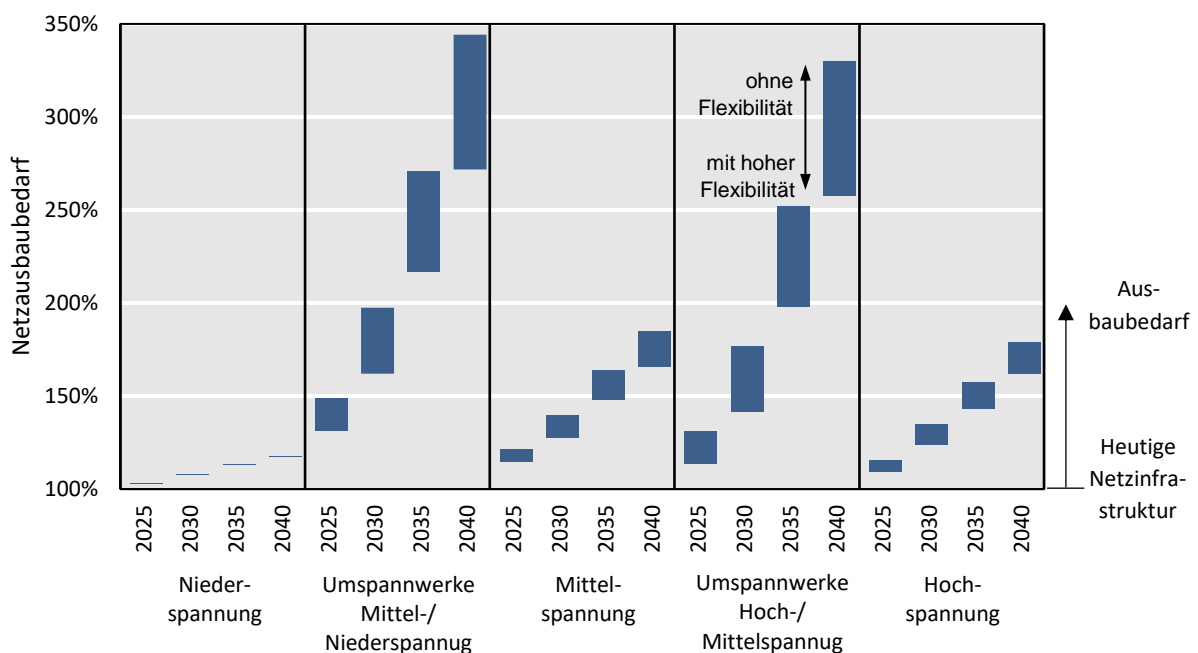


Abbildung 28. Netzausbaubedarf in den Verteilnetzebenen für die Jahre 2025 bis 2040 als Bandbreite zwischen Zielszenario (ohne Flexibilität) und „high Flex.“-Zielszenario (mit starker Nutzung von Flexibilität) [Quelle: eigene Darstellung]

Im Allgemeinen ist zu erkennen, dass in den kommenden Jahren ein signifikanter Netzausbaubedarf in allen Spannungsebenen notwendig sein wird. Ein besonders hoher Anstieg ist dabei für die Umspannwerke (Hoch- auf Mittelspannung und Mittel- auf Niederspannung) zu erwarten. Diese Entwicklung ist darauf zurückzuführen, dass Umspannebenen sich generell proportional zu der Lastentwicklung verändern. Eine starke Erhöhung der Lastspitze führt somit zu einer dementsprechend starken Erhöhung der Mengengerüste. Dieser grundsätzliche Zusammenhang der Last und der Mengengerüste in den Umspannebenen wurde auch durch den Netzbetreiber Creos bestätigt. Für 2040 wird ohne den Einsatz von Flexibilitäten laut der Modellnetzanalyse mit mehr als einer Verdreifachung der Mengengerüste im Vergleich zu dem heutigen Stand der Verteilnetze gerechnet. Gleichzeitig ist zu erkennen, dass der Einsatz von Flexibilität einen großen Einfluss auf den benötigten Netzausbau hat. Durch die starke Nutzung von Flexibilität („high Flex.“-Zielszenario) ist eine erhebliche Reduzierung der Mengengerüste zu verzeichnen. Speziell in den Umspannebenen kann somit der benötigte Netzausbau im Jahr 2040 um rund 70-Prozentpunkte reduziert werden.

Abbildung 29 zeigt für 2030 und 2040 den modellierten Netzausbau für das Zielszenario – hier ohne den Einsatz von Flexibilität – verteilt auf die verschiedenen Regionen. Es ist zu beobachten, dass zwar grundsätzlich ein hoher Ausbaubedarf in allen Regionen nötig sein wird, für den Westen aber im direkten Vergleich der höchste Netzausbaubedarf erwartet wird, und im Süd-Osten der geringste. Die unterschiedlichen Entwicklungen in den Regionen stammen aus den relativen Steigerungen sowohl von Last und Erzeugung, sowie der Ausgangssituation von heute.

Im Kontext der hier dargestellten regionalen Ergebnisse ist es wichtig zu wiederholen, dass die Modellierung nur schematisch durchgeführt wurde, und nicht alle lokalen Effekte berücksichtigen kann. Eine detaillierte Netzplanung durch die Netzbetreiber ist unerlässlich, um die konkreten Netzstrukturen sowie die Entwicklung von Last und Erzeugung auf lokaler Ebene einzubeziehen und somit den tatsächlich benötigten Netzausbau zu bestimmen. Dieser kann naturgemäß von den hier dargestellten Ergebnissen abweichen.

Zusätzlich bleibt zu bemerken, dass Flexibilität auch bei den regionalen Ergebnissen einen starken Einfluss auf die benötigten Mengengerüste hat.

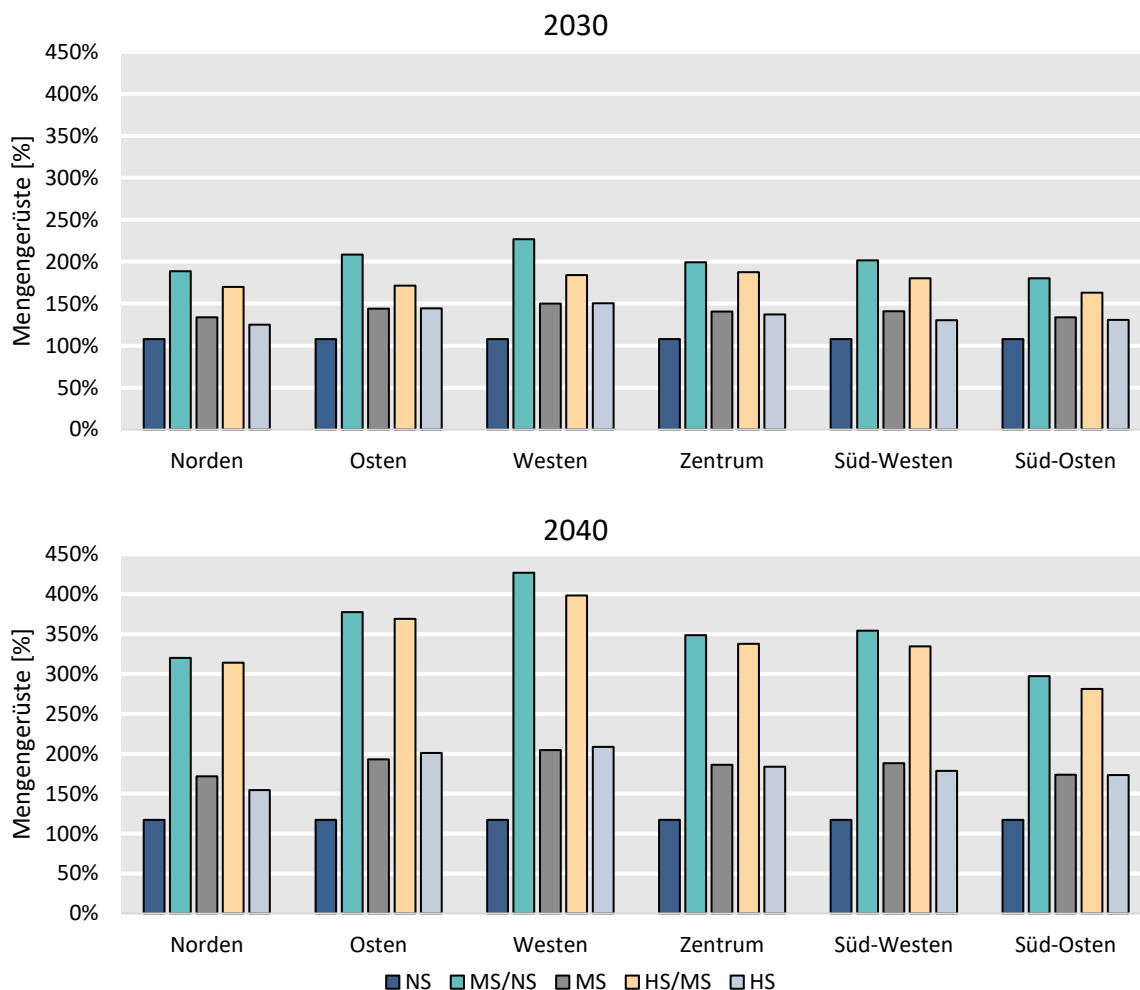


Abbildung 29. Regional benötigter Netzausbau in den Verteilnetzen im Zielszenario für die Jahre 2030 (oben) 2040 (unten) [Quelle: eigene Darstellung]

Naturgemäß benötigt der zukünftige Netzausbau entsprechende Investitionstätigkeiten. Abbildung 30 illustriert die modellierten, zu den vorherigen Mengengerüsten zugehörigen, Investitionsbedarfe für die Fünfjahreszeiträume, wiederum für das Zielszenario mit einer hohen und einer niedrigeren Nutzung von Flexibilität. Für die Schätzung wurden typische Investitionskosten für die verschiedenen Anlagenklassen angekommen.

Es ist erkennbar, dass die Investitionen zukünftig weiter steigen müssen, um den nötigen Netzausbau zu realisieren. Bis 2040 wird geschätzt, dass dabei zwischen 100 und 145 Mio. € jedes Jahr für den Ausbau des Verteilnetzes investiert werden müssen.

Im Vergleich beziffert eine kürzlich veröffentlichte Studie von Eurelectric, bei der ebenfalls der Investitionsbedarf im luxemburgischen Verteilnetz bis 2040 untersucht wurde, das notwendige durchschnittliche Budget auf ungefähr 130 Mio. € pro Jahr [28].

Wie bereits weiter oben beschrieben ist zu bemerken, dass das Modell nur den insgesamt benötigten Ausbaubedarf quantifiziert, und dabei nicht zwischen Investitionen durch Netzbetreiber und Anschlussnehmer differenziert. Die Allokation der beschriebenen Investitionen ist nicht Teil dieses Berichts.

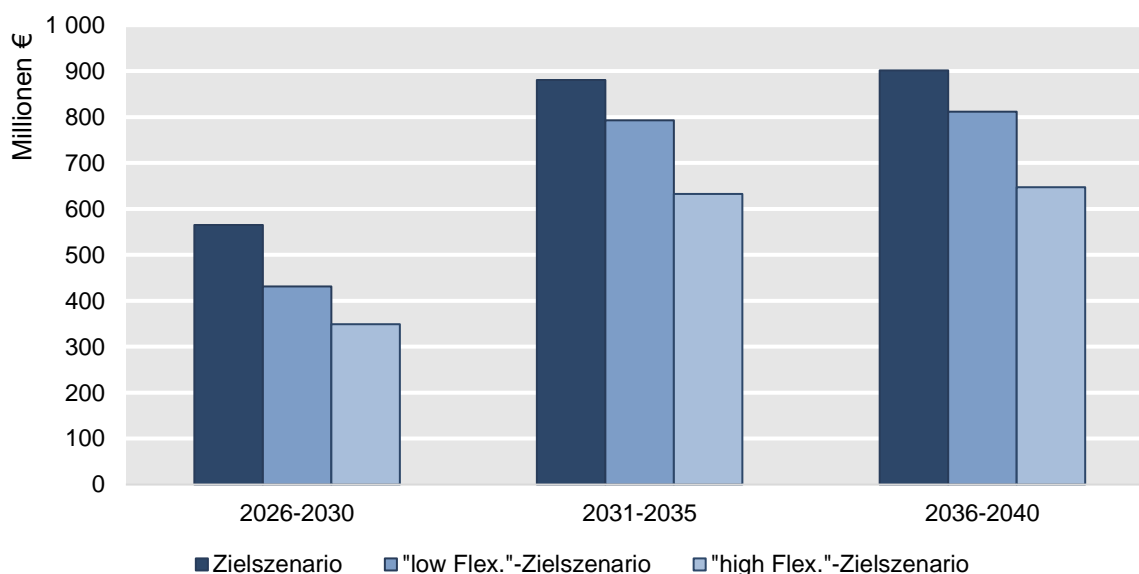


Abbildung 30. Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze im Zielszenario [Quelle: eigene Darstellung]

4.3.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Neben der vorausschauenden Planung der Erweiterung der Verteilnetze ist ebenfalls das Bestandsnetz zu betrachten, um das Risiko von Versorgungsunterbrechungen im Stromsystem zu minimieren. Die Altersstruktur der bestehenden Netze ist dabei ein wichtiger Indikator. Im Rahmen der Erstellung dieses Berichtes wurde daher auf Verteilnetzebene eine Analyse der Altersstruktur für Leistungsschalter, Freileitungen, Kabel und Transformatoren (jeweils in Abhängigkeit der Spannungsebene) durchgeführt.

Wie in Tabelle 3 dargestellt, belaufen sich die Netzlängen (Stromkreislängen) aktuell insgesamt auf gut 636 km in der Hochspannung (35 kV bis 110 kV), gut 3 700 km in der Mittelspannung (1 kV bis 35 kV)

und über 8 000 km in der Niederspannung. Daneben sind über 5.600 Schaltanlagen (hauptsächlich mit einer Leistung kleiner 35 kV) in Luxemburg installiert.

Die Darstellungen von Abbildung 31 bis Abbildung 34 geben die Altersstruktur der verschiedenen Betriebsmittelkategorien in den Verteilnetzen wieder. Für die Analyse der Altersstruktur geben die Netzbetreiber für die verschiedenen Betriebsmittelkategorien Nutzungsdauern an. In Kombination mit der Altersstruktur kann man damit vereinfacht die Anzahl/Länge an Betriebsmitteln ermitteln, die nach Ablauf der für die jeweiligen Kategorien anzusetzenden Nutzungsdauer zu ersetzen wären. In der Praxis stehen den Netzbetreibern jedoch Maßnahmen zur Verfügung, mithilfe derer sie gewährleisten können, dass mit dem Überschreiten der technischen Nutzungsdauer keine unmittelbaren negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit verbunden sind. Darunter fällt unter anderem die regelmäßige Überprüfung des Zustands oder die Ertüchtigung der Betriebsmittel. Des Weiteren können die Betriebsmittel ausschließlich für Wartungsarbeiten oder Störungsfälle reserviert werden und somit nicht im täglichen Einsatz sein. Eine Überschreitung der Nutzungsdauer muss damit nicht zwingend bedeuten, dass ein Fehlverhalten des Netzbetreibers vorliegt oder die Versorgungssicherheit gefährdet ist.

Für die Analyse der Altersstruktur bleibt zu bemerken, dass ein großer Verteilnetzbetreiber seit diesem Jahr eine neue Methodik für die Bestimmung des Alters der Betriebsmittel anwendet. Die neue Methodik führt dazu, dass größere Unterschiede im Vergleich mit den vorherigen Berichten zu verzeichnen sind. Vor allem trägt die neue Methodik transparenter als bisher der Tatsache Rechnung, dass das Alter verschiedener Betriebsmittel nicht in den Systemen registriert und somit nicht bekannt ist, was speziell für die Netzebenen <1kV und 1-35kV und für Betriebsmittel, die vor 2010 installiert wurden, häufig vorkommt. Ab 2010 kann hingegen angenommen werden, dass alle Betriebsmittel systematisch erfasst wurden. Um dennoch auch die Betriebsmittel mit unbekanntem Alter im Hinblick auf die notwendigen Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung zu erfassen, wurden diese nach Rücksprache mit den Netzbetreibern gleichmäßig auf die Jahre 1980-2010 verteilt. Infolgedessen erreichen diese Betriebsmittel schrittweise über die nächsten 30 Jahre das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer.

Die Leistungsschalter und Lasttrenner (Abbildung 31) zeigen ein nach Spannungsebenen unterschiedliches Bild: Bei den Leistungsschaltern in der Hochspannung liegt der Schwerpunkt bei Betriebsmitteln im Zeitraum der letzten 30 Jahre. Zusätzlich befinden sich noch einige wenige Leistungsschalter in Betrieb, in die vor 1985 investiert wurde. Im Vergleich zu der Analyse im Jahr 2022, ist ebenfalls festzustellen, dass einige von den älteren Leistungsschaltern und Lasttrennern zwischenzeitlich erneuert wurden.

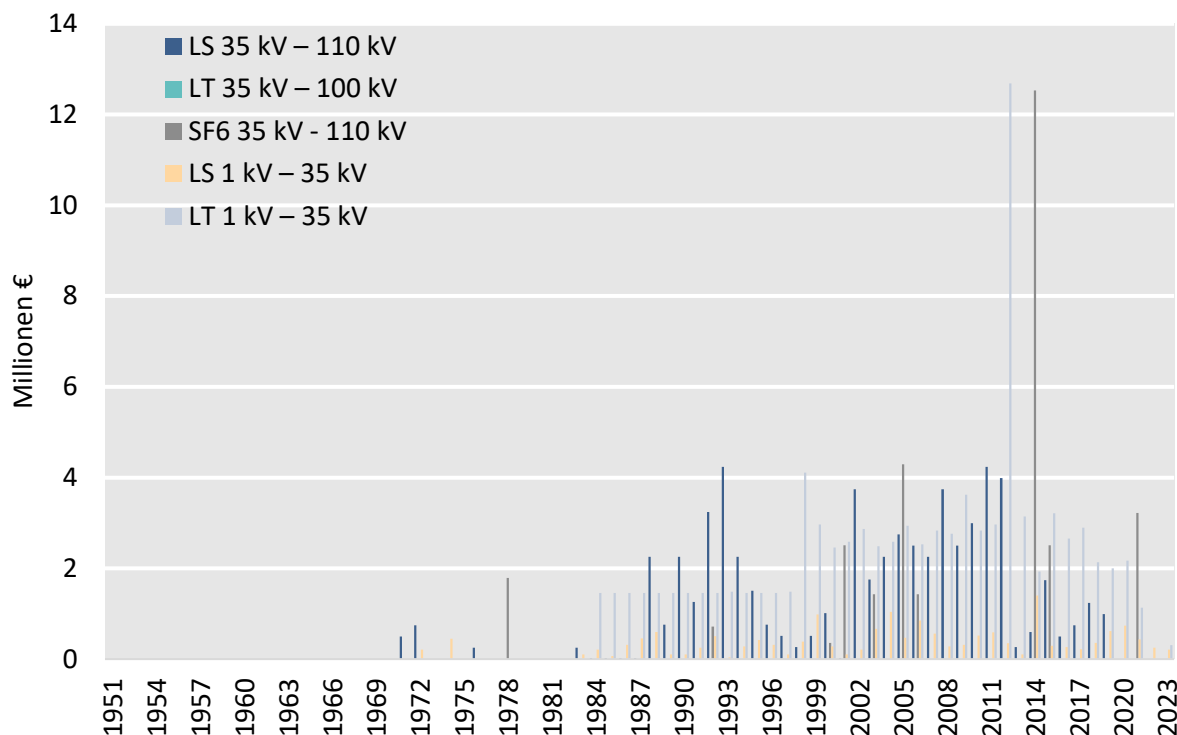


Abbildung 31. Altersstruktur der Leistungsschalter (LS) und Lasttrenner (LT) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten [Quelle: eigene Darstellung]

Um eine langfristige Gefährdung der Versorgungssicherheit auszuschließen, sollte weiterhin eine Prüfung zur Erneuerung speziell der o.g. Hochspannungsbetriebsmittel mit mittlerweile mehr als 40jähriger bis 50jähriger Nutzung in den nächsten Jahren mit hoher Priorität weiterverfolgt werden. Entsprechendes Erneuerungsbudget für die nächsten Jahre sollte vorgesehen werden.

Grundsätzlich geben die Netzbetreiber bei den Freileitungen Nutzungsdauern von 40 Jahren an, so dass alle Leitungen, die vor 1985 in Betrieb genommen wurden, einem besonderen Augenmerk bedürfen. Die mengen- und kostenmäßig relevantesten Kategorien fallen in die beiden Untergruppen Freileitungen (Abbildung 32) und Kabelleitungen (Abbildung 33). Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen geänderten Methodik sind die Änderungen bei den Freileitungen in der Mittelspannungsebene im Vergleich zu der Netzstatistik aus dem Jahr 2022 besonders auffallend. Während in der Vergangenheit eine große Anzahl von Freileitungen wegen der fehlenden Altersangabe mit einer Inbetriebnahme in den 60er und 70er Jahren angegeben wurden, werden diese jetzt gleichmäßig zwischen 1980 und 2010 verteilt. Infolgedessen fallen diese Betriebsmittel schrittweise über die nächsten 30 Jahre für die Erneuerung an. Für die restlichen Freileitungen mit bekanntem Alter ist festzustellen, dass diese noch relativ neu sind, und somit in der nahen Zukunft kaum Reinvestitionen in ältere Freileitungen anfallen. Weiterhin ist in der Abbildung zu erkennen, dass Freileitungen in den Verteilnetzen der Niederspannung fast nicht mehr existieren, da diese kontinuierlich durch Kabelleitungen ersetzt werden. Auch auf der Mittelspannung werden Freileitungen tendenziell mit Kabelleitungen ersetzt.

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 umfassenderen Investitionen auf der Leitungsebene zu rechnen. Die entsprechenden Netzbetreiber müssen somit sicherstellen, dass sie für den Ersatz dieser Betriebsmittel ausreichendes Budget vorsehen oder aber anderweitig gewährleisten, dass mit dem Überschreiten der technischen Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit verbunden sind.

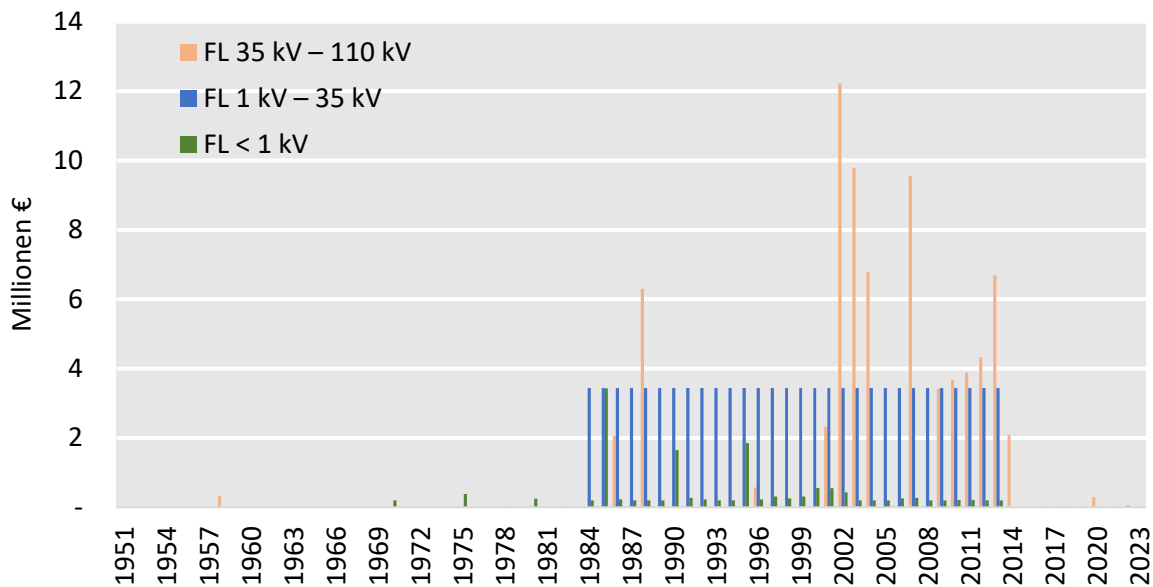


Abbildung 32. Altersstruktur der Freileitungen (FL) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten [Quelle: eigene Darstellung]

Die geringe Bedeutung der Freileitungen in der Niederspannung erklärt sich auch durch die Verhältnisse in Abbildung 33: Dort dominieren die Kabelleitungen der Niederspannungs- und Mittelspannungsebenen. Wie bei der Analyse der Freileitung ist auch hier eine große Veränderung auf Grund der neuen Methodik zur Einstufung der Betriebsmittel im Vergleich mit der Netzstatistik 2021 zu verzeichnen. Der größte Unterschied tritt dabei bei den Kabelleitungen in der Niederspannung auf, wo hauptsächlich zwischen 1970 und 2010 für eine Vielzahl an Kabeln das Alter als unbekannt eingestuft wurde und in der Konsequenz gleichmäßig auf die Jahre 1980 bis 2010 verteilt wurde. Für die restlichen Kabelleitungen bleibt zu beobachten, dass das Netz grundsätzlich noch relativ neu ist und somit in naher Zukunft keine größeren Reinvestitionen anstehen.

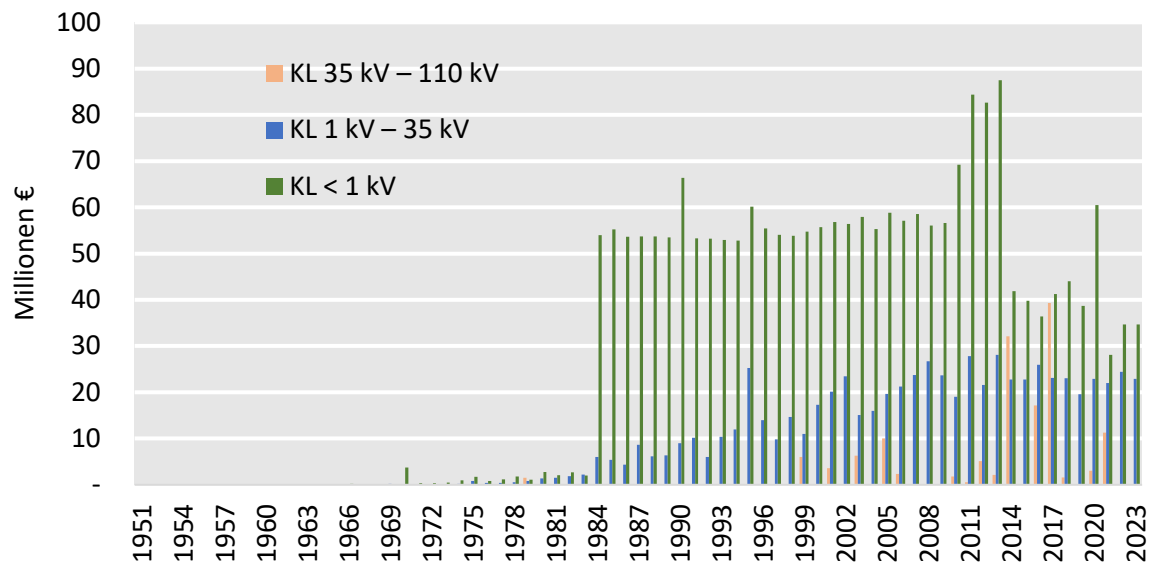


Abbildung 33. Altersstruktur der Kabelleitungen (KL) nach approximierten Wiederbeschaffungskosten [Quelle: eigene Darstellung]

Als letzte Betriebsmittelkategorie sind in Abbildung 34 die Transformatoren dargestellt. Für beide Spannungsebenen ergibt sich ein leicht unterschiedliches Bild ohne große Risiken für die Versorgungssicherheit, da die Mehrheit der Transformatoren jüngeren Alters (unter 25 Jahre) und altersbedingte Beeinträchtigungen der Funktionalität oder Verfügbarkeit daher nicht zu erwarten sind. Im Vergleich zur Netzstatistik 2022 ist zu erkennen, dass ältere Transformatoren insbesondere in der Niederspannung erneuert wurden. Dennoch stehen auch in den nächsten Jahren weitere Erneuerungen älterer Anlagen an, die teilweise aus den 1960-er bis 1980-er Jahren stammen. 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. Netzbetreiber sollten zudem von der Situation auch dahingehend profitieren, als dass Sie die Investitionen nutzen, um auf den neusten technologischen Standard inklusive Daten- und Kommunikationseinrichtungen umzurüsten.

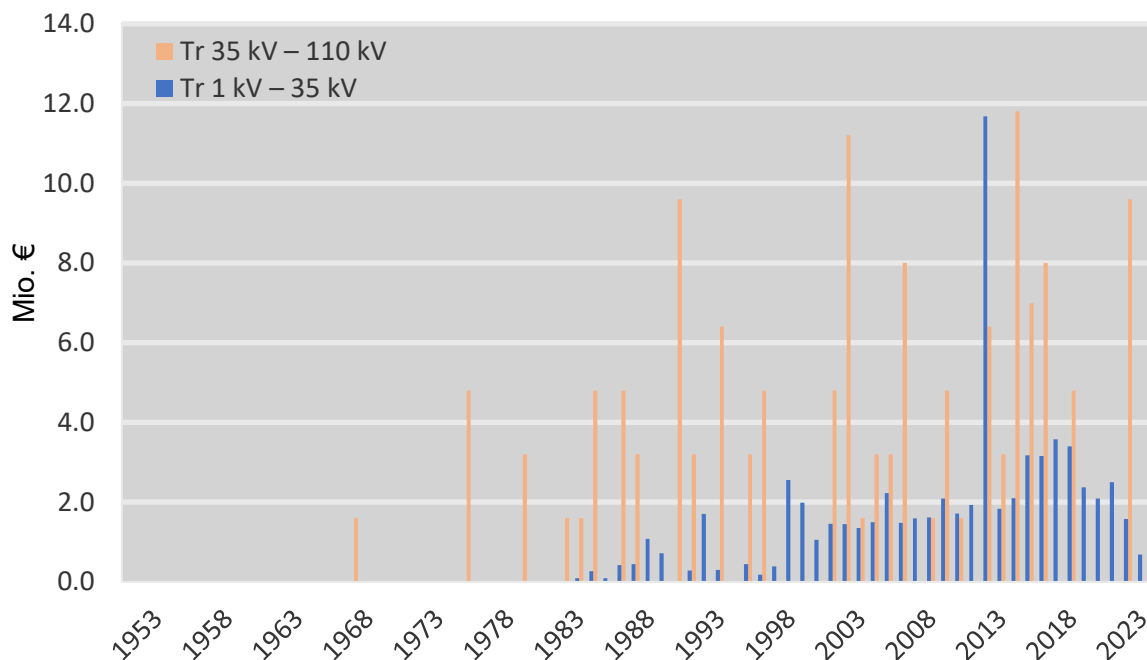


Abbildung 34. Altersstruktur der Transformatoren (Tr) differenziert nach oberspannungsseitiger Nennspannung nach approximierten Wiederbeschaffungskosten [Quelle: eigene Darstellung]

Zusammenfassend zeigt die Analyse der Altersstruktur im Vergleich zu den Vorjahren deutliche Unterschiede zwischen den angegebenen Mengengerüsten und dem Alter der Betriebsmittel. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einer der Verteilnetzbetreiber eine neue transparentere Methodik zur Erfassung von Betriebsmitteln und deren Alter angewendet hat. Die Folge davon ist, dass das Alter einer großen Anzahl von Betriebsmitteln als unbekannt eingestuft wurde und in der Folge annahmegetrieben gleichmäßig über Jahre 1980-2010 verteilt wurden.

Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit ist es sehr zu begrüßen, dass die Verteilnetzbetreiber kontinuierlich ihre Netzdatenbasis verbessern. Angesichts der in diesem Bericht festgestellten hohen Anzahl an Betriebsmitteln mit unbekanntem Baujahr ist jedoch festzuhalten, dass zukünftig weitere Verbesserungen erforderlich sind, um diese Zahl zu reduzieren. Die Netzbetreiber sollten darüber hinaus auch weiterhin regelmäßige Überprüfungen des Zustands der Betriebsmittel sowie deren Modernisierung vornehmen.

4.3.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

4.3.3.1 Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze

Auch für die Verteilnetze 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 4.2.3 für die Übertragungs- und industriellen Netze erläuterte Vorgehen auch für die Verteilnetze angewendet.

Wie bereits für die Transportnetze beschrieben, muss auch bei den Verteilnetzen auf die grundlegende Unsicherheit hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln hingewiesen werden. Für Schaltanlagen wurden Nutzungsdauern von 40 Jahren, für Leitungen für eine praxisgerechtere Berücksichtigung 50 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 speziell 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 vorrangig Daten zu Reinvestitionen übermittelt. Einige Netzbetreiber, denen dies nicht möglich war, wurde zudem die Möglichkeit eingeräumt, historische Anschaffungskosten anzugeben. Während für erstere direkt die geschätzten Kosten für die Reinvestitionen berücksichtigt werden können, ist für letztere eine davon abweichende Vorgehensweise notwendig, bei der für die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten eine jährliche Preissteigerungsrate von 2 % angenommen wurde. Unter sonst unveränderten Bedingungen führt eine solche Preisentwicklung dazu, dass die Reinvestitionen nach Ablauf einer Nutzungsdauer von 40 Jahren um einen Faktor 2,2 höher liegen als die ursprünglichen Investitionskosten.

Diese Gegebenheit ist in die Referenzprojektionen zu integrieren, indem die Bestandswerte des Anlagevermögens auf die jeweils angegebene technisch-wirtschaftliche Lebensdauer fortgeschrieben wurden und das Preisniveau durch Multiplikation mit den jeweiligen sich ergebenden Faktoren angehoben wurde.⁴ Bei dieser Betrachtung 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 Indikator hierfür sind die Überhänge, also die kumulierten Unterschreitungen der Referenzprojektionen für Reinvestitionen in vergangenen Jahren.

⁴ Im Gegensatz zum Vorgehen bei den weitaus jüngeren Gasverteilungsnetzen (vgl. hierzu den Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich 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.

Für die Verteilnetze zeigt Abbildung 35 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung, zunächst im Überblick über das gesamte Anlagevermögen, dann unterteilt nach Netzen und nach Anlagen.

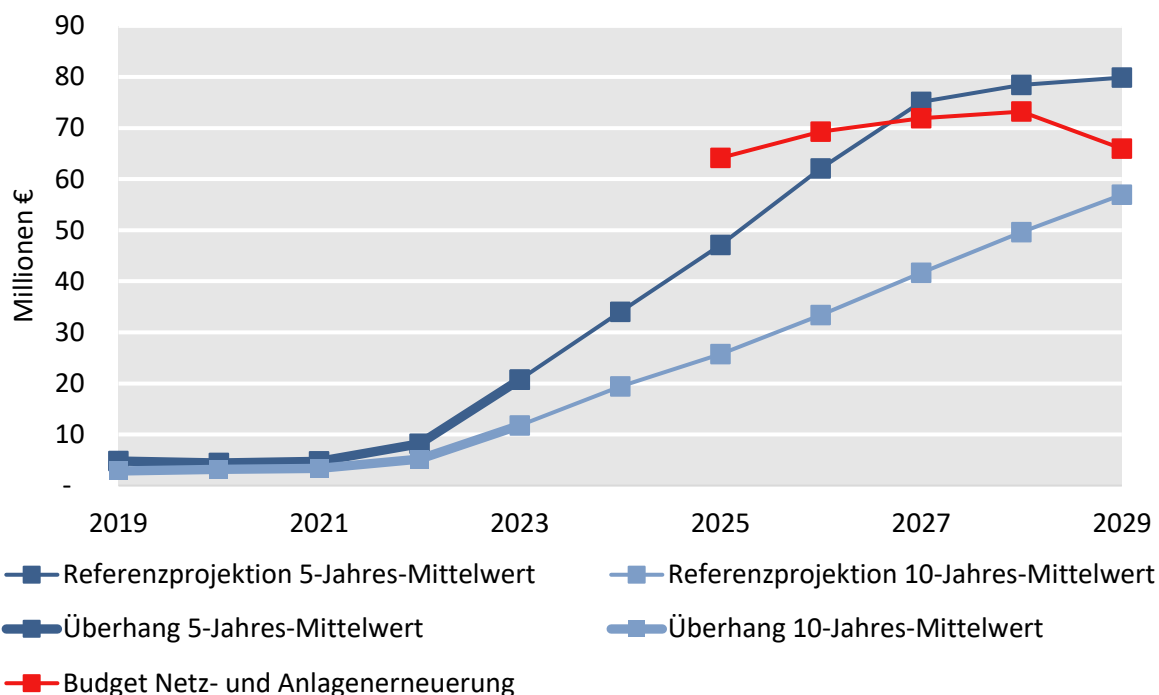


Abbildung 35. Abgleich der gesamten Budgetansätze für Reinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand (Netz+Stationen) in den Verteilnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 64,4 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 43 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert). (Quelle: eigene Darstellung)

Die Investitionsplanungen der Verteilnetzbetreiber liegen zwischen den 5- und 10-Jahres-Referenzprojektionen. Es werden Investitionen in die Erneuerung von durchschnittlich 70 Mio. € im Jahr geplant. Im Hinblick auf die kumulierten Überhänge ist eine Reduzierung von ca. 30 Millionen im Vergleich zu der Analyse aus dem Jahr 2022 zu verzeichnen. Die Referenzprojektionen und Budgets werden vor allem durch die Budgetplanungen und den Anlagenbestand von Creos DSO getrieben. Neben der Gegenüberstellung der geplanten Investitionen im Verhältnis zur Anlagenaltersstruktur sind auch zukünftig geplante Netzvorhaben zu berücksichtigen.

So gibt Creos an, in den nächsten 5 bis 10 Jahren einen Großteil des bestehenden 65 kV-Netzes auf 110 kV umzustellen. In diesem Rahmen werden viele, vor allem ältere Betriebsmittel, auf der 65 kV-Ebene ausgetauscht. Die Investitionen hierfür sind in den oben dargestellten Budgets nicht enthalten, da diese bei Creos nicht als Reinvestition sondern als Investition in eine neue Spannungsebene ausgewiesen werden. Daher sind nur die Ausgaben zur Reinvestition der verbleibenden 65 kV-Anlagen berücksichtigt. Daneben werden die bestehenden Mittelspannungsschaltanlagen in allen 20/0,4 kV Trafostationen in den nächsten Jahren im Rahmen der Umstellung auf Smart-Grids vollständig durch intelligente MS-Schaltanlagen ersetzt. Da die Kosten hierfür aus heutiger Sicht schwer einzuschätzen sind, wurden diese in den Budgets vorerst nicht berücksichtigt. Die Veränderungen und zukünftigen Anforderungen an die Verteilnetze führen dazu, dass die Netzberechnungskriterien für Planung und Bau von Leitungen angepasst werden müssen. In diesem Kontext werden neben den Kriterien auch die daraus resultierenden Mindestanschlussleistungen, die jedem Anschlussnehmer zur Verfügung stehen

sollen, diskutiert. Bestehende Netze werden, bei Bedarf oder bei Gelegenheit durch Erneuerung der Straßen oder der Bürgersteige oder Tiefbauarbeiten eines anderen Unternehmens (Gas, Wasser, Post, etc.), auf diese Kriterien angepasst. Darüber hinaus ist geplant, dass NS- und auch MS-Freileitungen, die sich in der Nähe von Ortschaften bzw. Häusern befinden, in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Kommunen bzw. der Straßenbau-Verwaltung verkabelt werden, sobald sich eine Gelegenheit ergibt. Somit werden in den kommenden Jahren viele alte und auch nicht ausreichend dimensionierte Leitungen ausgetauscht werden müssen. Auch hier sind die Kosten aus heutiger Sicht schwer einzuschätzen und daher vorerst in den Budgets nicht enthalten. Zudem müssen noch bis 2030 Telekommunikationsleitungen in verschiedenen Teilen Luxemburgs erneuert werden, so dass Stromnetzbetreiber die Gelegenheit nutzen könnten, um die alten NS-Kabel auf den betroffenen Abschnitten parallel zu erneuern.

Nachfolgend sind in Abbildung 36 die Erneuerungsinvestitionen in die Netze und in Abbildung 37 die Erneuerungsinvestitionen in die Anlagen dargestellt.

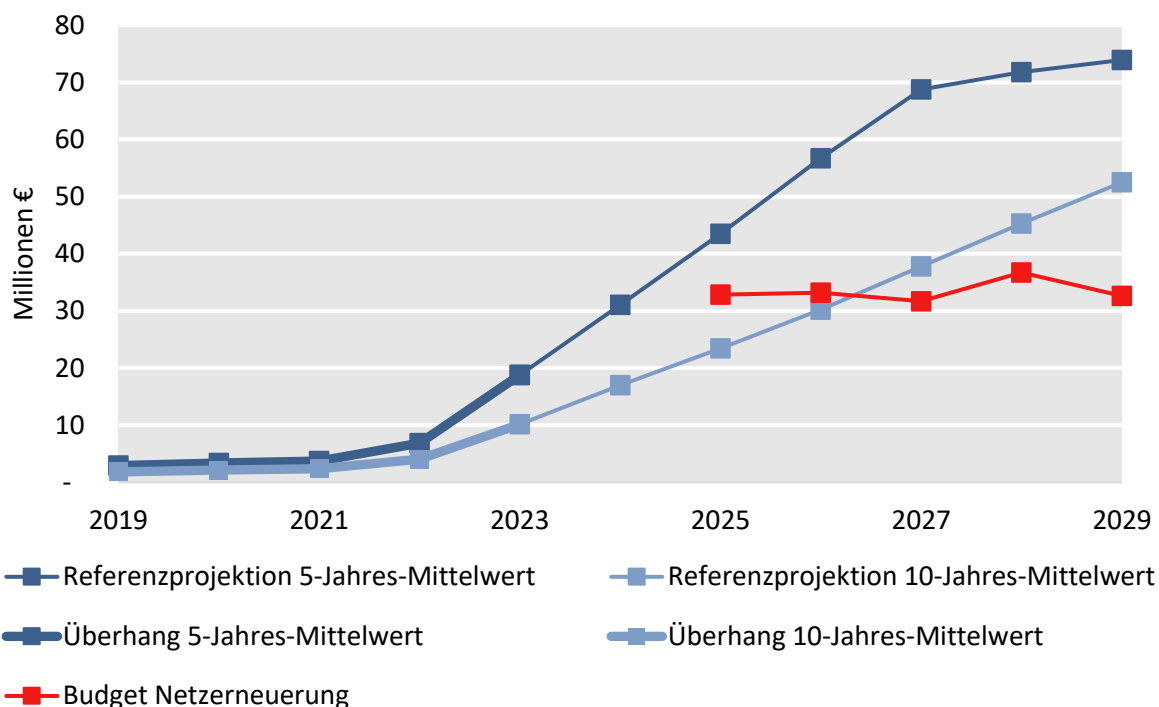


Abbildung 36. Abgleich der leitungs(netz-)bezogenen Budgetansätze für Reinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 50,6 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 32,7 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert) [Quelle: eigene Darstellung]

Erkennbar ist, dass die Überhänge zum Großteil durch die Netze bzw. die Leitungen verursacht werden. Wie bereits oben beschrieben ist jedoch geplant, in den kommenden Jahren weiter speziell in die Erneuerung des bestehenden Stromnetzes zu investieren, sodass sich damit die Überhänge weiter reduzieren sollten.

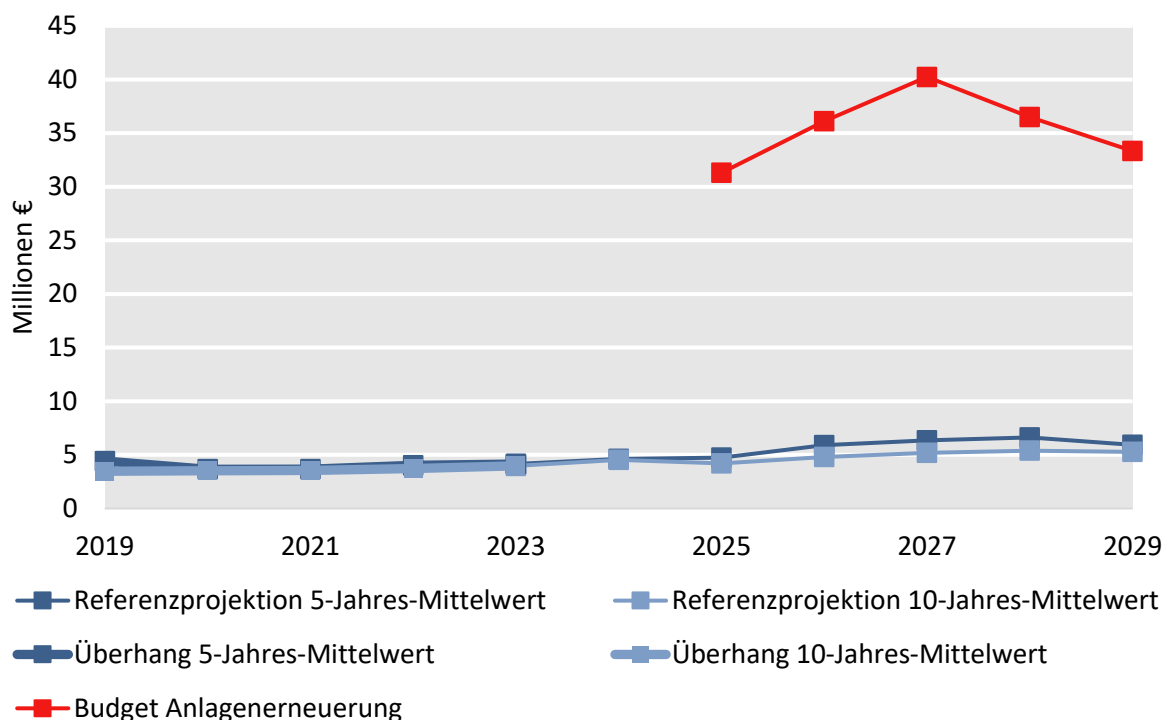


Abbildung 37. Abgleich der anlagenbezogenen Budgetansätze für Reinvestitionen mit Referenzprojektionen aus dem Anlagenbestand in den Verteilnetzen. Der kumulierte Wert der Überhänge beträgt 13,8 Mio. € (5-Jahres-Mittelwert) bzw. 12,2 Mio. € (10-Jahres-Mittelwert) [Quelle: eigene Darstellung]

Insgesamt ist auch hier keine systematische Verschleppung notwendiger Reinvestitionsmaßnahmen zu erkennen. Auch wenn Nutzungsdauern in der Praxis leicht überschritten werden, ist deswegen nicht die Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet. Da das Budget für die Netz- und Anlagenerneuerung über dem Wert der Referenzprojektion liegt, kann – tatsächliche Umsetzung in der Praxis vorausgesetzt – von einem Abbau der Überhänge in den nächsten Jahren ausgegangen werden, wodurch die nachhaltige Netzentwicklung gewährleistet wäre.

4.3.3.2 Investitionen in die Netzerweiterung

In Anbetracht der Tatsache, dass die Energiewende eine weitere Elektrifizierung in allen Sektoren mit sich bringt, stehen die Verteilnetzbetreiber in den nächsten Jahren vor großen Herausforderungen, um den nötigen Netzausbau zu realisieren und somit die zukünftige Versorgungssicherheit zu garantieren. Dies spiegelte sich im Kapitel 4.3.1 in signifikanten Zuwächsen der zukünftigen Mengengerüste und Investitionsbedarfe wider.

Vor diesem Hintergrund und im Vergleich zu den erwarteten Entwicklungen der Verteilnetzbetreiber (siehe Tabelle 3) ist festzustellen, dass deren Schätzung des benötigten Netzausbaus im Vergleich zu den modellbasierten Analysen dieses Berichts wesentlich niedriger ausfällt. Bei den Umspanntransformatoren wird beispielsweise nur ein Anstieg von rund 15 % (Hoch-/Mittelspannungsebene) bzw. rund 25 % (Mittel-/Niederspannungsebene) bis 2039 erwartet. Auch bei Stromkreislängen und den Schaltanlagen in der Mittelspannung werden Erhöhungen von nur etwa 28 % und 25 % angegeben. Die modellierten Resultate hingegen zeigen für das „high Flex.“-Zielszenario einen Anstieg von bis zu 65 % in

den Mengengerüsten der Mittelspannung bis 2040, und bis zu 170 % bei den Umspanntransformatoren. Ohne Flexibilität liegt der Anstieg sogar bei 85 % in der Mittelspannung und über 240 % bei den Umspanntransformatoren.

Vor diesem Hintergrund hat die Analyse der von den Netzbetreibern abgefragten Daten ergeben, dass die geplanten Investitionsbudgets mit rund 70 Mio. € pro Jahr für die Netzerweiterung im Verteilnetz zu den jeweiligen *eigenen* Netzausbauplänen passen.

Da allerdings der im Kapitel 4.3.1. identifizierte Ausbaubedarf wesentlich höher ausfällt als die aktuelle Planung der Netzbetreiber, resultieren aus der Modellberechnung wie in Abbildung 30 dargestellt auch deutlich höhere Investitionsbedarfe, die auf zwischen 100 und 145 Mio. € pro Jahr geschätzt werden. Um die in diesem Bericht dargestellten Bedarfe zu erreichen, müssten die zukünftigen Budgets entsprechend erhöht werden, insbesondere im Bereich der Umspannebenen. Es obliegt den Netzbetreibern, eine Detailplanung des Netzausbaubedarfs vorzunehmen und entsprechende Investitionsbudgets anzusetzen. Diese Detailplanung kann naturgemäß von den schematischen modellbasierten Analysen des vorliegenden Berichts abweichen. In diesem Kontext ist auch nochmals auf die Differenzierung zwischen Investitionen der Netzbetreiber und Anschlussnehmer hinzuweisen, die für diesen Bericht nicht vorgenommen wurde, in der Praxis aber durchaus relevant ist.

Tatsächlich ist eines der Schlüsselemente, um die Herausforderung des Netzausbaus besser zu antizipieren und zu bewältigen, ist eine effiziente und vorausschauende Planung. Es wird daher angeregt, dass die Netzbetreiber sich vor dem Hintergrund der Finalisierung des PNEC-Updates im Juli 2024 sowie der durch das am 9. Juni 2023 abgeänderte Stromgesetz neuen Aufgaben im Bereich der Netzplanung der Thematik annehmen und eine detaillierte Netzplanung vornehmen.

4.3.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilnetze werden nach den Angaben der betroffenen Unternehmen entsprechend den einschlägigen Vorschriften gewartet und instandgehalten. Hierzu gehören Beschreibungen der regelmäßigen Wartung, 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 Verteilnetze liegt dabei im Bereich üblicher Ansätze für die Kalkulation von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und lässt diese damit vor allem auch aus Versorgungssicherheitserwägungen in Summe als ausreichend erscheinen.

4.4 Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die netzseitige Versorgungssicherheit

Das Betreiben von Stromnetzen ist ein natürliches Monopol, und die Netzbetreiber in deren Tätigkeit daher stark reguliert. Die grundsätzliche Herausforderung besteht darin, den Rahmen so zu setzen, dass die Netzbetreiber ihrer Versorgungsaufgabe nachhaltig nachkommen können, ohne dabei unnötige Kosten zu verursachen. Dementsprechend ist der Regulierungsrahmen, der durch das ILR jeweils für Perioden von 4 Jahren gesetzt wird, von besonderer Wichtigkeit, um neben der wirtschaftlichen Auskömmlichkeit für die Netzbetreiber auch Anreize zu bieten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die Energiewende zu ermöglichen, und einen kosteneffizienten Ausbau und Betrieb der Netze zu erreichen. Die vorgeschlagenen Inhalte des neuen Regulierungsrahmens ab dem 1.1.2025

bieten hier verschiedene Elemente, die aus dieser Gesamtsicht positiv zu bewerten sind. Durch die Kombination der Kapitalkostenvergütung mit verschiedenen Bonus/Malus-Elementen bei beeinflussbaren Kenngrößen (z.B. Anschlussdauer, Netzverfügbarkeit, etc.) erscheint der Regulierungsrahmen für die Stromnetzbetreiber sowohl zuverlässig als auch anreizkompatibel.

Weitere wichtige Aspekte sind die Netzauslegungskriterien, Netzanschlussbedingungen und Netzentgelte. Sowohl bei den Netzauslegungskriterien als auch den Netzanschlussbedingungen ist eine geeignete Dimensionierung notwendig, um Versorgungssicherheit auch bei unsicherer Bedarfsentwicklung zu gewährleisten. Batterien könnten ggf. eingesetzt werden, um Transitionsperioden zu überbrücken oder seltene Lastspitzen abzufangen. Netzentgelte sollten insbesondere durch transparente, faire und kostenreflektive Allokationsregeln den Netzbetrieb finanzieren, und dadurch ein netzdienliches Verhalten der Verbraucher hervorrufen. Vor dem gleichen Hintergrund ist auch die Frage zu klären, ob bzw. in welchem Masse auch Erzeugungseinheiten zur Netzfinanzierung beitragen sollen.

Die Einführung technischer Standards für die Interoperabilität von Geräten und Systemen ist entscheidend, um eine reibungslose Integration und Steuerung verschiedenerer Ressourcen zu ermöglichen, die heute zunehmend vernetzt sind (z.B. Ladestation und Wärmepumpen, aber auch Kühlschränke oder Backöfen). Darüber hinaus ist die weitere Förderung intelligenter Netze (Smart Grids) und der Ausbau digitaler Infrastruktur grundlegend, um Echtzeit-Daten über den Netzstatus zu erhalten und Flexibilität effizient zu steuern. Die hohe Durchdringung von Smartmetern sowie der laufende Aufbau einer Energiedatenplattform in Luxemburg sind dafür wichtige Grundsteine.

Auch die Innovationsförderung spielt eine wichtige Rolle. Zu diesem Aspekt wurde am 9. Juni 2023 im Gesetz zur Organisation des Strommarktes mit Artikel 8*septies* die Möglichkeit gegeben für so genannte regulatorische Sandboxes einzuführen, die es Unternehmen ermöglicht, innovative Technologien und Geschäftsmodelle, die auch zur Stärkung der netzseitigen Versorgungssicherheit beitragen können, in einem kontrollierten Umfeld zu testen, bevor sie ggf. breit eingeführt werden.

Schließlich sind die Koordination und Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Akteuren unerlässlich. Eine enge Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, Energieversorgern, Regulierungsbehörden und Marktteilnehmern ist erforderlich, um Entwicklungen zu koordinieren und Synergien zu nutzen. Da Stromnetze oft grenzüberschreitend sind, ist auch eine regionale und internationale Abstimmung der Regelwerke wichtig, um auch grenzüberschreitende netzseitige Versorgungssicherheit zu stärken und Risiken zu vermeiden.

5 Übersicht der Präventions- und Notfallpläne

Die Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Stromsektor legt Regeln für die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten fest, um Stromkrisen im Geiste der Solidarität und Transparenz und unter uneingeschränkter Berücksichtigung der Erfordernisse eines wettbewerbsfähigen Elektrizitätsbinnenmarktes zu verhindern, sich darauf vorzubereiten und sie zu bewältigen. Hierzu müssen die EU-Mitgliedstaaten Risikovorsorgepläne erstellen. Grundlage für die Erstellung dieses Risikovorsorgeplans ist die Identifikation der wichtigsten regionalen und nationalen Krisenszenarien für die Elektrizitätswirtschaft. Für Luxemburg wurden im Jahr 2021 sechs nationale Krisenszenarien als besonders relevant in Bezug auf Auswirkungen und Wahrscheinlichkeit identifiziert, die sich folgenden Gefahrenklassen zuordnen lassen:

- Cyber- oder physische Angriffe auf kritische Netzbetriebsmittel

- Wetterphänomene
- Schwerwiegende technische Unfälle (Ausfall Telekommunikation oder nukleare Unfälle)

Im Rahmen einer detaillierten Analyse wurden für verschiedene Krisenphasen unterschiedliche Werkzeuge (Messungen/Pläne) bewertet. Die Phasen unterscheiden sich wie folgt:

- Vorbeugung (vor der Kenntnis eines Ereignisses, das eine Stromkrise auslösen könnte)
- Vorbereitung (wenn das Eintreten einer konkreten Krisensituation unmittelbar bevorsteht)
- Bewältigung (während und kurz nach der Krisensituation)
- Information (nicht im Anschluss, sondern parallel zu den vorgenannten Phasen)

Im Rahmen des neuen geopolitischen Kontexts und der Energiekrise wurde dieser Plan im Jahr 2022 überarbeitet, um die neuen Entwicklungen zu berücksichtigen und den Plan operativer zu gestalten, um im Falle einer potenziellen Krise effizient handeln zu können. Konkrete Maßnahmen wurden für die verschiedenen Krisenphasen ausgearbeitet. Besonders im Rahmen der Krisenprävention wurden mehrere Maßnahmen entwickelt, um einerseits besser mit der Bevölkerung zu kommunizieren und andererseits die Last durch gezielte Maßnahmen zu reduzieren. Vor dem Hintergrund der verbesserten Kommunikation hat Creos in Zusammenarbeit mit dem Ministerium einen Strommonitor entwickelt, der es ermöglicht, potenzielle Engpässe in der Stromversorgung drei Tage im Voraus stundengenau anzuzeigen, um so schnell und effizient auf Probleme im Stromsystem aufmerksam zu machen (siehe Abbildung 38).



Abbildung 38. Der von Creos entwickelte „StroumMonitor“ [Quelle: Creos]

Um potenzielle Engpässe ohne Lastabwurf zu bewältigen, wurden verschiedene Maßnahmen eingeführt, um die Last zu reduzieren, wie beispielsweise das obligatorische Reduzieren der Last im öffentlichen Sektor oder die Nutzung von Notstromaggregaten.

Zur besseren Vorbereitung eines möglicherweise notwendigen Lastabwurfs wurde der Systemschutzplan (System Defence Plan) der Netzbetreiber überarbeitet. Ziel der Überarbeitung war es u.a., kritische Infrastrukturen in Luxemburg (Krankenhäuser, Notdienste, Wasserversorgung, usw.) noch besser zu schützen. Creos hat in diesem Kontext in enger Zusammenarbeit mit dem luxemburgischen Hochkommissariat für nationale Sicherheit (HCPN) diese Infrastrukturen identifiziert und kontaktiert, um deren Bedürfnisse besser zu verstehen und diese in die Pläne zu integrieren. Neben den kritischen Infrastrukturen ist es natürlich auch weiterhin das Ziel, in einer Krise Haushalte so sicher wie möglich mit Strom zu versorgen.

Neben dem Risikovorsorgeplan der Regierung gibt es noch weitere Pläne und Verfahren, die bei einer Stromkrise mit unterschiedlichen Zuständigkeiten und Geltungsbereichen anzuwenden sind. Ein Teil dieser Pläne wurden ebenfalls vor dem Hintergrund der Energiekrise überarbeitet, um dem neuen geopolitischen Kontext Rechnung zu tragen. Diese Pläne werden hier nicht im Detail beschrieben, um

Überschneidungen zu vermeiden. Für nähere Informationen wird auf den Risikovorsorgeplan Luxemburgs verwiesen [7].

Neben nationalen Betrachtungen sind ebenso Analysen auf grenzüberschreitender Ebene von Bedeutung. Regionale Krisenszenarien sind ein wichtiges Element zur Ermittlung und Ausarbeitung eines Rahmens für die grenzüberschreitende Zusammenarbeit und Unterstützung im Zusammenhang im Notfall. Das Pentalaterale Energieforum (PLEF) hat hierzu eine detaillierte Analyse nach den gleichen Grundsätzen und unter Anwendung der gleichen Methodik für den regionalen Perimeter durchgeführt, wobei ein umfassender Austausch zwischen nationalen Experten, ENTSO-E und der Europäischen Kommission stattfand. Auch für diesen Bereich wird für Details auf den Risikovorsorgeplan verwiesen [7].

Im Rahmen der Verordnung (EU) 2019/941 sollen die verschiedenen Krisenszenarien alle vier Jahre neu analysiert und bewertet werden. Dieser neue Zyklus ist momentan in Bearbeitung. Für diese neue Bewertung hat ENTSO-E bereits eine überarbeitete Methodik veröffentlicht und gemeinsam mit den Mitgliedstaaten und europäischen Netzbetreibern eine Liste möglicher Krisenszenarien ausgearbeitet. Die Analyse der Krisenszenarien soll bis Ende des Jahres abgeschlossen sein.

Abschließend ist es wichtig, die bestehenden Pläne um deren Inhalten und Abläufe regelmäßig zu testen. Vor diesem Hintergrund werden insbesondere auf der Ebene des Übertragungsnetzbetreibers Creos, des Hochkommissariat für nationale Sicherheit, sowie im Rahmen des Pentalateralen Energieforums regelmäßig Krisenübungen organisiert.

6 Literatur

- [1] ACER, Key developments in EU gas wholesale markets, 2023.
- [2] Europäische Kommission, Verordnung (EU) 2022/2301, 2022.
- [3] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2022/1369, 2022.
- [4] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2023/706, 2023.
- [5] Europäischer Rat, Verordnung (EU) 2022/1854, 2022.
- [6] Ember, „European Electricity Review,“ 2024.
- [7] Ministerium für Energie und Raumentwicklung, Risikovorsorgeplan im Elektrizitätssektor, 2022.
- [8] Creos, „System Defence Plan,“ 2022.
- [9] JRC, The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets, 2023.
- [10] World Nuclear Association, Nuclear Power in France, 2023.
- [11] Elia, Adequacy & flexibility study for Belgium for the period 2024-2034, 2023.
- [12] Das Europäische Parlament und der Europäische Rat, Verordnung (EU) 2021/1119 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“).
- [13] Europäische Kommission, REPowerEU Plan, 2023.
- [14] Europäische Kommission, Reform des EU-Strommarktes, 2023.
- [15] Der Europäische Rat und das Europäische Parlament, Erneuerbare-Energien-Richtlinie: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung, 2023.
- [16] Ember, „New Generation: Building a clean European electricity system by 2035,“ 2022.
- [17] Ministerium für Wirtschaft und Ministerium für Umwelt, Klima und Biodiversität, „Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan,“ 2024.
- [18] ILR, „Chiffres clé du marché de l'électricité - Année 2023 - Partie I,“ 2024.
- [19] Europäische Kommission, 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality.
- [20] ENTSO-E, „European Resource Adequacy Assessment (ERAA),“ 2023.
- [21] Bundesnetzagentur, Versorgungssicherheitsbericht Strom, 2023.
- [22] RTE, „Bilan prévisionnel,“ 2023.
- [23] „Staatsvertrag über die Errichtung von Wasserkraftanlage an der Our zwischen dem Großherzogtum Luxemburg und dem Lande Rheinland-Pfalz in der Bundesrepublik Deutschland,“ 1958.
- [24] MEA und BMWK, „Gemeinsame Absichtserklärung über den Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung,“ 2021.
- [25] Pentalateral Energy Forum, „Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework,“ Luxemburg, 2015.
- [26] Creos, „Electricity Transmission Grid - Scenario Report 2040,“ 2022.
- [27] Creos, „Electricity Transmission Grid - Network Development Plan 2024-2034,“ 2024.

Literatur

[28] EY & Eurelectric, „Grids for Speed,“ 2024.

[29] Umweltbundesamt, Kapazitätskredit erneuerbarer Energien - welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten?, 2021.

[30] Elia, „Derating Factors for the 2024 Y-4 Auctions,“ 2024.