



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 2026

Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg

Dr. Simeon Hagspiel
Commissaire du Gouvernement à l'Energie

Dr. Kevin Kails
Attaché

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

31. Juli 2026

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG UND WICHTIGSTE ERKENNTNISSE	1
1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG DES BERICHTS	5
2 VERSORGUNGSSICHERHEIT VOR DEM HINTERGRUND REZENTER INTERNATIONALER EREIGNISSE	6
2.1 Krieg im Mittleren Osten	6
2.2 Brandanschlag auf das Berliner Stromnetz	8
2.3 Stromausfall auf der Iberischen Halbinsel	9
3 MARKTSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT	11
3.1 Nationale Perspektive	11
3.1.1 Entwicklung der Stromnachfrage	11
3.1.1.1 Entwicklung der Stromnachfrage nach PNEC	11
3.1.1.2 Entwicklung der Stromnachfrage nach Netzanschlussanfragen	14
3.1.2 Entwicklung der Stromerzeugung	16
3.1.2.1 Entwicklung der Stromerzeugung nach PNEC	17
3.1.2.2 Entwicklung der Stromerzeugung nach Netzanschlussanfragen	20
3.1.3 Abhängigkeit von Stromimporten	20
3.2 Regionale und Europäische Perspektive	23
3.2.1 Europa: European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der ENTSO-E	25
3.2.2 Deutschland: Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur	27
3.2.3 Belgien: Adequacy & Flexibility Study der Elia	28
3.2.4 Frankreich: Bilan prévisionnel der RTE	30
3.3 Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die marktseitige Versorgungssicherheit	31
3.3.1 Planungs- und Investitionssicherheit im Stromsystem	31
3.3.2 Marktintegration und Erhöhung der Steuerbarkeit von Verbrauchern und Produktionsanlagen	33
3.3.3 Internationale Zusammenarbeit	33
3.3.4 Deutsches Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz	34
4 NETZSEITIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT	36
4.1 Entwicklung der historischen Versorgungsqualität im Netz	36
4.2 Übertragungs- und industrielle Netze	37
4.2.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Übertragungsnetz	37
4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze	40
4.2.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	42
4.2.3.1 Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze	42
4.2.3.2 Investitionen in die Netzerweiterung	44
4.2.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	45
4.3 Verteilnetze	46
4.3.1 Stand und Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz	46

4.3.2	Alter und Zustand der bestehenden Netze	48
4.3.3	Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung	51
4.3.3.1	Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze	51
4.3.3.2	Investitionen in die Netzerweiterung	52
4.3.4	Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	59
4.4	Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die netzseitige Versorgungssicherheit	60
4.4.1	Netztarifstruktur	60
4.4.2	Kapazitätskarten	61
4.4.3	Flexible Netzanschlussverträge	62
4.4.4	Netzanschlussvergabe	62
5	MODELLBASIERTE ANALYSE DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IN LUXEMBURG UND UMGEBUNG.....	63
6	RESILIENZ DER STROMVERSORGUNG	65
6.1	Risikovororgeplan für den Stromsektor	65
6.2	Resilienzstrategie und Notfallpläne	65
6.3	Analyse der Resilienz der Stromnetzinfrastuktur	66
7	LITERATUR	68
	ANHANG: PYPsa MODEL FOR LUXEMBOURG	69

Zusammenfassung und wichtigste Erkenntnisse

Der vorliegende Bericht analysiert **Luxemburgs Versorgungssicherheit im Strombereich**. Aufgrund der Größe und Abhängigkeit Luxemburgs von Energieimporten hängt diese stark vom internationalen Kontext ab, der seit der letzten Veröffentlichung im Jahr 2024 deutlich verändert und unter anderem von drei Ereignissen geprägt war:

- Am 28. April 2025 brach durch Spannungsinstabilitäten auf der **iberischen Halbinsel** für mehrere Stunden die Stromversorgung zusammen.
- Durch einen gezielten Sabotageakt im Januar 2026 in **Berlin** konnten ca. 40 000 Haushalte mehrere Tage nicht mit Strom versorgt werden.
- Seit dem 28. Februar 2026 führt die Eskalation im Mittleren Osten und die Sperrung der **Straße von Hormus** zu angespannten Energiemärkten, die auch auf die Stromversorgung Europas und Luxemburgs Auswirkungen haben.

Die genannten Ereignisse verdeutlichen die Vielschichtigkeit der Versorgungssicherheit im Strombereich, die sowohl **technische, gesellschaftliche, wirtschaftliche und politische Herausforderungen** beinhaltet.

Vor diesem Hintergrund analysiert der vorliegende Bericht die Versorgungssicherheit aus verschiedenen Blickwinkeln. **Marktseitig** wird analysiert, inwieweit Angebot und Nachfrage heute und in Zukunft ausgeglichen werden können, so dass Endkunden jederzeit sicher mit Strom versorgt werden. Dabei zeigt sich – gerade auch im Vergleich zum Bericht von 2024 – ein zunehmend gemischtes Bild: Auch wenn der Stromverbrauch in Luxemburg aktuell nur wenig steigt, wird bereits kurzfristig vor allem aufgrund der Digitalisierung (Datenzentren), Batterien, und Elektrifizierung (Wärme, Verkehr) mit einem starken Anstieg gerechnet. Demgegenüber steht ein Anstieg der Stromproduktion durch den Ausbau von Wind- und Photovoltaikprojekte, der Luxemburgs Importabhängigkeit über das Jahr 2025 im Durchschnitt auf 72% reduzierte. Für die Spitzenlaststunden im Winter ist die Abhängigkeit von Importen allerdings deutlich höher, und zudem mit hohen Unsicherheiten behaftet. Hieraus ergeben sich folgende **Handlungsempfehlungen für die marktseitige Versorgungssicherheit**:

- Durch die dynamische Entwicklung des luxemburgischen Stromsystems ist ein **hohes Maß an Koordination von Akteuren, Initiativen und Instrumenten erforderlich**. Nur durch ein **kohärentes Zusammenspiel** können Investitions- und Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Dem nationalen Energie- und Klimaplan (PNEC) kommt hierbei eine zentrale Rolle zu.
- Zum besseren Ausgleich von Angebot und Nachfrage sollte der **Beitrag von Lastflexibilität und Batteriespeichern zur Versorgungssicherheit** möglichst erhöht werden. Im Bericht von 2024 wurde geschätzt, dass Flexibilität die Spitzenlast Luxemburgs um bis zu 20 % reduzieren kann. Ein wesentliches Hindernis für diese Potentiale besteht allerdings weiterhin darin, dass entsprechende Signale und Steuerungsmöglichkeiten durch den Markt und/oder die Netzbetreiber in Luxemburg größtenteils nicht verfügbar sind bzw. nicht genutzt werden. Hier sollte mit Nachdruck weiter an dynamischen Energiepreisen, neuen Netztarifstrukturen, Aggregationsmodellen, flexiblen Anschlussverträgen, und Steuerungsmöglichkeiten gearbeitet werden.
- Aufgrund eines sich abzeichnenden **Defizits sicher verfügbarer Stromproduktionsanlagen in Zentralwesteuropa**, insbesondere auch in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone, scheint

die **Entwicklung eines Kapazitätsmarktes** unabdingbar und ist in Deutschland bereits in konkreter Ausarbeitung. Luxemburg sollte hier proaktiv mitwirken, um vor dem Hintergrund seiner strukturellen Importabhängigkeit sicherzustellen, dass die Ausgestaltung auch grenzüberschreitend wirkt. Idealerweise erfolgt dies in Abstimmung auch mit den anderen Nachbarländern Belgien und Frankreich und darüber hinaus, wo ähnliche Entwicklungen zu verzeichnen sind.

Netzseitig ist und bleibt die statistische Versorgungssicherheit Luxemburgs - mit einer Ausfalldauer von durchschnittlich 12 Minuten pro Jahr pro Verbraucher - sehr hoch. Allerdings muss auch hier eine angespanntere Situation als noch vor zwei Jahren festgestellt werden: Während lokale Netzengpässe auf Verteilnetzebene zunehmend den weiteren Ausbau von Produktionsanlagen einschränken, riskiert für den Verbrauch vor allem das grenzüberschreitende Höchstspannungsnetz der limitierende Faktor zu werden. So wie in Abbildung 1 dargestellt, steht der beschränkten nationalen Importkapazität von aktuell 980 MW aus Deutschland eine heutige Importspitze von 743 MW sowie eine gut gefüllte Liste neuer Netzanschlussanfragen gegenüber. Deutlich zu erkennen ist ein dementsprechend dringender Ausbaubedarf der Importkapazität. Creos plant, diesem mit dem durch das 380kV-Projekt zwischen Bofferdange und Aach sowie nachgelagerten Ausbauplänen nachzukommen. Aber auch auf den anderen Spannungsebenen ist der Investitionsbedarf für die Netzerweiterung sehr hoch und wird von den Netzbetreibern auf insgesamt **rund 1.5 Mrd. € bis 2035** geschätzt.

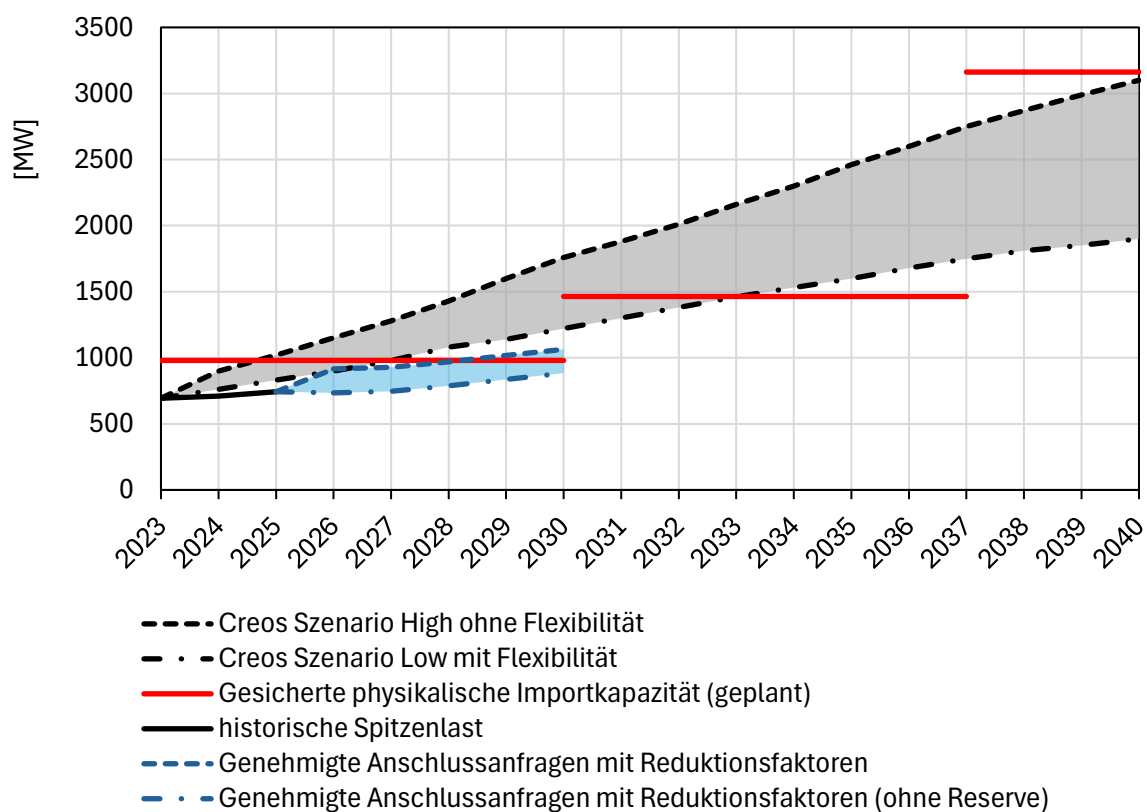


Abbildung 1. Entwicklung der Importspitze und verfügbaren Importkapazität [Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Creos (Stand Juni 2026)]

Zusätzlich zur Netzerweiterung besteht ein wesentlicher Investitionsbedarf auch für die Netzerneuerung. Die Analyse der Altersstrukturen zeigt, dass bestehende Anlagen, die bereits heute oder in den

nächsten 10 Jahren über der typischen technischen Altersgrenze liegen, einen **Reinvestitionsbedarf von etwa 1 Mrd. € bis 2035** erfordern.

Darüber hinaus bringt auch die **Stärkung der Resilienz des Stromsystems kontinuierlichen Handlungsbedarf mit sich**, wie eine für den vorliegenden Bericht erstellte Umfrage ergab. Diese identifizierte ein hohes Niveau an bestehender Resilienz und keine auffällig kritischen und anfälligen Schwachstellen im Netz. Gleichzeitig besteht die Notwendigkeit der kontinuierlichen Weiterentwicklung z.B. durch angepasste Sicherheitskonzepte für Umspannwerke, Cybersecurity und Schulungen.

Hieraus lassen sich verschiedene **Handlungsempfehlungen für die netzseitige Versorgungssicherheit** ableiten:

- Stärkung der **Netzentwicklungspläne** durch bessere Abstimmung zwischen den Netzbetreibern, Betrachtung verschiedener Handlungsoptionen und verbesserte Kosten-Nutzen-Analysen, Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen, stärker projektbasierte Planung, und Kohärenz der Datengrundlage für verschiedene Berichtspflichten;
- Konsequente Umsetzung des „**Projet 380**“ zur Erhöhung der verfügbaren Importkapazität und konkrete Vorbereitung **weiterer grenzüberschreitender Netzprojekte** in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarländer;
- Rigoroses Management der signifikant steigenden **Netzausbau- und Erneuerungsprojekte innerhalb Luxemburgs**, inklusive der damit einhergehenden Investitionsbudgets;
- Aktivierung von Flexibilitätspotentialen durch **anreizkompatible Netznutzungstarife** für alle Spannungsebenen;
- Transparente Darstellung **verfügbarer Netzkapazitäten** in Form von Kapazitätskarten unter Berücksichtigung zunehmend limitierter Netzkapazitäten und Unsicherheiten auf allen Spannungsebenen;
- Möglichst zeitnahe Einführung **flexibler Netzanschlussverträge**, und Bereitstellung der dafür notwendigen regulatorischen, kontraktuellen und technischen Rahmenbedingungen;
- Überprüfung und ggf. Anpassung des bisher angewandten „First-come-first-served-Prinzips“ für die **Netzanschlussvergabe**.

Sowohl markt- als auch netzseitig zeigt sich, dass die **Entwicklung der Versorgungssicherheit im Strombereich durch hohe Dynamik und Unsicherheit geprägt** ist. Diesem Umstand muss in Planungs- und Entscheidungsprozessen Rechnung getragen werden, um Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten und mit Zielen der Nachhaltigkeit und Kosteneffizienz zu vereinbaren. Der Nationale Energie- und Klimaplan (PNEC) und dessen für 2028 geplante Aktualisierung spielen dabei eine wichtige Rolle. In diesem Kontext bieten quantitative **Simulations- und Planungsmodelle** eine Möglichkeit, Diskussionen zu objektivieren und informierte politische und unternehmerische Entscheidungen herbeizuführen. Diese Empfehlung wurde auch von der Internationalen Energieagentur IEA im Juni 2026 an Luxemburg formuliert [1]. Der vorliegende Bericht greift dies beispielhaft durch eine Forschungsarbeit auf, die im Rahmen des National Center of Excellence in Research (NCER) „Data Driven Energy Transition (D2ET)“ durchgeführt wurde. Das dort entwickelte ökonomisch-technische Modell des Stromsystems Luxemburgs, eingebettet in den Europäischen Strommarkt, führt die markt- und netzseitige Versorgungssicherheit in einem umfassenden Modellierungsansatz zusammen (Abbildung 2). So kann das Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage, das Risiko überlasteter Netze, sowie der Wert von Flexibilität für die Versorgungssicherheit in verschiedenen Szenarien untersucht werden.

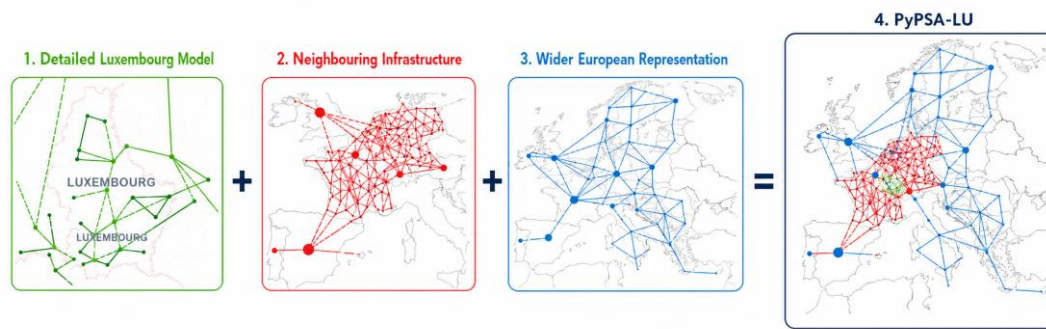


Abbildung 2. Modellierungsansatz des D2ET Strommarktmodells [Quelle: D2ET]

Abschließend ist bei den Präventions- und Notfallplänen Luxemburgs eine positive Entwicklung zu verzeichnen. So veröffentlichte die Luxemburger Regierung im Januar 2026 Ihren aktualisierten **Risikopräventionsplan für den Stromsektor**, der u.a. überarbeitete Risikoszenarien enthält. Zudem wurde im Oktober 2025 **Luxemburgs Resilienzstrategie** vorgestellt, zu der der vorliegende Bericht einen wesentlichen Beitrag leistet.

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, 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. Dabei 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 vor allem auch das gemeinsame Marktgebiet (Gebotszone) Deutschlands und Luxemburgs relevant.

Im vorliegenden Bericht wird in Kapitel 2 daher zunächst die Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund rezenter internationaler Ereignisse betrachtet (Krieg im Mittleren Osten, Anschlag Berlin, Black-out Spanien und Portugal). Anschließend wird in Kapitel 3 die marktseitige Versorgungssicherheit Luxemburgs 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 präsentiert eine modellbasierte Analyse der Versorgungssicherheit in Luxemburg und Umgebung, die im Rahmen eines Forschungsprogramms erstellt wurde. Kapitel 6 liefert abschließend eine Übersicht über die Resilienz der Stromversorgung.

Aufgrund der Breite des Themas soll bereits an dieser Stelle auf andere Berichte aufmerksam gemacht werden, die sich an bestimmte Bereiche anschließen bzw. diese vertiefen. So veröffentlicht die Regulierungsbehörde (ILR) jährlich einen Bericht zu den relevanten Entwicklungen im Luxemburger Strommarkt. Nach Artikel 27bis des gleichen Gesetzes erstellen sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetzbetreiber 10-Jahres-Pläne für die Entwicklung ihrer Netze, naturgemäß unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit. Von hoher Relevanz sind auch die Versorgungssicherheitsberichte („Resource Adequacy Assessments“) der Nachbarländer, des Europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E, sowie der Europäischen Regulierungsagentur ACER. Zudem fügt sich der vorliegende Bericht in Luxemburgs Resilienzstrategie ein, die im Oktober 2025 veröffentlicht wurde, mit dem Ziel die Widerstandsfähigkeit Luxemburgs gegenüber Krisen und Schocks unterschiedlichster Art zu stärken. Auf diese und weitere Referenzen wird an jeweiliger Stelle direkt im Bericht verwiesen.

2 Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund rezenter internationaler Ereignisse

2.1 Krieg im Mittleren Osten

Der Krieg im Mittleren Osten, der durch die Angriffe der USA und Israels am 28. Februar 2026 eskalierte, stellt einen bedeutenden Schock für die globalen Energiemärkte dar. Rund 20 % des weltweiten Handels von Öl und Flüssigerdgas (LNG) passieren die Straße von Hormus, die seit der militärischen Eskalation weitgehend geschlossen ist¹.

Der Einfluss des Kriegs für die Versorgungssicherheit im Strombereich ergibt sich im Wesentlichen aus der gasbasierten Stromerzeugung, die in Europa im Jahr 2025 rund 17 % und für Luxemburg 3,5 % der gesamten Stromproduktion ausmacht. Wichtig ist hierbei festzustellen, dass die Versorgungssicherheit im engeren Sinne, d.h. die physische Verfügbarkeit von Gas für die Stromproduktion, in Europa derzeit nicht unmittelbar gefährdet ist. Allerdings verschärft der Konflikt die Risiken: Niedrigere Speichersstände, Lieferunsicherheiten auf dem LNG-Markt und erhöhter Wettbewerb mit asiatischen Importeuren können die Lage insbesondere im kommenden Winter verschärfen.

Zudem führte der Krieg zu erheblichen Preisreaktionen auf den internationalen Märkten, die trotz begrenzter direkter physischer Abhängigkeit auch in Europa deutlich spürbar waren, da Erdgas nicht nur einen relevanten Anteil der gesamten Stromproduktion ausmacht, sondern vor allem auch in vielen Stunden den preissetzenden Energieträger auf dem Strommarkt darstellt. Steigende Gaspreise wirken sich daher unmittelbar auf die Strompreise aus („Merit Order Effekt“) [2]. Gleichzeitig ist anzumerken, dass die Auswirkungen im Gas- und Strombereich bei weitem nicht das Ausmaß der Ukraine Krise in den Jahren 2022-23 erreichten. Abbildung 3 veranschaulicht die Auswirkungen der verschiedenen Ereignisse auf die Großhandelspreise für Gas und Strom. Dabei wird deutlich, dass der jüngste Anstieg des Gaspreises das Preisniveau der Energiekrise im Jahr 2022 bei Weitem nicht erreicht. Dies ist insbesondere auf die Diversifizierung der Gasbezugsquellen und die vergleichsweise geringe direkte Abhängigkeit von Gasimporten aus dem Mittleren Osten zurückzuführen. Zusätzlich ist festzustellen, dass der Strompreis lediglich moderat angestiegen ist. Dieser Anstieg ist nicht ausschließlich auf die gestiegenen Gaspreise zurückzuführen, sondern wurde auch durch einen vergleichsweise kalten Winter sowie zeitweise ungünstige Witterungsbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beeinflusst.

¹ Stand Juli 2026

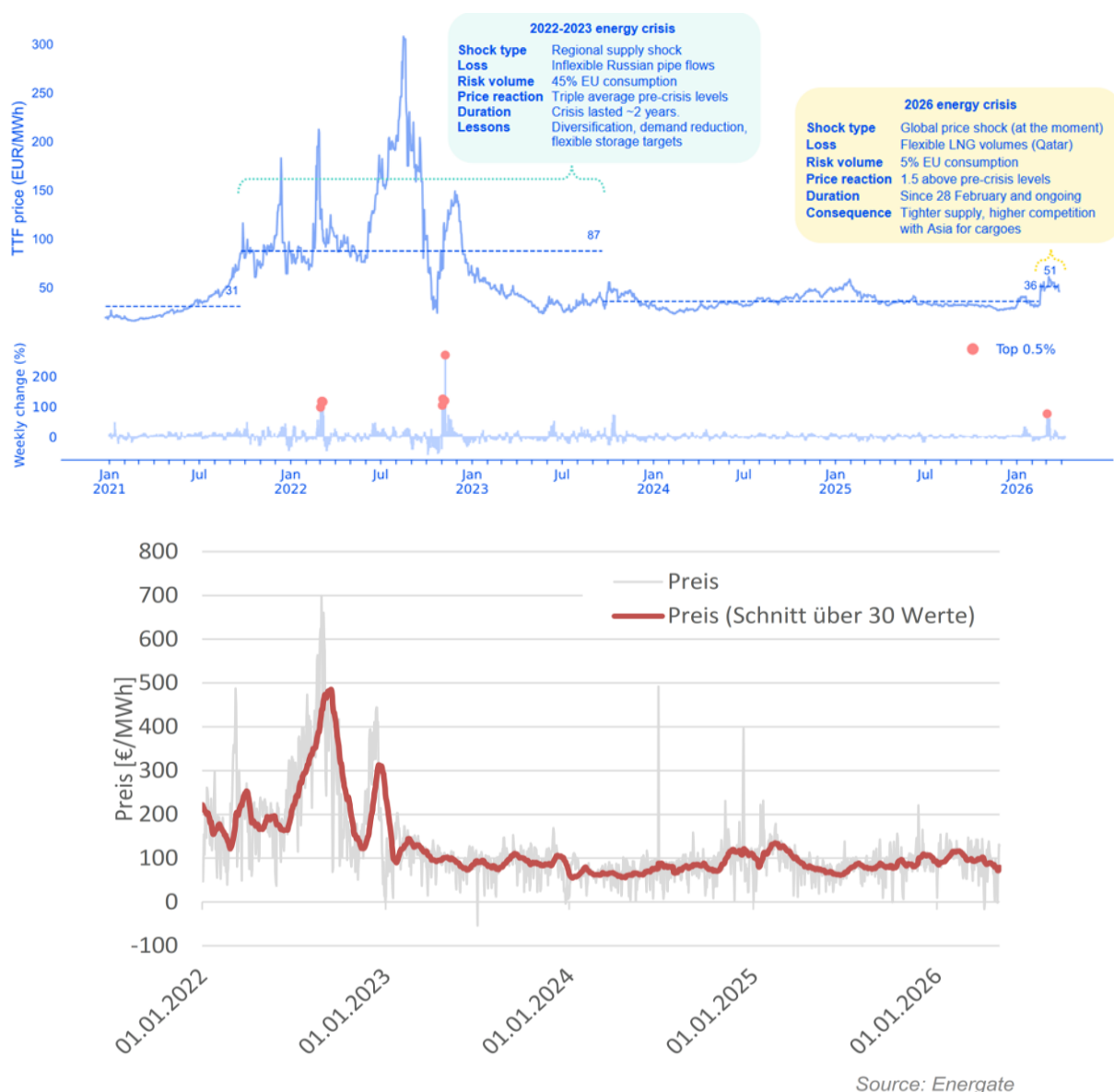


Abbildung 3. TTF-Großhandelspreis für Gas (oben) und Spot-Strompreis „Base“ in der DE-LU Gebotszone (unten) von 2021 bis 2026 (Quelle: ACER & Energate [3])

Für Luxemburg wirken sich steigende Gas- und Strompreise in den Nachbarländern aufgrund des Nahostkonflikts wegen der starken Abhängigkeiten (siehe Kapitel 3.1.3) unmittelbar auf die Importpreise aus. Zudem ist Luxemburg über seine Importabhängigkeit faktisch von denselben systemischen Risiken betroffen wie seine Nachbarländer, etwa von angespannten Gasmärkten oder von Engpässen im europäischen Stromsystem. Kurzfristige Preisvolatilität und mögliche Knappheitssignale können sich daher schnell auf den luxemburgischen Markt übertragen.

Gleichzeitig erhöht die enge Verflechtung mit dem europäischen Verbundnetz auch die Resilienz gegenüber lokalen Ausfällen. Zudem hat die EU seit der Energiekrise 2022 erhebliche Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien und der Diversifizierung von Gaslieferquellen erzielt. So wurden zwischen 2022 und 2025 in der EU rund 170 GW Solar- und 40 GW Windkapazität neu installiert [4], und

EU-Gasimporte verlagerten sich von Russland Richtung Norwegen und USA². Diese strukturellen Veränderungen reduzieren die Abhängigkeit und wirken dämpfend auf die Auswirkungen des aktuellen geopolitischen Schocks.

Langfristig verdeutlicht der Konflikt die zentrale Herausforderung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten. Selbst wenn physische Engpässe vermieden werden können, bleiben Preisschocks ein wesentliches Risiko für die Versorgungssicherheit. Für Europa und Luxemburg ergibt sich daraus das strategische Interesse, die eigene Energieversorgung stärker zu diversifizieren, den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben, Netzinfrastrukturen auszubauen und Flexibilitätsoptionen (z. B. Speicher, Lastmanagement) zu stärken. Entsprechend sind diese Themen sowohl Teil des „Accelerate EU“ Pakets der europäischen Kommission als auch der Tripartite-Verhandlungen im Juni 2026 in Luxemburg, und werden im vorliegenden Bericht an verschiedenen Stellen aufgegriffen.

2.2 Brandanschlag auf das Berliner Stromnetz

Anfang Januar 2026 kam es im Südwesten Berlins zu einem großflächigen Stromausfall, ausgelöst durch eine gezielte Sabotage an einer Kabelbrücke im Bereich des Kraftwerks Lichterfelde. Dabei wurden mehrere Hoch- und Mittelspannungskabel zerstört, die verschiedene Stadtteile im Südwesten Berlins versorgten. Insgesamt waren dadurch etwa 40.000 Haushalte und 2.000 Betriebe längere Zeit ohne Stromversorgung.

Aus technischer Sicht führte der Angriff zu einem plötzlichen Ausfall zentraler Netzeinspeisepunkte, deren Anschluss zwar redundant mittels mehrerer Kabel erfolgte, diese allerdings unmittelbar parallel entlang der gleichen Kabeltrasse geführt waren. Durch die Attacke wurden daher redundante Netzstrukturen gleichzeitig beschädigt, sodass die Last nicht über alternative Versorgungswege umgeschaltet werden konnten und dadurch unmittelbar zu einer Unterbrechung führte.

Die Wiederherstellung erfolgte schrittweise soweit möglich durch Umschaltungen im Netz sowie den Aufbau provisorischer Versorgungswege, war jedoch durch die Komplexität der beschädigten Infrastruktur und die notwendige Reparatur von Hochspannungskabeln zeitaufwendig. Die Versorgung konnte somit erst über mehrere Tage hinweg in Etappen hergestellt werden. Teilweise kamen mobile Netzersatzanlagen und Umleitungen im Mittelspannungsnetz zum Einsatz, um kritische Verbraucher wieder anzubinden. Die vollständige Wiederherstellung der Stromversorgung, wenn auch mit provisorischen Lösungen, betrug rund 4 Tage.

Der Vorfall verdeutlicht die hohe Verwundbarkeit von Stromnetzen gegenüber gezielter physischer Beschädigung einzelner Schlüsselkomponenten sowie die zentrale Bedeutung von Redundanz, räumlicher Trennung und schneller Umschaltfähigkeit im Verteil- und Übertragungsnetz.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen des vorliegenden Versorgungssicherheitsberichts eine Umfrage bei den luxemburgischen Netzbetreibern durchgeführt, um die Resilienz der Stromnetze unter anderem gegenüber gezielten Angriffen zu bewerten. Die Ergebnisse werden in Kapitel 6 behandelt.

² Im ersten Halbjahr 2026 stammte das in die EU importierte Gas zu 31 % aus Norwegen, 28 % aus den USA, und 14 % aus Russland. Nur etwa 4 % der Importe stammten aus dem Mittleren Osten [20].

2.3 Stromausfall auf der Iberischen Halbinsel

Am 28. April 2025 kam es zu einem vollständigen Zusammenbruch des Stromsystems auf der Iberischen Halbinsel. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E beschreibt das Ereignis als Folge einer rasch eskalierenden Spannungsinstabilität, die innerhalb weniger Sekunden zum Verlust der Systemintegrität führte. Mit dem Systemkollaps ging innerhalb weniger Sekunden ein Großteil der elektrischen Last und Erzeugung auf der Iberischen Halbinsel verloren.

In den Minuten vor dem Ereignis wurden im Netz elektromechanische Oszillationen sowie ein zunehmend kritischer Zustand der Spannungsregelung beobachtet. Kurz vor dem Zusammenbruch kam es zu einem signifikanten Spannungsanstieg, insbesondere in südlichen Netzregionen von Spanien und Portugal, der sich schnell auf das gesamte System ausbreitete. Die vorhandenen Mechanismen zur Spannungs- und Blindleistungsregelung reagierten in dieser Situation nicht ausreichend schnell bzw. nicht koordiniert, sodass die Spannungsabweichungen nicht mehr eingegrenzt werden konnten. In der Folge lösten zahlreiche Schutzmechanismen von Erzeugungsanlagen aus, wodurch es zu einer nahezu gleichzeitigen Abschaltung großer Teile der Stromerzeugung kam (siehe Abbildung 4).

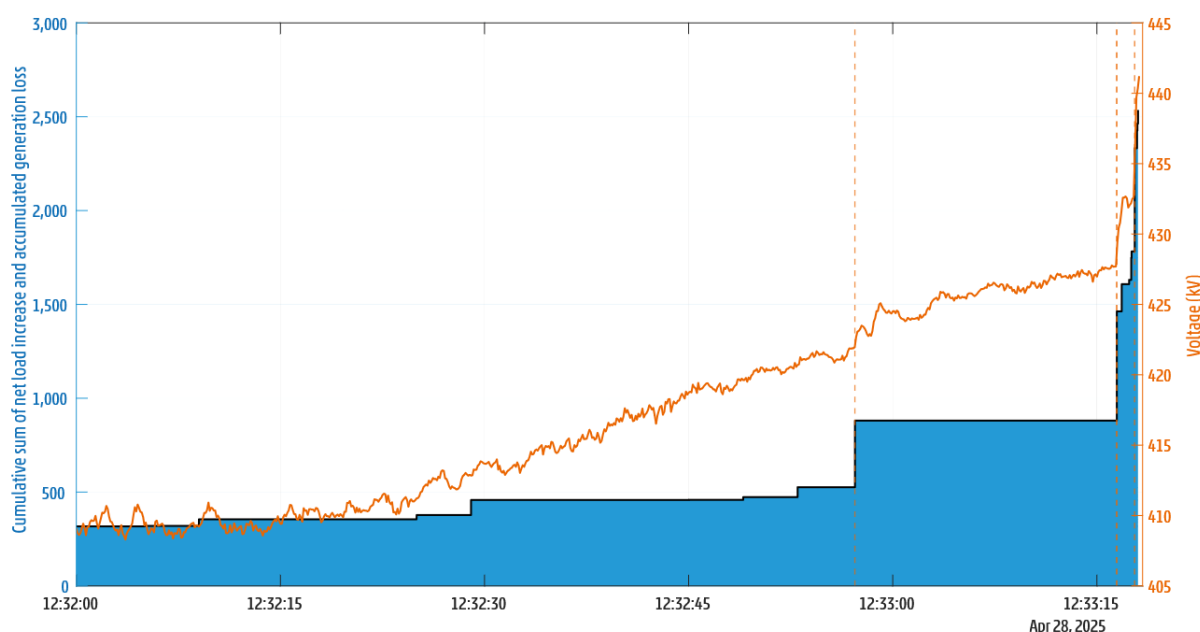


Abbildung 4. Kumulierte Erzeugungsverluste im Stromnetz der Iberischen Halbinsel und Spannungsverlauf am 400-kV-Umspannwerk in Carmona (Spanien); die gestrichelten Linien stellen die ersten drei Hauptausfälle der Erzeugungsanlagen dar [Quelle: [5]]

Dieser Verlust an Erzeugungskapazität verstärkte die Instabilität weiter und führte schließlich zum vollständigen Zusammenbruch des Systems. Der Bericht betont, dass es sich um eine Kettenreaktion mehrerer Faktoren handelte, die zu dem Systemzusammenbruch führten, darunter unzureichende Spannungsführung, begrenzte Verfügbarkeit von Blindleistung sowie das Zusammenspiel automatischer Schutzsysteme.

Die Wiederherstellung der Versorgung erfolgte gemäß den etablierten Blackstart- und Systemwiederaufbauprozessen. Dabei wurden schrittweise Inselnetze aufgebaut und synchronisiert. Der Großteil der Versorgung konnte innerhalb mehrerer Stunden wiederhergestellt werden, während die vollständige Rückkehr zum Normalbetrieb bis in die Nacht andauerte.

Bei der Aufarbeitung wurde deutlich, dass der Vorfall nicht auf eine einzelne Ursache oder Technologie zurückzuführen ist, sondern auf strukturelle Herausforderungen in der Systemführung. Im Fokus stehen insbesondere Anlagen zur Sicherstellung ausreichender Spannungsstabilität, die Bereitstellung von Blindleistung, sowie die verbesserte Koordination zwischen Netzbetreibern und Erzeugungsanlagen als zentrale Maßnahmen zur Vermeidung vergleichbarer Ereignisse. Auch für Luxemburg sind verschiedene Erkenntnisse von unmittelbarer Relevanz, wie zum Beispiel die Installation von Blindleistungskompensationsanlagen, bessere Sichtbarkeit und Steuerbarkeit von Systemzuständen, und die regelmäßige Überprüfung und ggf. Anpassung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) durch die Netzbetreiber unter Berücksichtigung Europäischer Vorgaben (Network Codes).

3 Marktseitige Versorgungssicherheit

Fundamental lässt sich die Bewertung der Versorgungssicherheit Luxemburgs in marktseitige und netzseitige Themen trennen, auch wenn diese eng miteinander zusammenhängen. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der marktseitigen Versorgungssicherheit, also der Sicherung des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage. Diese ist dann gegeben, wenn das vorhandene Angebot auf dem Strommarkt ausreicht, um die nachgefragten Mengen 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, und 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. Insbesondere benötigt eine höhere Nachfrage mehr Erzeugungs- und Netzkapazitäten zur Lastdeckung.

Im Folgenden wird die Entwicklung der Stromnachfrage aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet. Einerseits werden die historische Entwicklung der Stromnachfrage nach Verbrauchssektoren sowie die im nationalen Energie- und Klimaplan (französisch: Plan national intégré en matière de climat et énergie, PNEC) prognostizierten zukünftigen Entwicklungen dargestellt. Andererseits wird die erwartete Entwicklung der benötigten Last auch auf Basis konkreter Netzanschlussanfragen betrachtet und der modellbasierte Prognose gegenübergestellt.

3.1.1.1 Entwicklung der Stromnachfrage nach PNEC

Der PNEC geht in seiner Version vom Juli 2024 davon aus, dass durch Effizienz- und Dekarbonisierungsanstrengungen die Endenergienachfrage Luxemburgs und die damit zusammenhängenden Emissionen zwar insgesamt zurückgehen, die Stromnachfrage aber gleichzeitig ansteigt [6].

Abbildung 5 illustriert sowohl die historischen (bis inklusive 2024) 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 war [7].

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 rund 6500 GWh im Jahr 2025 [8] auf mehr als 10 000 GWh im Jahr 2040. Gleichzeitig ist anzumerken, dass

verschiedene dynamische Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit bei den Netzanschlussanfragen, insbesondere durch Datenzentren oder Batterien, im PNEC kaum abgebildet sind, und die Verbrauchsvolumen in den nächsten Jahren über das beschriebene Niveau weiter erhöhen könnten (siehe weiter unten).

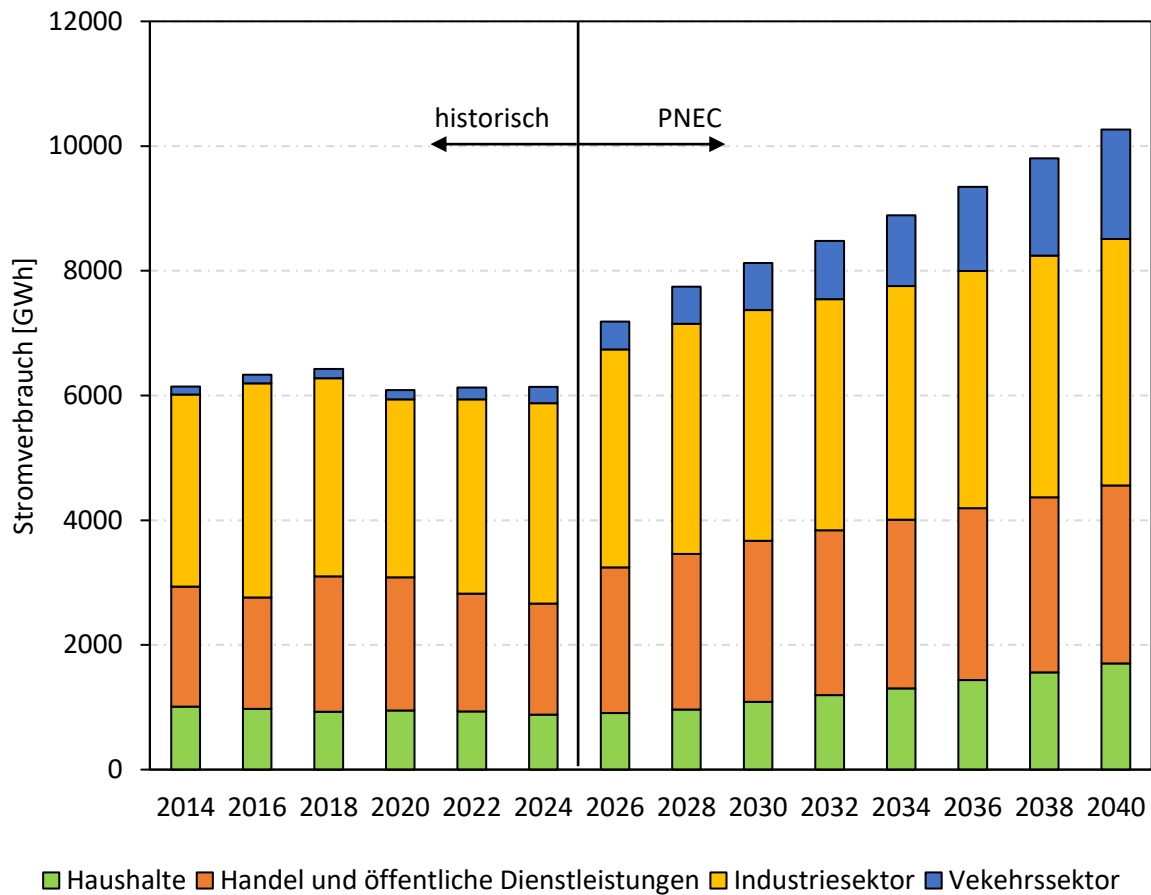


Abbildung 5. Die nationale Entwicklung des Stromverbrauchs [Quellen: Eurostat (historisch) & PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]³

Für die Versorgungssicherheit relevant ist aber weniger die jährliche Nachfrage (Energie) als die punktuell auftretende Spitzenlast (Leistung), die im PNEC jedoch nicht abgebildet wird. Um diesem Aspekt

³ Die sektorspezifischen Verbrauchszahlen für 2025 waren zum Veröffentlichungszeitpunkt noch nicht verfügbar.

Rechnung zu tragen, wurde im Jahr 2024 im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichtes eine Abschätzung der sich aus dem PNEC ergebenden Entwicklung der Spitzenlast (in MW) im Netzgebiet der öffentlichen Versorgung des Übertragungsnetzbetreibers Creos durchgeführt.⁴

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 zB hinsichtlich 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, in Abbildung 6 zunächst ohne jegliche Flexibilitätspotentiale und ohne Abzug von Stromerzeugungskapazitäten, d.h. als „Bruttosystemlast“. Die Analysen aus dem Jahr 2024 wurden für den vorliegenden Bericht lediglich durch neue Szenarien von Creos ergänzt, die auf der aktualisierten Version des PNEC basieren und eine Neuberechnung der Lastspitze beinhalten.

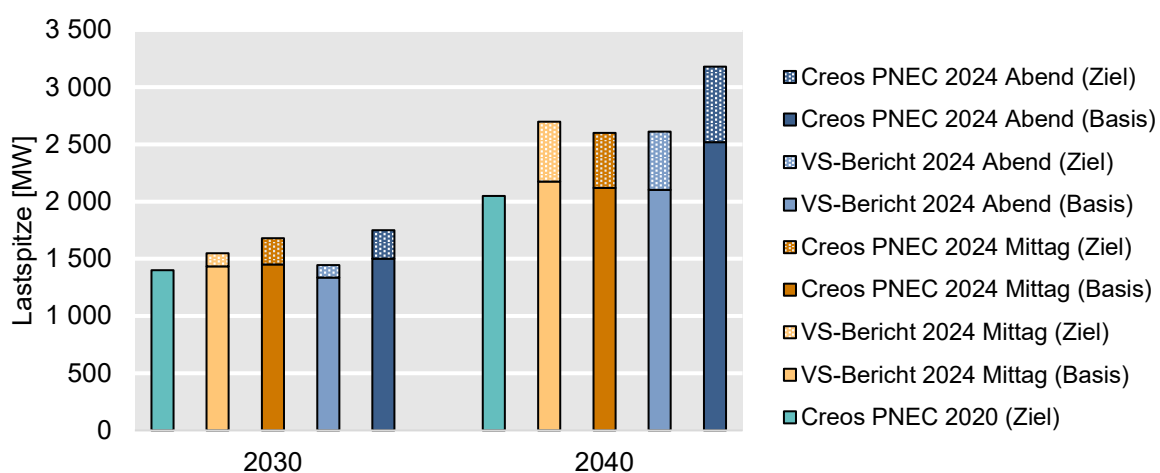


Abbildung 6. Höchstlast im Netz der öffentlichen Versorgung ohne netzentlastenden Flexibilitätseinsatz und ohne sicher verfügbare Kraftwerke [Quelle: eigene Darstellung]

Die neuen Analysen von Creos zeigen, dass die künftig erwartete Höchstlast deutlich ansteigt. Im Vergleich zur früheren Analyse von Creos, die auf der vorherigen Version des PNEC aus dem Jahr 2020 basierte, wird für das Jahr 2040 eine zusätzliche Erhöhung der Spitzenlast von etwa 1.000 MW erwartet (auf dann rund 3.200 MW) [9].

Auch gegenüber der Abschätzung des Versorgungssicherheitsberichts 2024 ist ein weiterer Anstieg der Spitzenlast um etwa 400 MW festzustellen. Laut Angaben von Creos sind resultieren diese Anpassungen aus einer stärkeren erwarteten Entwicklung der Elektromobilität (+187 MW) sowie des Industriesektors (+100 MW). Zusätzlich wurde der Beitrag erwarteter Rechenzentren zur Spitzenlast berücksichtigt, dessen Effekt auf zusätzlich rund 400 MW geschätzt wird. Gleichzeitig geht Creos von etwa

⁴ Da der PNEC zwischenzeitlich nicht überarbeitet wurde, wurden diese Analysen auch für den vorliegenden Bericht nicht erneuert. Zu bemerken ist, dass hierbei nur das Netzgebiet der öffentlichen Versorgung des Übertragungsnetzbetreibers Creos ohne das Industrienetz Sotel betrachtet wurde, da diese nicht elektrisch miteinander verbunden sind und sich die Versorgungsaufgabe der Creos daher nur auf diesen Teil des Netzes bezieht, während die weiter oben aufgeführten jährlichen Verbrauchsvolumen sich auf ganz Luxemburg beziehen. Für weiterführende Informationen zur Abschätzung der Spitzenlast sowie zu den zugrunde liegenden Flexibilitätspotenzialen wird auf den vorherigen Bericht verwiesen [22].

300MW weniger Spitzenlast durch Wärmepumpen im Haushaltssektor aus aufgrund einer geringeren Durchdringungsrate und geringerer Gleichzeitigkeitsfaktoren.

3.1.1.2 Entwicklung der Stromnachfrage nach Netzanschlussanfragen

Ergänzend zu den auf dem PNEC basierenden makroökonomischen Annahmen wurden im vorliegenden Bericht auch jene Kapazitäten betrachtet, die sich aus den tatsächlichen Verbräuchen und Anschlussanfragen bei den Netzbetreibern ergeben, und naturgemäß die reelle Entwicklung der nächsten Jahre definiert und von den Simulationen im vorherigen Kapitel abweicht. Dabei muss zwischen bereits reservierten und sich in der Analyse befindenden Netzanschlusskapazitäten unterschieden werden. Letztere betreffen Vorhaben, deren beantragte Leistung im bestehenden Netz gegebenenfalls aktuell nicht verfügbar ist und somit flexible Anschlussvereinbarungen und/oder weiteren Netzausbau voraussetzt (siehe dazu Kapitel 4.4).

Abbildung 7 stellt die Entwicklung der Spitzenlast nach Angaben von Creos dar (Stand Juni 2026). Für Bestandskunden wird einerseits mit der Spitzenlast aus bestehenden Anlagen und zusätzlich einer pauschalen Reserve für zusätzlichen Verbrauch gerechnet. Ersteres ergibt sich aus einer Abschätzung zukünftiger Lastprofile, Letzteres aus der Tatsache, dass Bestandskunden im Rahmen bestehender Anschlussverträge ohne weitere Ankündigung zusätzlichen Verbrauch erzeugen können (z.B. bei Umstellung von einer Gasheizung auf eine Wärmepumpe). Ebenso wird eine pauschale Reserve für kleinere Neukunden ≤ 1 MW eingerechnet. Für größere Neukunden weist die Grafik die erwarteten Beiträge genehmigten Anschlusskapazitäten zur Spitzenlast aus, so dass sich in Summe daraus eine Spitzenlast von ca. 1 100 MW im Jahr 2030 ergibt. Diese erhöht sich auf ca. 1 200 MW bei Berücksichtigung der Anfragen, die aktuell analysiert werden.

Es ist zu beachten, dass der genaue Beitrag zur zukünftigen Spitzenlast, insbesondere von Neukunden, per Definition nicht bekannt ist und daher von den Netzbetreibern geschätzt werden muss. Ohne diese Reduktion, die auf Annahmen zur Gleichzeitigkeit verschiedener Verbrauchergruppen mit der nationalen Lastspitze, zur voraussichtlichen tatsächlichen Inanspruchnahme der beantragten Anschlussleistung sowie zur Steuerbarkeit bestimmter Technologien beruht, läge die komplette Summe der angefragten Anschlussleistung aller Netzanschlussanfragen heute bereits bei über 2.000 MW für das Jahr 2030 (ebenfalls dargestellt).

Naturngemäß sind die dargestellten Zahlen nur eine aktuelle Bestandsaufnahme (Stand Juni 2026), die sich über die nächsten Jahre, aufgrund laufend eingehender Netzanschlussanfragen sowie weiterer angekündigter Vorhaben dynamisch entwickeln dürften und somit davon auszugehen ist, dass sich der zukünftige Kapazitätsbedarf weiter erhöhen kann.

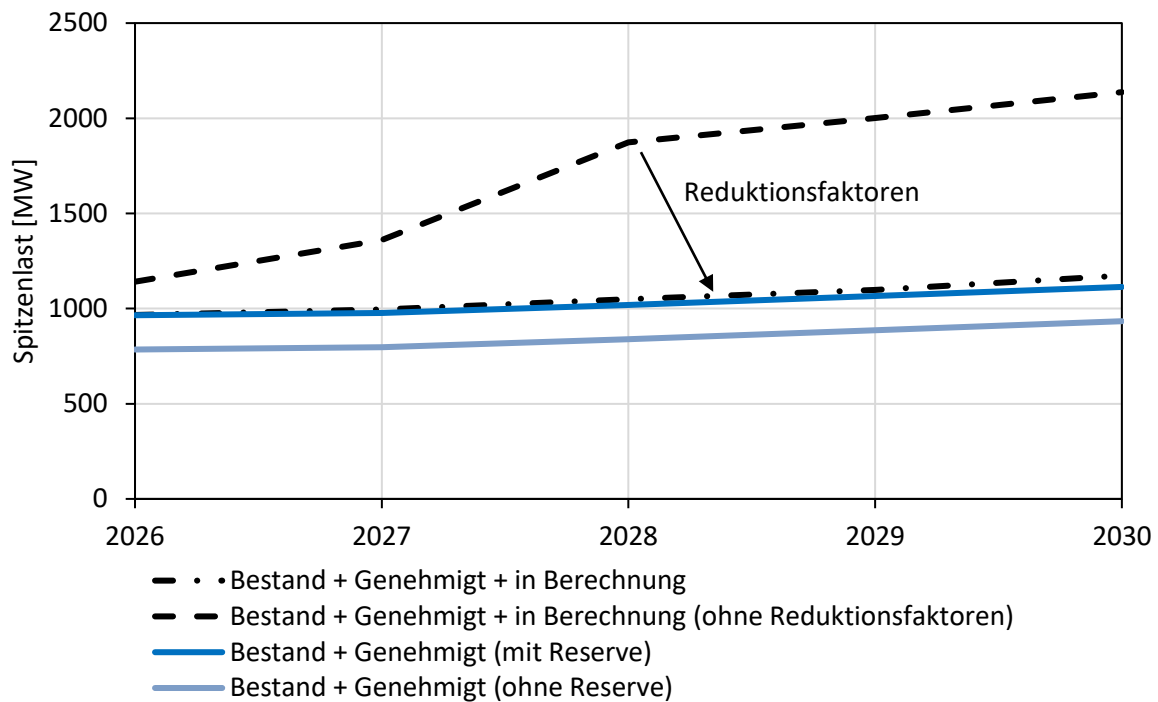


Abbildung 7. Lastspitze aus Sicht aktueller Netzanschlussanfragen [Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Creos (Stand Juni 2026)]

Für die Schätzung des Beitrags zur zukünftigen Spitzenlast arbeitet Creos mit einem Reduktionsfaktor, der sich aus den folgenden drei Komponenten zusammensetzt:

- **Überschätzungsfaktor:** Berücksichtigt, dass in der Regel eine höhere Anschlussleistung angefragt wird, als später tatsächlich benötigt wird.
- **Gleichzeitigkeitsfaktor:** Trägt der Tatsache Rechnung, dass nicht alle Netzkunden ihre maximale Leistung zum Zeitpunkt der nationalen Importspitze gleichzeitig beziehen.
- **Steuerbarkeitsfaktor:** Berücksichtigt die Möglichkeit des Netzbetreibers, unter definierten Bedingungen die Leistungsaufnahme bestimmter Verbraucher temporär zu reduzieren.

In Abbildung 8 sind die Stand Juni 2026 angefragten Leistungen nach Verbrauchstyp differenziert dargestellt. Es zeigt sich, dass insbesondere für Batteriespeicher und Rechenzentren hohe Leistungen angefragt wurden. Unter Berücksichtigung der Reduktionsfaktoren ist jedoch davon auszugehen, dass ihr Beitrag zur zukünftigen Lastspitze unterschiedlich ausfällt. So wird für Rechenzentren aufgrund hoher Gleichzeitigkeit und geringer Flexibilität ein erheblicher Beitrag zur Lastspitze erwartet. Demgegenüber wird der Beitrag von Batteriespeichern zur Spitzenlast aufgrund ihrer voraussichtlich hohen Steuerbarkeit als gering eingeschätzt. Diese Annahme setzt jedoch voraus, dass die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine entsprechende Steuerung auch tatsächlich ermöglichen.

Für die Thematik wird es äußerst wichtig sein, die reelle Entwicklung der Last sowie der Beiträge einzelner Kategorien und Gleichzeitigkeitsfaktoren genau zu verfolgen, dies einerseits um ggf. operative Maßnahmen zu ergreifen, und andererseits um Planung und Anschlussvergabe zu verfeinern und Schätzwerte anzupassen (siehe hierzu Kapitel 4.4).

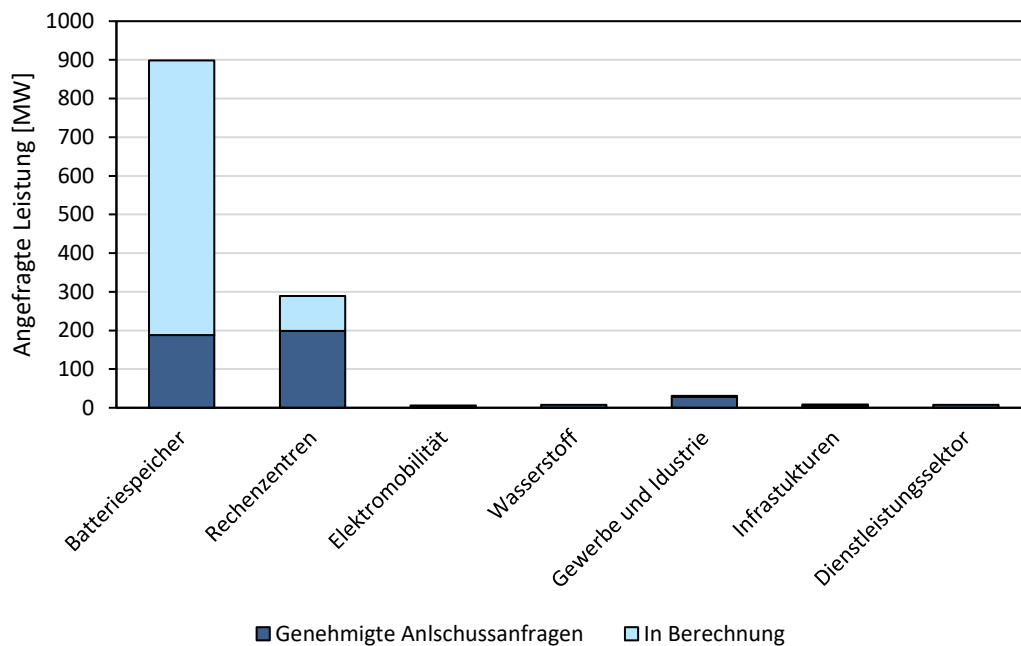


Abbildung 8. Leistung der Netzan Anschlussanfragen für verschiedene Verbrauchertypen (Stand Juni 2026) [Quelle: Creos]

Es ist zu bemerken, dass die untersuchten Entwicklungen der Stromnachfrage auf Basis der tatsächlichen Netzan Anschlussanfragen bei Creos eine Diskrepanz mit denen in Kapitel 3.1.1.1 gezeigten im PNEC prognostizierten Entwicklungen aufweisen. Einerseits liegt die auf Basis der Anschlussanfragen abgeschätzte zukünftige Lastspitze unter denen für das Jahr 2030 modellierten Höchstlasten (vergleiche Abbildung 6). Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass verbindliche Netzan Anschlussanfragen in der Regel erst etwa ein Jahr vor der Inbetriebnahme eingereicht werden und Reservierungen häufig nur einen Zeithorizont von zwei bis drei Jahren abdecken. Andererseits verdeutlichen die Netzan Anschlussanfragen, dass der PNEC in seiner aktuellen Fassung bestimmte Entwicklungen, insbesondere den zunehmenden Anschluss von Rechenzentren und Batteriespeichern, bislang kaum berücksichtigt. Kapitel 3.3 greift diese Diskrepanz auf und diskutiert verschiedene Handlungsoptionen.

3.1.2 Entwicklung der Stromerzeugung

Die Entwicklung der Stromerzeugung in Luxemburg ist ein wesentlicher Faktor für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Insbesondere beeinflussen Umfang, Verfügbarkeit und Technologieportfolio der Erzeugungskapazitäten die Fähigkeit, die Stromnachfrage jederzeit zuverlässig zu decken und den Bedarf an Stromimporten zu begrenzen.

Im Folgenden wird die Entwicklung der Stromerzeugung aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet. Zunächst werden die historische Entwicklung der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien sowie die im PNEC prognostizierten zukünftigen Entwicklungen dargestellt. In einem zweiten Schritt werden diese modellbasierten Ausbauprognosen den tatsächlichen Entwicklungen beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie den bei Creos eingegangenen Netzan Anschlussanfragen für Erzeugungsanlagen gegenübergestellt.

3.1.2.1 Entwicklung der Stromerzeugung nach PNEC

Vor dem Hintergrund verschiedener europäischer Gesetzgebungen für die Klima- und Energiepolitik wurde der Luxemburger PNEC erstmals im Jahr 2020 veröffentlicht und zuletzt im Juli 2024 aktualisiert. Die darin enthaltenen Ziele und Politiken haben die Entwicklung der Stromerzeugung in Luxemburg maßgeblich geprägt. Abbildung 9 zeigt den historischen und zukünftig erwarteten Ausbau der nationalen jährlichen Stromproduktion, mit einem Anstieg von heute rund 1.800 GWh (Jahr 2025) auf über 4.000 GWh. Geplant ist, die nationale Stromproduktion besonders stark auf Photovoltaik- und Windanlagen auszurichten, 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.

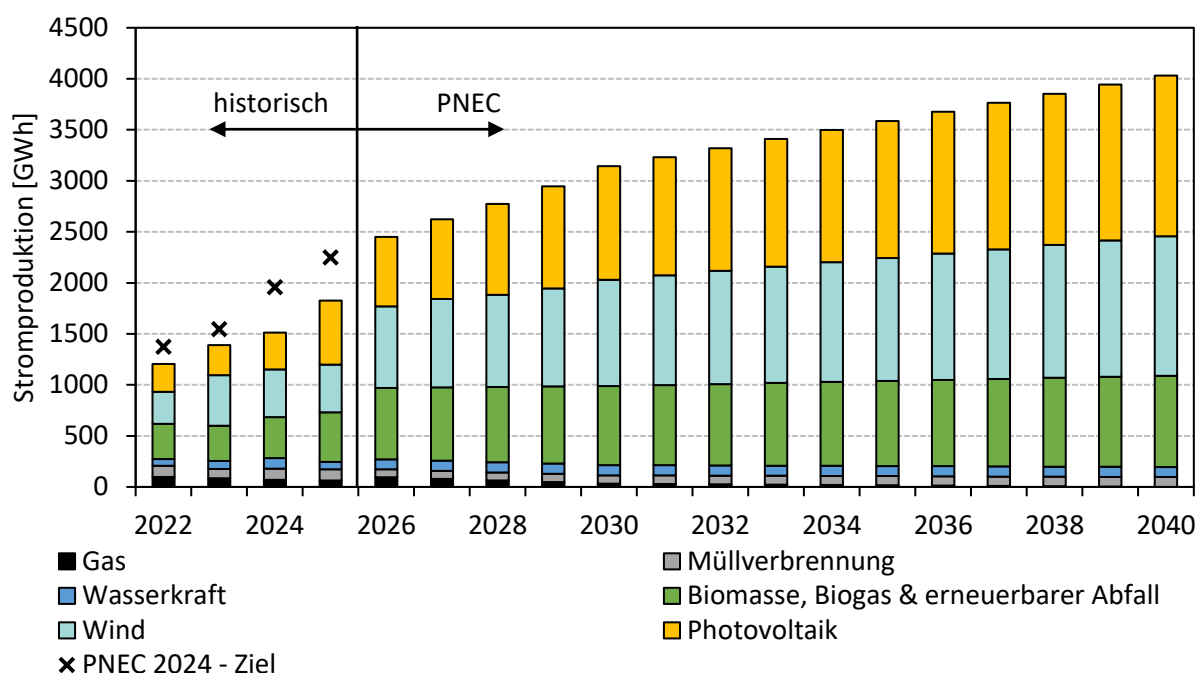


Abbildung 9. Zukünftige Entwicklung der jährlichen Stromproduktion [Quellen: ILR (historisch) + PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

Wie bereits im vorherigen Kapitel zur Last beschrieben, ist für die Versorgungssicherheit weniger das Jahresvolumen 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.⁵

Die entsprechenden Resultate sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

⁵ Da spezifische Werte für Luxemburg nicht vorliegen, basieren die hier angenommenen Werte auf den Leistungsreduktionsfaktoren, die im belgischen Kapazitätsmarkt angewandt werden [23]. Reelle Faktoren für Luxemburg würden aufgrund abweichender Erzeugungs- und Lastprofile zwar abweichen, dennoch liefern die dargestellten Zahlen eine geeignete Näherung für den erwarteten Beitrag der verschiedenen Erzeugungstechnologien zur Versorgungssicherheit und ermöglichen eine erste Abschätzung derer gesicherten Leistung.

		2030		2040	
	Sichere Verfügbarkeit ⁵ [%]	Installierte Leistung [MW]	Sicher verfügbare Leistung [MW]	Installierte Leistung [MW]	Sicher verfügbare Leistung [MW]
Gas	65%	29	19	0	0
Wasserkraft	51%	35	18	35	18
Wind	9%	453	41	595	54
Müllverbrennung	65%	21	14	21	14
Biomasse, Biogas & erneuerbarer Abfall	65%	114	74	104	68
Photovoltaik	1%	1236	12	1749	17
Batteriespeicher 2h	29%	N/A	N/A	N/A	N/A
Batteriespeicher 4h	47%	N/A	N/A	N/A	N/A
Summe		1888	178	2504	170

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

Wie in Tabelle aufgeführt, ergibt sich hinsichtlich der Erwartung für sicher verfügbare Leistung ein Wert von insgesamt 178 MW im Jahr 2030, und 170 MW im Jahr 2040. Im Vergleich dazu liegt die sicher verfügbare Leistung heute bei 158 MW, bei einer heute installierten Gesamtleistung von 1177 MW [8].

Es ist anzumerken, dass Creos im Scenario Report 2024 ebenfalls Verfügbarkeitsfaktoren für Erzeugungstechnologien während Spitzenlastzeiten ermittelt hat. Diese basieren auf historischen Einspeise- und Lastprofilen, und weichen teilweise deutlich von den in Tabelle 1 dargestellten Werten ab. Insbesondere die von Creos durchgeführten „Worst-Case-Analysen“ kommen zu dem Ergebnis, dass die sicher verfügbare Leistung lediglich rund 50 MW beträgt. Dies ist unter anderem auf die unterschiedliche Methodik (deterministischer vs. probabilistischer Ansatz) und Anzahl der Wetterjahre (zur Bestimmung der Verfügbarkeit zurückzuführen). Da die gesicherte Leistung eine zentrale Kenngröße für die Versorgungssicherheit und den zukünftigen Netzausbau darstellt, wird empfohlen, die Analyse der gesicherten Leistung künftig weiter zu vertiefen und dabei auch probabilistische Bewertungsansätze stärker zu berücksichtigen.

Äußert relevant für die Diskussion verfügbarer Leistungen sind zunehmend auch Batteriespeicher, die entweder in Kombination mit Produktionsanlagen deren Verfügbarkeit erhöhen, oder alleinstehend bzw. in direkter Kombination mit einem Verbrauch in Spitzenlaststunden einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Nach Angaben des ILR waren 2025 in Luxemburg Batteriespeicher mit einer Leistung von insgesamt 70 MW und einer Speicherkapazität von 100 MWh installiert [10].⁶ Leider kann aktuell jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass diese einen relevanten Beitrag zur Spitzenlast leisten, da keinerlei finanzielle Anreize oder Steuerungsmöglichkeiten bestehen. Somit

⁶ Für die Jahre 2030 und 2040 sind keine expliziten Ziele für Batteriespeicher im PNEC angegeben, da diese z.B. im Vergleich zur Produktion aus erneuerbaren Energien aktuell keine Zielgröße an sich darstellen.

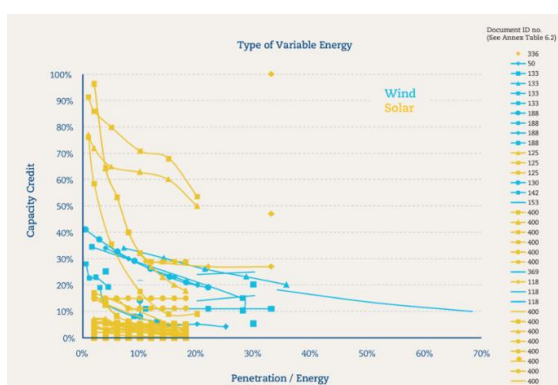
ist, wenn überhaupt, von einem kleinen Verfügbarkeitsfaktor auszugehen.⁷ Durch einen entsprechenden regulatorischen Rahmen ließe sich dieser Wert ggf. deutlich erhöhen, wie in Kapitel 3.3 diskutiert.

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 ohne Batterien 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 oder Batterien 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 ohne Batterie 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 [24]. Andererseits fließen sie als „Performance-Indikator“ in Ausschreibungen im Rahmen von Kapazitätsmärkten ein, z.B. in Belgien [23].



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.

Natürgemäß 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.
2. Der Beitrag steigt naturgemäß für Anlagen, die mit Batterien kombiniert sind, unter der Voraussetzung, dass diese systemdienlich eingesetzt werden (siehe Kapitel 3.3.2).
3. Der Ausbau von Interkonnektorkapazitäten ist unerlässlich, um Durchmischungseffekte in Europa zu ermöglichen.

⁷ Es ist möglich, dass Speicher zu Spitzenlaststunden geladen werden und das Netz somit zusätzlich belasten. Der Verfügbarkeitsfaktor würde in diesem Falle negativ werden.

3.1.2.2 Entwicklung der Stromerzeugung nach Netzanschlussanfragen

Ergänzend zu den auf dem PNEC basierenden Kapazitätsannahmen wurden im vorliegenden Bericht auch jene Kapazitäten berücksichtigt, die sich aus den tatsächlichen aktuell vorliegenden Anschlussanfragen bei den Netzbetreibern ergeben. Dabei ist zwischen bereits reservierten Netzanschlusskapazitäten und Anschlussanfragen auf der Warteliste zu unterscheiden. Letztere betreffen Vorhaben, deren beantragte Leistung im bestehenden Netz derzeit noch nicht verfügbar ist und deren Anschluss daher einen zukünftigen Netzausbau voraussetzt.

	Anschlussanfragen	
	Reservierte Leistung [MW]	Warteliste [MW]
Photovoltaik	402,2	591,8
Wind	1079	862,5
Biomasse, Biogas & erneuerbarer Abfall	0,4	3,5
Batteriespeicher	160,5	0 ⁸
Summe	1642,1	1457,8

Tabelle 2. Leistung der Anschlussanfragen bei den Netzbetreibern (Stand Juni 2026) [Quelle: Creos]

Die Auswertung zeigt, dass die Kapazität der beantragten und bereits reservierten Netzanschlüsse, die aus dem PNEC abgeleiteten Zielwerte bereits heute in erheblichem Umfang übersteigt. Daraus lässt sich ableiten, dass künftig auch von einer erhöhten sicher verfügbaren Leistung ausgegangen werden kann. Gleichzeitig ist aber auch zu berücksichtigen, dass nicht alle Anschlussanfragen letztlich realisiert werden. Insbesondere bei Projekten auf der Warteliste bestehen erhöhte Unsicherheiten hinsichtlich ihrer tatsächlichen Umsetzung. Anfragen können beispielsweise zurückgezogen oder durch den Netzbetreiber aufgehoben werden, wenn über einen längeren Zeitraum keine nachweisbaren Fortschritte im Genehmigungs- oder Umsetzungsprozess erfolgen. Bei einer Umsetzungsquote von 70 % der reservierten Leistung, und unter Anwendung der Verfügbarkeitsfaktoren aus Tabelle 1, lässt sich die zusätzliche sicher verfügbare Leistung auf rund 130 MW abschätzen. Im Vergleich beziffert Creos im Szenario Report von 2024 die sicher verfügbare Leistung im Zielszenario auf insgesamt 50-230 MW im Jahr 2040.

3.1.3 Abhängigkeit von Stromimporten

In Luxemburg wird der Großteil des Stroms aus den benachbarten Ländern importiert. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Importabhängigkeit sowie die Herkunft der Stromimporte im Zeitraum von 2016 bis 2025. Dabei wird deutlich, dass die Importe aus Frankreich in das Netz der Sotel in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke sowie der entsprechend hohen Preise im französischen Marktgebiet deutlich zurückgegangen sind und teilweise durch höhere Importe aus Belgien kompensiert wurden.

In den Jahren 2024 und 2025 hat sich die Situation in Frankreich wieder stabilisiert, was sich in einer verbesserten Verfügbarkeit der Erzeugung und entsprechend niedrigeren Preisen widerspiegelt. Dies führte erneut zu einem höheren Stromimport aus Frankreich in das Sotel-Netz. Die Abbildung zeigt

⁸ Verschiedene Batterieprojekte befinden sich aktuell noch in der Berechnung und tauchen hier entsprechend noch nicht in der Tabelle auf. Zu bemerken ist weiterhin der Zusammenhang mit Kapitel 3.1.1.2, da Batterien sowohl als Produzent als auch als Verbraucher operieren.

zudem eine schrittweise Reduktion der allgemeinen Importabhängigkeit infolge eines Anstiegs der inländischen Stromerzeugung. Dennoch bleibt die Importabhängigkeit mit rund 72 % auch im Jahr 2025 weiterhin auf einem hohen Niveau.

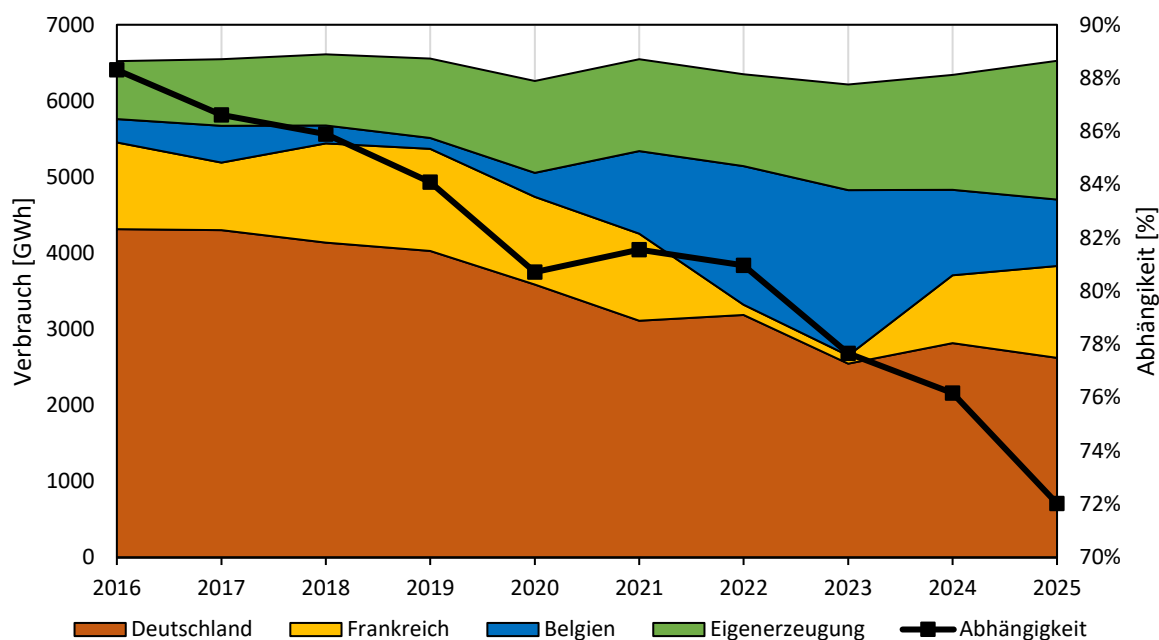


Abbildung 10. Herkunftsland der Stromimporte und die resultierende Abhängigkeit von 2016 bis 2023
[Quelle: ILR, eigene Darstellung]

Mit dem laut PNEC erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien ist zukünftig mit einer weiteren Reduktion der Stromimporte zu rechnen (siehe Abbildung 11). Dennoch wird deutlich, dass Luxemburg auch zukünftig stark von Stromimporten abhängig bleiben wird. Dies gilt umso mehr bei einer Betrachtung der für die Versorgungssicherheit relevanten punktuellen Leistungsbilanz aus Nachfrage und Erzeugung. Zu diesem Zweck greift Abbildung 12 die bereits beschriebene Bruttolastspitze auf, und beschreibt auf Basis der Flexibilitätspotentiale sowie der Verfügbarkeit gesicherter Produktionskapazitäten (Tabelle 1) die resultierende Nettolastspitze für das Netz der öffentlichen Versorgung (auch „Residuallast“ genannt).

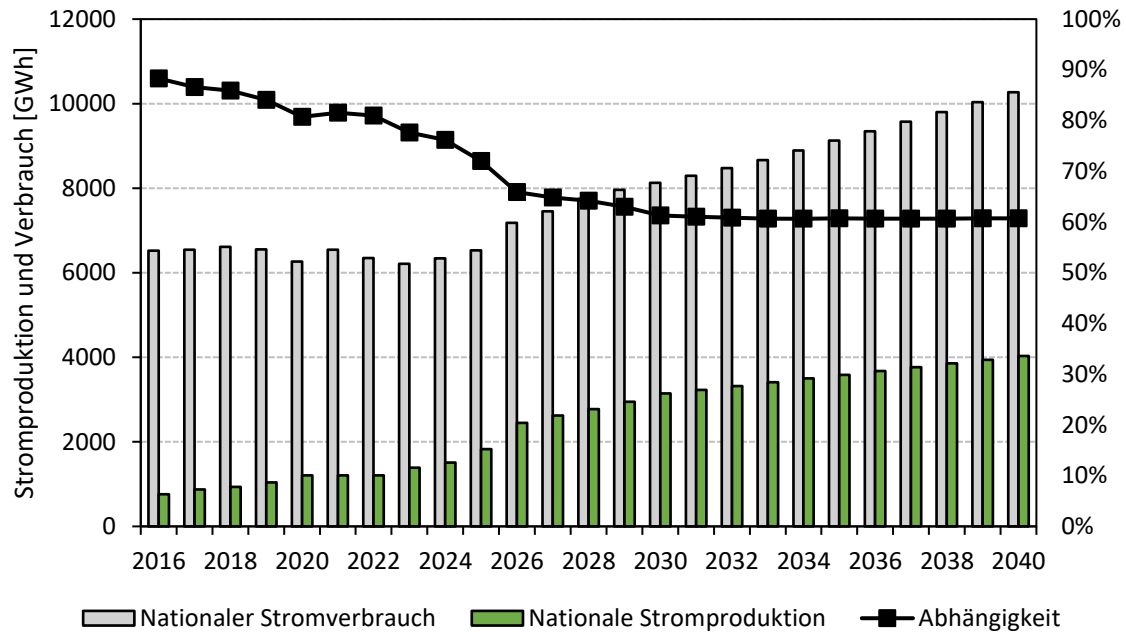


Abbildung 11. Zukünftige jährliche Abhängigkeit von Stromimporten [Quellen: ILR (historisch) + PNEC (zukünftig), eigene Darstellung]

In Abbildung 12 wird die höchste resultierende Residuallast (Mittag), wie im vorherigen Bericht ermittelt, der höchsten berechneten Residuallast (Abend) gemäß den neuen Berechnungen von Creos gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, dass Creos im Szenario mit geringer Flexibilität konservativere Annahmen zugrunde legt als im vorherigen Versorgungssicherheitsbericht angenommen. In diesem „Low-Flex“-Szenario kann die Residuallast daher nur geringfügig reduziert werden. Im Szenario mit hoher Flexibilität und hoher gesicherter Leistung ergibt sich eine um rund 500 MW höhere Residuallast als in der vorherigen Analyse für das Jahr 2040. Dies ist im Wesentlichen auf die insgesamt höhere berechnete Bruttosystemlast zurückzuführen (Abbildung 6). Die Analysen zeigen, dass mit einem hohen Einsatz von Flexibilitäten und sicher verfügbaren Leistungen die Lastspitze im Jahr 2030 von zirka 1.750 MW auf rund 1.450 MW, und im Jahr 2040 von 3.200 MW auf rund 2.500 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.

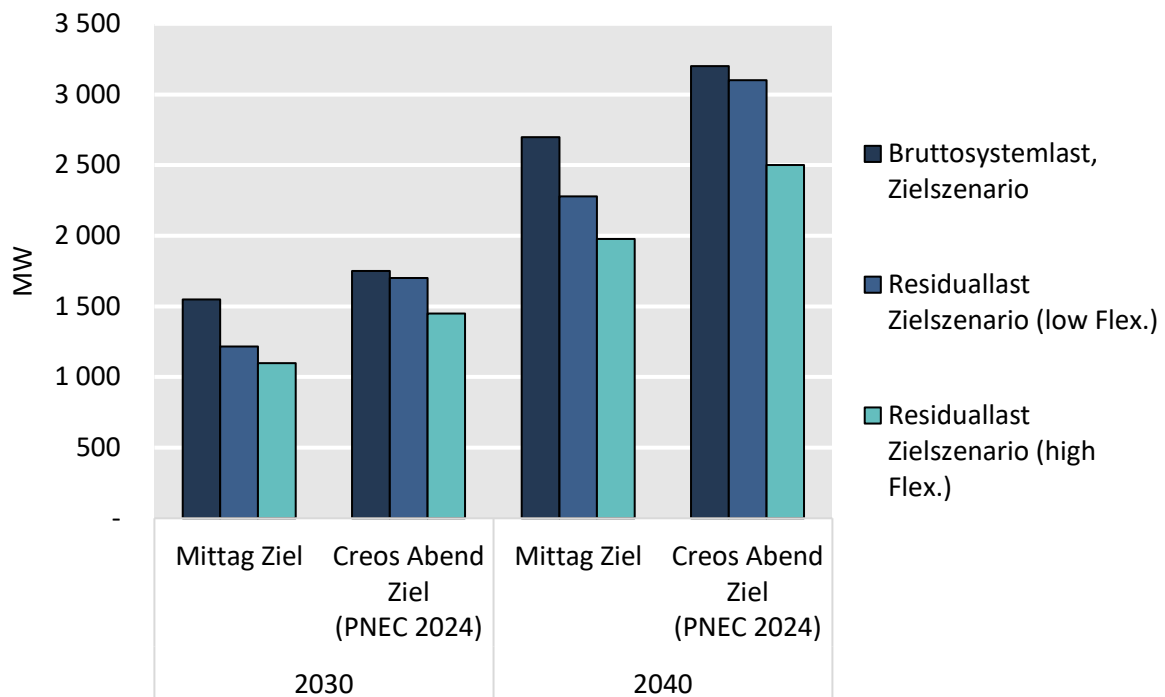


Abbildung 12. Entwicklung der Residuallast (Bruttosystemlast abzüglich sicher verfügbarer Leistung) mit dem Einsatz von Flexibilitätspotenzialen für die Jahre 2030 und 2040 [Quelle: eigene Darstellung]

Somit ist festzuhalten, dass auch künftig eine signifikante Residuallast im Netz der öffentlichen Versorgung bestehen wird. Um diese zu decken, ist Luxemburg auf Importe angewiesen und muss dementsprechende Kuppelleitungskapazitäten vorsehen, die im Kapitel 4.2 im Detail diskutiert werden.

3.2 Regionale und Europäische Perspektive

Wie im vorigen Kapitel dargestellt ist die Versorgungssicherheit Luxemburgs aufgrund der Größe und Struktur der Stromversorgung entscheidend von Entwicklungen im Ausland abhängig. Zur besseren Bewertung und Einordnung dieser Abhängigkeiten werden im Folgenden Studien verschiedener ausländischer Institutionen ausgewertet, die die Versorgungssicherheit zeitlich sowohl kurz-, mittel- und langfristig betrachten:

- **Europa:** Das in der Strombinnenmarktverordnung vorgesehene „European Resource Adequacy Assessment (ERAA)“ des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E [11].
- **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 [12].
- **Belgien:** Die vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber ELIA durchgeführte „Adequacy & Flexibility Study“ [13].
- **Frankreich:** Der vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE veröffentlichte „Bilan prévisionnel“ [14].

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 Wahrscheinlichkeitsbasierten 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 Versorgungssicherheitsstandard 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 haben Deutschland und Luxemburg 2021 eine Absichtserklärung unterzeichnet, um einen gemeinsamen VS-Standard von 2,77 Stunden pro Jahr festzulegen. Der Wert kann zur Einordnung der Ergebnisse der nachfolgend diskutierten Versorgungssicherheitsmonitorings („Resource Adequacy Assessments“) genutzt werden, und dient als wichtige Grundlage eines Kapazitätsmarktes (siehe dazu Kapitel 3.3.4).

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass der VS-Standard mindestens alle fünf Jahre neu bewertet werden soll. Derzeit führen die zuständigen Regulierungsbehörden in Luxemburg und Deutschland in enger Zusammenarbeit mit den jeweiligen Wirtschaftsministerien neue Analysen durch, die bis Ende des Jahres abgeschlossen sein sollen und voraussichtlich eine Anpassung des VS-Standards nach sich ziehen werden.

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 Gesetzgebung⁹ erarbeitet. Der Bericht wird seitdem kontinuierlich weiterentwickelt und jährlich veröffentlicht, zuletzt im Winter 2025.

Der ERAA 2025 baut auf den Erkenntnissen der Vorjahre auf und untersucht die Zieljahre 2028, 2030, 2033 und 2035. Die zugrunde liegenden Eingabedaten wurden erneut von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt und durch ENTSO-E konsolidiert. Dabei wurden aktualisierte nationale Energie- und Klimapläne, neue Ausbauziele für erneuerbare Energien sowie die erwartete Entwicklung der Elektrifizierung verschiedener Verbrauchssektoren berücksichtigt. Die Analyse basiert auf aktualisierten nationalen Planungen, europäischen Dekarbonisierungszielen sowie einer weiterentwickelten Modellierung von Flexibilitätsoptionen und Investitionsentscheidungen. Gleichzeitig wurden die Erfahrungen aus den vorherigen ERAA-Zyklen genutzt, um die Robustheit der Ergebnisse weiter zu verbessern.

Wie bereits in vorherigen Veröffentlichungen bildet das Economic Viability Assessment (EVA) einen zentralen Bestandteil der Analyse. Das EVA untersucht die langfristige Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen, die ausschließlich am Energy-Only-Markt teilnehmen. Ziel ist es, durch ein kostenoptimierendes Investitions- und Dispatchmodell die wirtschaftlich wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks abzubilden. Die Analyse bewertet weiterhin die Wahrscheinlichkeit von Stilllegungen, Reinvestitionen, Lebensdauerverlängerungen und Neubauten verschiedener Technologien. Die Ergebnisse des EVA zeigen, dass erhebliche Teile des fossilen Kraftwerksparks Gefahr laufen, vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer wirtschaftlich unrentabel zu werden. Besonders Gas-, Kohle-, Braunkohle- und Ölkraftwerke weisen in vielen Regionen eine unzureichende Rentabilität auf, sofern sie ausschließlich auf Erlöse aus dem Energy-Only-Markt angewiesen sind. Gleichzeitig identifiziert das EVA Marktpotenziale für Speicher, Demand Side Response sowie in

⁹ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

einzelnen Regionen für neue Gas- und perspektivisch wasserstofffähige Kraftwerke. Diese zusätzlichen Investitionen reichen jedoch nicht aus, um die erwarteten Stilllegungen vollständig zu kompensieren.

Im Vergleich zu früheren Veröffentlichungen fällt die Bewertung im ERAA 2025 deutlich kritischer aus. Während im ERAA 2024 noch umfangreiche marktgetriebene Investitionen in neue flexible Gaskapazitäten angenommen wurden, zeigt der ERAA 2025, dass die tatsächlichen Investitionsanreize möglicherweise nicht ausreichen, um die erforderlichen Kapazitäten rechtzeitig bereitzustellen. Dadurch verschärfen sich die prognostizierten Kennzahlen für die Versorgungssicherheit insbesondere im Zeitraum zwischen 2030 und 2033 (siehe Abbildung 13). ENTSO-E kommt zu dem Schluss, dass mehrere Gigawatt konventioneller Erzeugungskapazität stillgelegt werden könnten, ohne dass ein ausreichender Ersatz durch marktbasierende Investitionen erfolgt.

Die Ergebnisse zeigen entsprechend steigende Risiken für die Versorgungssicherheit in zahlreichen europäischen Ländern. Wie bereits in den vorherigen Ausgaben konzentrieren sich die höchsten Risiken auf die zentralen Regionen Europas, darunter auch die deutsch-luxemburgische Gebotszone. Die Verschlechterung der LOLE-Werte wird insbesondere durch die fortschreitende Stilllegung thermischer Erzeugungskapazitäten, die steigende Elektrifizierung sowie den wachsenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen verursacht. Im Vergleich zum ERAA 2023 und ERAA 2024 wird deutlicher sichtbar, dass die Versorgungssicherheit zunehmend von zusätzlichen Investitionssignalen und regulatorischen Maßnahmen abhängt.

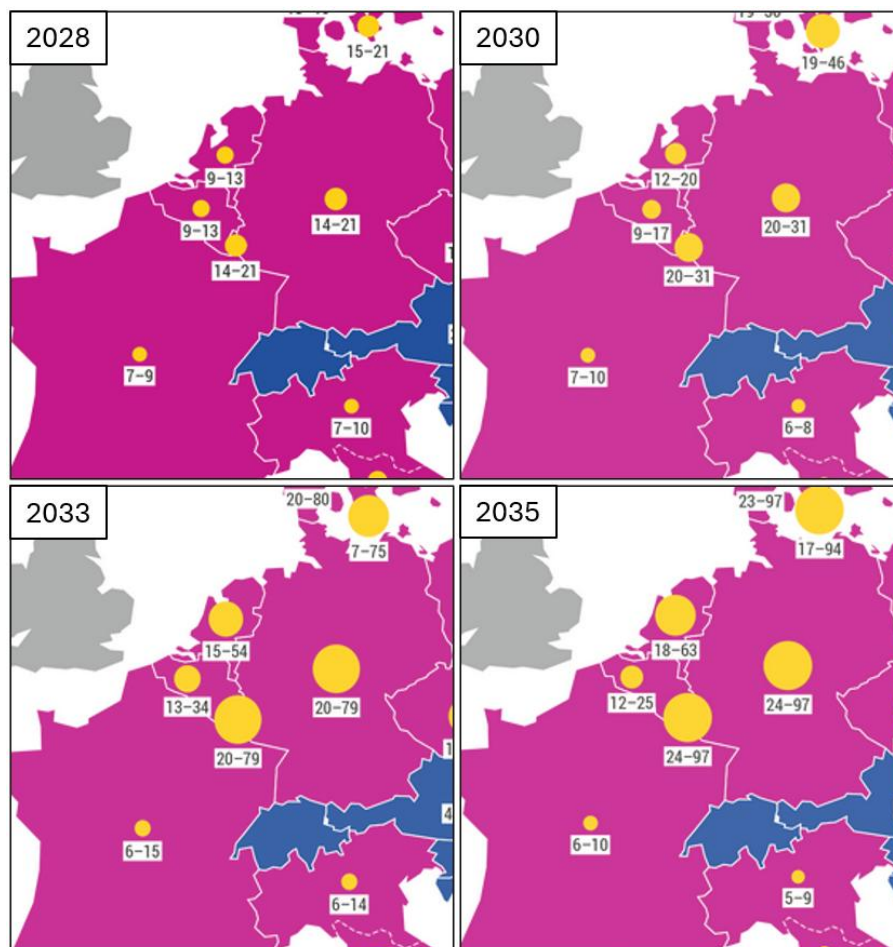


Abbildung 13. LOLE Werte für die Betrachtungszeiträume 2028 bis 2035 (Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [11])

ENTSO-E leitet aus den Ergebnissen des ERAA 2025 ab, dass zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein werden, um die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dazu zählen insbesondere verlässliche Investitionsbedingungen für flexible Kapazitäten, der weitere Ausbau von Speichern und nachfrageseitiger Flexibilität sowie geeignete regulatorische Rahmenbedingungen zur Unterstützung von Investitionen in gesicherte Leistung. Damit stellt der ERAA 2025 die bislang deutlichste Warnung dar, dass marktgetriebene Investitionen allein möglicherweise nicht ausreichen, um die zukünftigen Versorgungssicherheitsrisiken in Europa zu begrenzen.

3.2.2 Deutschland: Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur

Der aktuelle *Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität* der Bundesnetzagentur wurde im Jahr 2025 veröffentlicht und untersucht die Versorgungssicherheit in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone bis zum Jahr 2035. Im Vergleich zum Vorgängerbericht, der den Zeitraum 2025 bis 2031 betrachtete, erweitert die Analyse den Betrachtungshorizont deutlich und berücksichtigt die weiter fortschreitende Transformation des Energiesystems hin zu einer weitgehend klimaneutralen Stromversorgung. Die Untersuchungen basieren auf den energiepolitischen Zielen Deutschlands und der Europäischen Union sowie auf Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien, der Netzinfrastuktur, der Nachfrageflexibilität und neuer steuerbarer Erzeugungskapazitäten.

Wie bereits im vorherigen Bericht kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch zukünftig gewährleistet werden kann. Im Unterschied zum Bericht von 2023 wird jedoch deutlich stärker hervorgehoben, dass hierfür zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind. Während der vorherige Bericht vor allem feststellte, dass die Stromversorgung bei Umsetzung der geplanten Ausbaupfade und des Kohleausstiegs bis 2030 gesichert bleibt, quantifiziert der neue Bericht erstmals den zusätzlichen Bedarf an steuerbaren Kapazitäten. Im sogenannten Zielszenario werden bis 2035 zusätzliche steuerbare Kapazitäten in Höhe von rund 22 GW benötigt. In Szenarien mit Verzögerungen beim Ausbau erneuerbarer Energien, der Netzinfrastuktur oder der Flexibilisierung des Stromverbrauchs steigt dieser Bedarf auf bis zu 36 GW an.

Der Bericht untersucht verschiedene Entwicklungspfade des Energiesystems. Das Zielszenario geht davon aus, dass die gesetzlichen Ausbauziele für erneuerbare Energien, Speicher, Netze und Flexibilitätsoptionen erreicht werden. Unter diesen Voraussetzungen bleibt die Versorgungssicherheit gewährleistet. Gleichzeitig zeigt die Analyse jedoch, dass die sichere Stromversorgung zunehmend von der Verfügbarkeit neuer steuerbarer Leistung abhängig wird. Als wesentliche Technologien werden insbesondere neue Gaskraftwerke genannt, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können. Darüber hinaus gewinnen Nachfrageflexibilität, Speichertechnologien und der europäische Stromhandel weiter an Bedeutung.

Eine weitere wichtige Erkenntnis des Berichts besteht darin, dass Verzögerungen bei der Energiewende erhebliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben können. Während der Bericht von 2023 primär von einer erfolgreichen Umsetzung der politischen Ziele ausging, analysiert der Bericht 2025 explizit Szenarien mit verzögertem Ausbau von Erzeugungs-, Speicher- und Netzkapazitäten. In diesen Szenarien können bereits um das Jahr 2030 Situationen auftreten, in denen der Strommarkt die Nachfrage nicht vollständig decken kann und zusätzliche Reserven außerhalb des Marktes benötigt werden.

Wie bereits im Vorgängerbericht wird die Bedeutung des europäischen Strombinnenmarktes hervorgehoben. Der grenzüberschreitende Stromhandel trägt wesentlich dazu bei, regionale Knappheitssituationen auszugleichen und die Versorgungssicherheit kosteneffizient zu unterstützen.

Zusammenfassend bestätigt der Bericht 2025 die grundlegende Aussage des vorherigen Versorgungssicherheitsberichts, dass die Stromversorgung in Deutschland auch nach dem Kohleausstieg gesichert werden kann. Im Vergleich zur Vorgängerstudie fällt die Bewertung jedoch deutlich konkreter und zugleich warnender aus. Während der Bericht von 2023 vor allem die Machbarkeit der Energiewende unter den angenommenen Rahmenbedingungen hervorhob, identifiziert der Bericht 2025 einen konkreten Bedarf an zusätzlichen steuerbaren Kapazitäten und macht deutlich, dass die Versorgungssicherheit künftig wesentlich von erfolgreichen Investitionen in neue Kraftwerke, Speicher, Flexibilitätsoptionen und den Netzausbau abhängen wird (siehe Kapitel 3.3.4).

3.2.3 Belgien: Adequacy & Flexibility Study der Elia

Die im Jahr 2025 veröffentlichte Studie *Adequacy and Flexibility Study for Belgium (2026–2036)* von Elia analysiert die Versorgungssicherheit und den Flexibilitätsbedarf des belgischen Stromsystems für den Zeitraum 2026 bis 2036 [13]. Wie die Vorgängerstudie basiert die Analyse auf einer detaillierten Modellierung des belgischen und europäischen Stromsystems und untersucht sowohl die langfristige Adequacy der Erzeugungskapazitäten als auch die Fähigkeit des Systems, auf kurzfristige Schwankungen von Angebot und Nachfrage zu reagieren. Die Studie orientiert sich dabei an den europäischen Klimazielen, den belgischen Energie- und Klimaplänen sowie den Vorgaben der europäischen Resource-Adequacy-Methodik.

Wie bereits in der vorherigen Studie wird die Unterscheidung zwischen *Resource Adequacy* und Flexibilität als wesentlich für das Verständnis der zukünftigen Herausforderungen des Stromsystems hervorgehoben. Während die Versorgungssicherheit weiterhin als grundsätzlich gewährleistet angesehen wird, verschiebt sich der Fokus der neuen Studie stärker auf die Herausforderungen der Systemtransformation. Elia betont insbesondere die zunehmende Bedeutung von Flexibilität, da der Ausbau erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung von Verkehr und Wärme sowie das Wachstum von Rechenzentren die Anforderungen an das Stromsystem grundlegend verändern. Gleichzeitig zeigt die Studie, dass die Aktivierung von Flexibilität bei Endverbrauchern deutlich langsamer erfolgt als noch in der Vorgängerstudie angenommen wurde.

Ein wesentlicher Unterschied zur Studie von 2023 betrifft die Entwicklung der Stromnachfrage. Während die frühere Analyse von einer raschen Elektrifizierung der Industrie ausging, wurden die Annahmen im neuen Bericht nach unten korrigiert. Hintergrund sind die zuletzt rückläufige industrielle Stromnachfrage sowie Verzögerungen bei verschiedenen Elektrifizierungsprojekten. Gleichzeitig bestätigt die Studie jedoch das starke Wachstum des Stromverbrauchs durch Rechenzentren. Auch bei Elektrofahrzeugen wird weiterhin ein deutlicher Anstieg erwartet. Allerdings geht Elia inzwischen davon aus, dass ein geringerer Anteil dieser Fahrzeuge flexibel geladen wird, da sich dynamische Stromtarife und andere Flexibilitätsanreize langsamer verbreiten als ursprünglich angenommen. Dadurch fällt der erwartete Beitrag der Nachfrageseite zur Systemflexibilität geringer aus als in der Vorgängerstudie.

Darüber hinaus berücksichtigt die Studie mehrere Entwicklungen, die seit der Veröffentlichung der vorherigen Analyse eingetreten sind. Hierzu zählen insbesondere Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windenergie in der Princess-Elisabeth-Zone sowie bei geplanten Interkonnektoren zu ande-

ren Nordseeländern. Gleichzeitig wurden durch den belgischen Kapazitätsmarkt zusätzliche Kapazitäten gesichert, darunter neue Batteriespeicher und die Laufzeitverlängerung eines bestehenden Gasturbinenkraftwerks. Diese zusätzlichen Kapazitäten verbessern die kurzfristige Versorgungssicherheit und kompensieren einen Teil der Verzögerungen beim Ausbau anderer Infrastrukturprojekte.

REQUIRED NEW DERATED CAPACITY TO ENSURE BELGIUM'S SECURITY OF SUPPLY

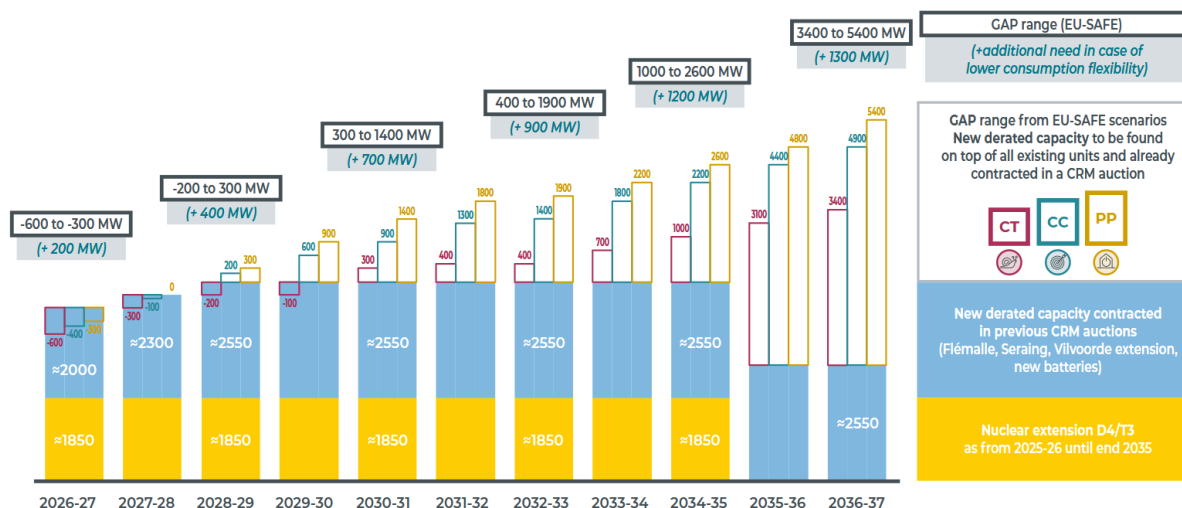


Abbildung 14. Benötigte Kapazität (mit Reduktionsfaktor) im belgischen Stromnetz bis 2037 basierend auf drei Szenarien (langsamere Energietransition, Zielausbau und ein Prosumer-Szenario) (Quelle: [13])

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass Belgien in den kommenden Jahren über ausreichende Kapazitäten verfügt, um die gesetzlichen Versorgungssicherheitsstandards einzuhalten. Dies wird maßgeblich durch die bereits abgeschlossenen CRM-Auktionen sowie die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke Doel 4 und Tihange 3 bis 2035 ermöglicht. Ab etwa 2028 entstehen jedoch in einzelnen Szenarien neue Kapazitätsbedarfe, die sich bis Mitte der 2030er Jahre weiter erhöhen. Für das Jahr 2035 identifiziert Elia, abhängig vom betrachteten Szenario, einen zusätzlichen Bedarf von mehreren Gigawatt gesicherter Leistung. Besonders deutlich wird dabei, dass eine verzögerte Entwicklung von Flexibilität und Speichertechnologien den zukünftigen Kapazitätsbedarf weiter erhöhen würde.

Ein weiterer zentraler Bestandteil der Studie ist die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit bestehender Kraftwerkskapazitäten. Ähnlich wie das *Economic Viability Assessment* des ERAA untersucht Elia die langfristige Wirtschaftlichkeit bestehender thermischer Anlagen. Die Analyse zeigt, dass ohne zusätzliche Unterstützungsmechanismen rund 1.600 MW bestehender thermischer Erzeugungskapazität wirtschaftlich gefährdet wären. Ursache hierfür ist insbesondere das sogenannte „Missing-Money-Problem“, bei dem die Markterlöse nicht ausreichen, um die Fixkosten älterer Kraftwerke zu decken. Elia kommt daher zu dem Schluss, dass der belgische Kapazitätsmarkt weiterhin eine zentrale Rolle spielt, um sowohl bestehende Kapazitäten im Markt zu halten als auch Investitionen in neue Erzeugungs- und Speicherkapazitäten zu ermöglichen.

Im Vergleich zur Vorgängerstudie erhält das Thema Flexibilität deutlich mehr Gewicht. Elia erwartet, dass der Bedarf an Flexibilität bis 2036 um rund 2 bis 2,5 GW zunimmt. Insbesondere die Integration großer Mengen erneuerbarer Energien führt zu häufigeren Perioden mit Stromüberschüssen und negativen Preisen. Flexibilität wird daher nicht mehr nur als Instrument zur Bewältigung von Knappheitssituationen betrachtet, sondern zunehmend auch als Mittel zur effizienten Nutzung überschüssiger erneuerbarer Erzeugung. Die Studie zeigt, dass zusätzliche Flexibilität auf Seiten der Verbraucher die

Systemkosten deutlich senken kann und bis 2036 jährliche Einsparungen von 350 bis 500 Millionen Euro ermöglichen könnte.

Zusammenfassend bestätigt die Studie die zentrale Aussage der Vorgängerstudie, dass die Versorgungssicherheit in Belgien durch den Kapazitätsmarkt, die bestehenden Kraftwerkskapazitäten und den europäischen Stromhandel gewährleistet werden kann. Gleichzeitig fällt die neue Analyse deutlich differenzierter aus und legt einen stärkeren Fokus auf die Herausforderungen der Elektrifizierung, die langsamer als erwartete Entwicklung der Endkundenflexibilität sowie die Notwendigkeit langfristiger Investitionsentscheidungen. Während die Vorgängerstudie vor allem den Bedarf neuer Kapazitäten hervorhob, betont die aktuelle Studie stärker die Bedeutung eines koordinierten Ausbaus von Flexibilität, Speichern, Offshore-Windenergie und grenzüberschreitenden Verbindungen, um die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit des belgischen Stromsystems langfristig zu gewährleisten.

3.2.4 Frankreich: Bilan prévisionnel der RTE

Der im Dezember 2025 veröffentlichte *Bilan prévisionnel 2025–2035* des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE untersucht die Entwicklung des französischen Stromsystems bis 2035 [14]. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie Frankreich seine Abhängigkeit von fossilen Energieträgern reduzieren, die Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Gebäuden vorantreiben und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. RTE bestätigt grundsätzlich die Strategie einer schnellen Elektrifizierung, passt jedoch die Annahmen gegenüber früheren Analysen an die seit 2023 veränderten (energie-)wirtschaftlichen Rahmenbedingungen an.

Ein wesentlicher Unterschied zum vorherigen Bilan prévisionnel besteht in der nach unten korrigierten Stromnachfrage. RTE berücksichtigt damit die bislang langsamere Elektrifizierung, das ungünstigere makroökonomische Umfeld sowie die dauerhaften Verbrauchsrückgänge infolge der Energiekrise. Im Pfad einer schnellen Dekarbonisierung steigt der Stromverbrauch bis 2035 dennoch auf rund 580 TWh (siehe Abbildung 15). Im Pfad einer langsameren Dekarbonisierung erreicht er dagegen lediglich etwa 505 TWh. RTE betont, dass der tatsächliche Verbrauchsanstieg wesentlich davon abhängt, ob die zahlreichen angekündigten Elektrifizierungs- und (Re-)Industrialisierungsprojekte tatsächlich umgesetzt werden.

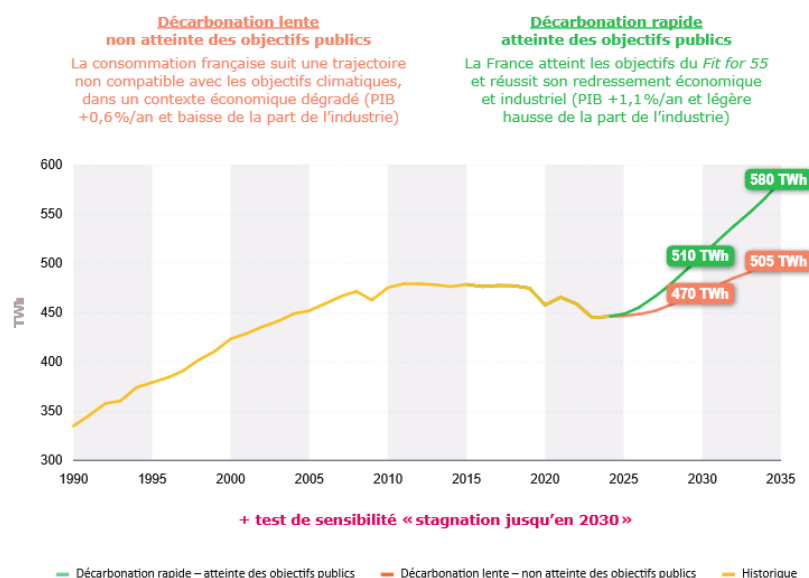


Abbildung 15. Entwicklungspfade des Stromverbrauchs im Bilan prévisionnel 2025 (Quelle: [14])

Frankreich hat über die letzten Jahre seine CO₂-armen Stromerzeugung deutlich gesteigert. Die Kernenergie hat sich seit von den niedrigen Produktionszahlen 2022/23 erholt, während der Ausbau von Wind- und Solarenergie fortgesetzt wurde. Dadurch steht derzeit eine umfangreiche, weitgehend dekarbonisierte Stromerzeugung zur Verfügung. RTE bewertet diese Situation grundsätzlich als Vorteil, da zusätzliche Strommengen für die Elektrifizierung neuer Anwendungen verfügbar sind. Die Versorgungssicherheit ist nach Einschätzung von RTE in den kommenden Jahren gewährleistet und liegt deutlich innerhalb des französischen Zuverlässigkeitsstandards. Die zentrale Herausforderung liegt daher weniger in einem Mangel an Erzeugungskapazität als in der zeitlichen Abstimmung zwischen Stromproduktion und Verbrauchsentwicklung, sowie der entsprechend notwendigen Netzinfrastruktur. Bleibt die Elektrifizierung hinter den Erwartungen zurück, kann eine längerfristige Überkapazität entstehen. In diesem Fall müssten die Fixkosten des Stromsystems auf eine geringere Verbrauchsmenge verteilt werden, wodurch die durchschnittlichen Systemkosten steigen. Gleichzeitig könnten Kernenergie und erneuerbare Energien zunehmend um begrenzte Absatzmöglichkeiten konkurrieren. Vor diesem Hintergrund misst RTE der Flexibilität eine wachsende Bedeutung bei. Verbrauchssteuerung, Batteriespeicher und die Modulationsfähigkeit der Kernkraftwerke sollen dazu beitragen, Erzeugung und Stromnachfrage zeitlich besser aufeinander abzustimmen. Diese Instrumente können die technische Integration der CO₂-armen Stromerzeugung verbessern, lösen jedoch nicht allein das wirtschaftliche Problem einer dauerhaft schwachen Nachfrage.

Ein weiterer Schwerpunkt des Berichts liegt auf dem Stromnetz. RTE warnt davor, dass Netzanschlüsse und Netzkapazitäten früher zum begrenzenden Faktor der Elektrifizierung werden könnten als die Verfügbarkeit von Stromerzeugung. Daher sollen reife und glaubwürdige Projekte bei der Vergabe von Anschlusskapazitäten stärker priorisiert und die Netzinvestitionen enger an die tatsächliche Realisierung der Projekte angepasst werden.

Zusammenfassend kommt RTE zu dem Ergebnis, dass Frankreich über eine günstige Ausgangslage für die Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit verfügt. Entscheidend ist jedoch, dass der Ausbau der CO₂-armen Stromerzeugung, die Elektrifizierung des Verbrauchs und der Netzausbau zeitlich besser aufeinander abgestimmt werden. Im Vergleich zur vorherigen Analyse verschiebt sich der Fokus damit von der Frage ausreichender Erzeugungskapazitäten hin zur tatsächlichen Nutzung der verfügbaren Strommengen und zur effizienten Koordination der Transformation.

3.3 Regulatorischer und institutioneller Rahmen für die marktseitige Versorgungssicherheit

Im Folgenden werden verschiedene Aspekte des regulatorischen und institutionellen Rahmens für die marktseitige Versorgungssicherheit beleuchtet, die vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen besonders wichtig erscheinen, nicht jedoch als umfassend oder abschließend zu verstehen sind.

3.3.1 Planungs- und Investitionssicherheit im Stromsystem

Angesichts der dynamischen Entwicklung des luxemburgischen Stromsystems gewinnt die Frage nach einer langfristig belastbaren Planungsgrundlage zunehmend an Bedeutung. Die hohe Anzahl an Anschlussanfragen für neue Erzeugungsanlagen, Speicher, Rechenzentren und weitere Großverbraucher deutet darauf hin, dass die tatsächliche Entwicklung des Stromsystems teilweise deutlich von denen im aktuellen Nationalen Energie- und Klimaplan (PNEC) angenommenen Ausbaupfaden abweicht. Im

Bereich der erneuerbaren Energien liegen die Projektanfragen deutlich über den im PNEC vorgesehenen Zielwerten, was auf eine beschleunigte Transformation des Energiesystems hinweist. Auf Seiten des Verbrauchs haben sich seit der letzten Überarbeitung die Bedürfnisse und Rahmenbedingungen verändert: Batteriespeicher entwickeln sich zunehmend zu einem zentralen Bestandteil des Stromsystems und können sowohl zur Integration erneuerbarer Energien als auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität beitragen; und die steigende Anzahl geplanter Rechenzentren führt zu neuen Lastprofilen und zusätzlichen Anforderungen an die Netz- und Infrastrukturplanung. Diese Entwicklungen waren zum Zeitpunkt der Erstellung des aktuellen PNEC nur eingeschränkt absehbar und werden daher in den bestehenden Szenarien nicht vollständig berücksichtigt.

Vor diesem Hintergrund bietet die geplante Aktualisierung des PNEC 2028 die Möglichkeit, denen jüngsten Entwicklungen des Stromsystems durch entsprechende Szenarien und Modellierungen Rechnung zu tragen. Dabei sollten insbesondere die hohe Dynamik beim Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Bedeutung von Batteriespeichern, die Entwicklung neuer Verbrauchssektoren wie Rechenzentren, sowie die Anforderungen hinsichtlich Resilienz und Sicherheit der Stromversorgung berücksichtigt werden.

Ein realitätsnaher und zugleich ambitionierter PNEC stellt eine wesentliche Voraussetzung für die erfolgreiche Transformation des Energiesystems dar. Er schafft Transparenz über die erwartete Entwicklung von Erzeugung, Verbrauch, Flexibilität und Netzinfrastruktur und dient damit als zentrale Orientierung für Netzbetreiber, Projektentwickler, Investoren und Verbraucher. Eine Aktualisierung der Planungsgrundlagen entsprechend der tatsächlichen Marktentwicklungen trägt dazu bei, Unsicherheiten zu reduzieren, Investitionen gezielter zu lenken, und somit die Planungs- und Investitionssicherheit aller Akteure im Stromsystem, und damit auch die Versorgungssicherheit, zu stärken.

Ergänzend sind auch weitere spezifischere Initiativen relevant, wie zum Beispiel die im Jahr 2025 veröffentlichte Speicherstrategie des Ministeriums für Wirtschaft, die Hemmnisse bei der Umsetzung von Speicherprojekten identifiziert und die Ambitionen der Regierung im Bereich der Stromspeicherung – auch hinsichtlich des Beitrags zur Versorgungssicherheit und Netzdienlichkeit – definiert. Um diesen Zielsetzungen gerecht zu werden, sollte der konstruktive Dialog mit dem Sektor fortgeführt und die in der Speicherstrategie vorgesehenen Maßnahmen konsequent umgesetzt werden.

Ähnlich dazu wird das für Juli 2026 durch das ILR zu veröffentlichende Flexibility Needs Assessment (FNA) dazu beitragen, den zukünftigen Flexibilitätsbedarf Luxemburgs zu bestimmen, um z.B. durch Speicher, Lastmanagement oder andere nicht-fossile Lösungen die Integration erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gemäß der Verordnung (EU) 2024/1747 ist innerhalb von sechs Monaten nach Veröffentlichung auf dieser Grundlage ein indikatives nationales Ziel für nicht-fossile Flexibilität festzulegen.

Übergreifend ist wichtig, dass die verschiedenen Strategien, Initiativen und Instrumente eng miteinander verzahnt werden. Nur durch ein kohärentes Zusammenspiel können klare und konsistente Signale zur Stärkung der Planungs- und Investitionssicherheit im Stromsystem geschaffen werden.

3.3.2 Marktintegration und Erhöhung der Steuerbarkeit von Verbrauchern und Produktionsanlagen

Ein zentrales Element zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien und Stärkung der Versorgungssicherheit sind Anreize für flexible Einspeisung und Nachfrage, die die tatsächlichen Kosten von Stromerzeugung, Netzbelastung und Knappheit besser abbildet. In diesem Zusammenhang spielen dynamische Energiepreise und dynamische Netztarife, gekoppelt mit neuen technischen Möglichkeiten zur Steuerung von Verbrauch und Produktion, eine wichtige Rolle.

In Luxemburg wurden Stromlieferanten mit mehr als 15.000 Kunden verpflichtet, dynamische Strompreise anzubieten, die sich am EPEX Day-Ahead Großhandelspreis der deutsch-luxemburgischen Gebotszone orientieren. Auf der Produktionsseite werden Anlagen zunehmend marktorientiert vergütet, so wie zum Beispiel durch Marktprämienmodelle und zukünftig so genannte Contracts for Difference. Bei kleinen Anlagen erfolgt die Förderung heute hauptsächlich durch Investitionshilfen anstelle von fixen Einspeisevergütungen, so dass ein Anreiz (bzw. je nach Anlage eine Verpflichtung) besteht auf Preissignale zu reagieren, indem zum Beispiel die Anlage bei Negativpreisstunden abgeschaltet wird. Ziel ist es, systemische Überangebotssituationen effizient zu adressieren, Fehlanreize zu vermeiden und die Stabilität des Stromsystems auch bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu sichern.

Ein weiterer zentraler Baustein ist die Reform der Netztarife, die darauf abzielt, netzdienliche Preissignale zu setzen. Stärker kapazitätsbasierte Netztarife wurden bereits Anfang 2025 in der Niederspannung eingeführt, und sind für die Mittel- und Hochspannung derzeit in Vorbereitung. Sie sollen dazu beitragen, Lastspitzen zu reduzieren und Infrastrukturen effizienter zu nutzen (siehe dazu Kapitel 4.4).

Zur Umsetzung der oben genannten dynamischen Preissignale spielt die hohe Durchdringung mit Smart Metern in Luxemburg eine wichtige Rolle, da nur dann eine entsprechende Abrechnung erfolgen kann. Gerade im Zusammenspiel mit Batteriespeichern oder Energiemanagementsystemen kann somit ein wertvoller Beitrag zu systemdienlichem Verhalten geleistet werden.

Auch auf Seiten der Produktionsanlagen spielen Marktsignale und Steuerbarkeit eine wichtige Rolle, damit diese in Zeiten mit Stromüberschuss gedrosselt und andererseits in Zeiten von Produktionsknappheit soweit möglich Strom produzieren werden können. Da die meisten in Luxemburg errichteten Produktionsanlagen eine staatliche Förderung erhalten, ist es wichtig im reglementarischen Rahmen und bei der kontraktuellen und technischen Umsetzung entsprechende Anreize bzw. Verpflichtungen vorzusehen.

Für größere Anlagen kann zusätzlich auf den Regelenenergiemarkt hingewiesen werden. Seit 2020 ist die Integration des Frequency Containment Reserve (FCR)-Marktes in Luxemburg umgesetzt, die Integration der Frequency Restoration Reserve (aFRR und mFRR) wurde Anfang 2025 erfolgreich abgeschlossen und eröffnet dadurch zusätzliche Flexibilitätspotenziale im System.

3.3.3 Internationale Zusammenarbeit

Die Stromversorgung Luxemburgs erfolgt zu großen Teilen aus dem Ausland, so dass die Funktionalität der europäischen Energiemärkte erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit Luxemburgs hat. Eine möglichst enge Einbindung in Diskussions- und Entscheidungsprozesse auf europäischer, regionaler und bilateraler Ebene ist daher unabdingbar, sowohl auf Ebene der Regierungen, Regulierer, Netzbetreiber und gegebenenfalls auch Versorger und Endkunden. Der gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland kommt dabei eine besondere Rolle zu, da verschiedene Dienstleistungen zur Sicherung

der Stromversorgung, so wie zum Beispiel die Regelenergie und Schwarzstartfähigkeit, aufgrund der Größe und geringen steuerbaren Produktionskapazität Luxemburgs (siehe Kapitel 3.1.2) durch Deutschland übernommen werden. Da Luxemburg außerdem hinsichtlich der Verfügbarkeit von Produktionsanlagen ein strukturelles Defizit aufweist, und sich auch in der gemeinsamen Gebotszone ein solches Defizit andeutet, sollte die Zusammenarbeit besonders auch in diesem Bereich vertieft werden, anschließend an das nachfolgend diskutierte Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätenengesetz.

3.3.4 Deutsches Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätenengesetz

Mit dem im Jahr 2026 vorgelegten Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätenengesetz (StromVKG) verfolgt die deutsche Bundesregierung das Ziel, die Versorgungssicherheit während der fortschreitenden Transformation des Energiesystems langfristig sicherzustellen. Mit dem Gesetz werden Ausschreibungen für neue steuerbare Kapazitäten eingeführt, die technologieoffen ausgestaltet sind und sowohl Kraftwerke als auch Speicher umfassen. In einer ersten Phase sollen bis 2031 insgesamt 11 GW zusätzliche Kapazitäten beschafft werden. Gleichzeitig dient das StromVKG als Übergangslösung bis zur Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes, der langfristig die Versorgungssicherheit absichern soll.

Kapazitätsmärkte stellen ein ergänzendes Marktdesign im Stromsystem dar, bei dem neben der tatsächlich erzeugten Energie auch die Bereitstellung gesicherter Leistung vergütet wird. Ziel ist es, ausreichend steuerbare Kapazitäten wirtschaftlich abzusichern und im Markt zu halten, sodass sie auch in Zeiten geringer erneuerbarer Einspeisung zur Deckung der Nachfrage beitragen können. Kapazitätsmärkte werden insbesondere dann eingeführt, wenn reine Energiemärkte nicht mehr ausreichende Investitionsanreize für gesicherte Leistung bieten und dadurch Versorgungssicherheitsrisiken entstehen können.

Obwohl das StromVKG zunächst ein nationales deutsches Gesetz ist, hat es Bedeutung für die gesamte deutsch-luxemburgische Gebotszone. So orientiert sich die Bedarfsbestimmung des Gesetzes ausdrücklich am Zuverlässigkeitsstandard der gemeinsamen Gebotszone (siehe Kapitel 3.2). Die im Rahmen des StromVKG zu beschaffenden Kapazitäten dienen daher nicht ausschließlich der Absicherung Deutschlands, sondern tragen zur Versorgungssicherheit des gesamten gemeinsamen Marktgebiets bei. Die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs selbst erfolgt auf Grundlage europäischer Vorgaben und berücksichtigt die erwarteten Lastunterdeckungen innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone als Ganzes. Diese Betrachtungsweise ist insbesondere vor dem Hintergrund der in Kapitel 3.2 beschriebenen Ergebnisse der jüngsten Adequacy-Analysen von Bedeutung, die für die deutsch-luxemburgische Gebotszone erhöhte Risiken in der Stromversorgung identifizieren. Das StromVKG stellt die regulatorische Antwort auf diese identifizierten Kapazitätsbedarfe dar.

Für Luxemburg ist dabei besonders relevant, dass die Versorgungssicherheit somit explizit vom regulatorischen Rahmen in Deutschland und somit außerhalb der eigenen Landesgrenzen beeinflusst wird. Gleichzeitig profitiert Luxemburg von den Skaleneffekten eines großen gemeinsamen Strommarktes, der eine effizientere Nutzung von Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätsressourcen ermöglicht. Vor dem Hintergrund dieser engen Vermaschung der deutschen und luxemburgischen Stromsysteme ist festzuhalten, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen den zuständigen Ministerien, Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden in Deutschland und Luxemburg zur verbindlichen Festlegung der Ausgestaltungs- und Umsetzungsmodalitäten des Kapazitätsmechanismus unter Berücksichtigung der gemeinsamen Gebotszone benötigt wird. Der Staatsvertrag zwischen dem Großherzogtum

Luxemburg und dem Land Rheinland-Pfalz vom 10. Juli 1958 [15], das Memorandum zwischen Deutschland und Luxemburg aus dem Jahr 2021 über den Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung [16], sowie die Verträge zwischen den Netzbetreibern Amprion und Creos stellen hierfür eine gute Basis dar.

Zusammenfassend markiert das StromVKG einen wichtigen Wendepunkt in der deutschen Versorgungssicherheitspolitik und stellt einen wesentlichen Baustein zur langfristigen Sicherung der Stromversorgung in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone dar.

4 Netzseitige Versorgungssicherheit

Netze sind ein wesentlicher Baustein für die Versorgungssicherheit. Einerseits braucht Luxemburg ein starkes Übertragungsnetz, um hohe Importbedarfe zu decken und in Zukunft zeitweise überschüssige 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.

Während Netzkapazitäten *zwischen* Marktgebieten bereits in den Resource Adequacy Analysen des Kapitels 3.2 berücksichtigt wurden, sind Netzkapazitäten *innerhalb* der Marktgebiete, und speziell zwischen Deutschland und Luxemburg sowie innerhalb Luxemburgs, per Definition nicht für den Markt sichtbar. Sie 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.¹⁰

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Entwicklung der Versorgungsunterbrechungen in Luxemburg zwischen den Jahren 2017 und 2025.

Anzahl der Versorgungsunterbrechungen		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
geplante Ausfälle		465	541	450	433	685	840	1101	1388	1529
ungeplante Ausfälle	Wetterverhältnisse	15	27	9	22	32	21	35	52	66
	höhere Gewalt	6	2	3	0	106	0	0	0	0
	Schäden durch Dritte	214	238	247	236	351	371	436	589	399
	interne Ursachen	235	237	247	236	351	347	356	367	389
	vorgelagertes Netz	2	0	2	4	2	1	0	1	3
	nachgelagertes Netz	18	54	15	31	49	83	26	68	71
Ausfälle insgesamt		955	1099	973	974	1573	1663	1954	2465	2457
SAIFI (ungeplant)		0,26	0,35	0,35	0,26	0,33	0,39	0,29	0,21	0,18
SAIDI (ungeplant)		21,3	23,8	27,3	16,6	13,9	20,6	13,1	13,44	11,67

Tabelle 3. Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit zwischen 2017 und 2025 [Quelle: ILR]

¹⁰ Es sei hier auf den konzeptuellen Zusammenhang mit den auf Seite 20 beschriebenen Kennzahlen verwiesen.

Seit 2023 ist bei den geplanten Ausfällen im Vergleich zu den Vorjahren ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Nach Angaben von Creos ist dieser überwiegend auf die stark gestiegene Zahl an Anschlussanfragen sowie den beschleunigten Ausbau von Photovoltaikanlagen zurückzuführen, die bei den vorbereitenden Arbeiten kurzfristige geplante Abschaltungen notwendig machen.

Die Kunden waren gemäß SAIFI im Durchschnitt etwa einmal innerhalb von fünf Jahren von einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung betroffen. Dabei zeigen sich zwar gewisse Schwankungen des SAIFI zwischen den Jahren, dieser liegt im betrachteten Zeitraum aber grundsätzlich auf vergleichbarem und im internationalen Vergleich sehr niedrigen Niveau. Das gilt auch für den SAIDI, der im selben Zeitraum zwischen 10 und 20 Minuten pro Jahr schwankte.

Besonders relevant bei der Betrachtung sind langanhaltende Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl betroffener Kunden. 2019 sind solche Unterbrechungen mit Einzelfallcharakter aufgetreten, die zu einem vergleichsweise hohen SAIDI geführt haben. In den letzten Jahren ist diese Kennzahl trotz Anstieg der in Summe aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen aufgrund kürzerer Unterbrechungsdauern aber deutlich gesunken.

Infolge des erhöhten SAIDI in 2019 hatte das Ministerium vor allem Verbesserungen hinsichtlich Kommunikationseinrichtungen und unterbrechungsfreier Stromversorgungen (USV) sowie Personalschulungen angeregt. Im Rahmen 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 16 schematisch dargestellt, verfügt Luxemburg über direkte Netzanschlüsse mit allen drei Nachbarländern. Das Netz der öffentlichen Versorgung ist aktuell über zwei 220-kV-Doppelleitungen mit einer nominalen Gesamtübertragungskapazität von $2 \times 732 + 2 \times 490 = 2444 \text{ MVA}$ mit dem benachbarten deutschen Übertragungsnetz (Schaltanlagen Bauler, Quint und Niederstedem) 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 Südwesten 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.

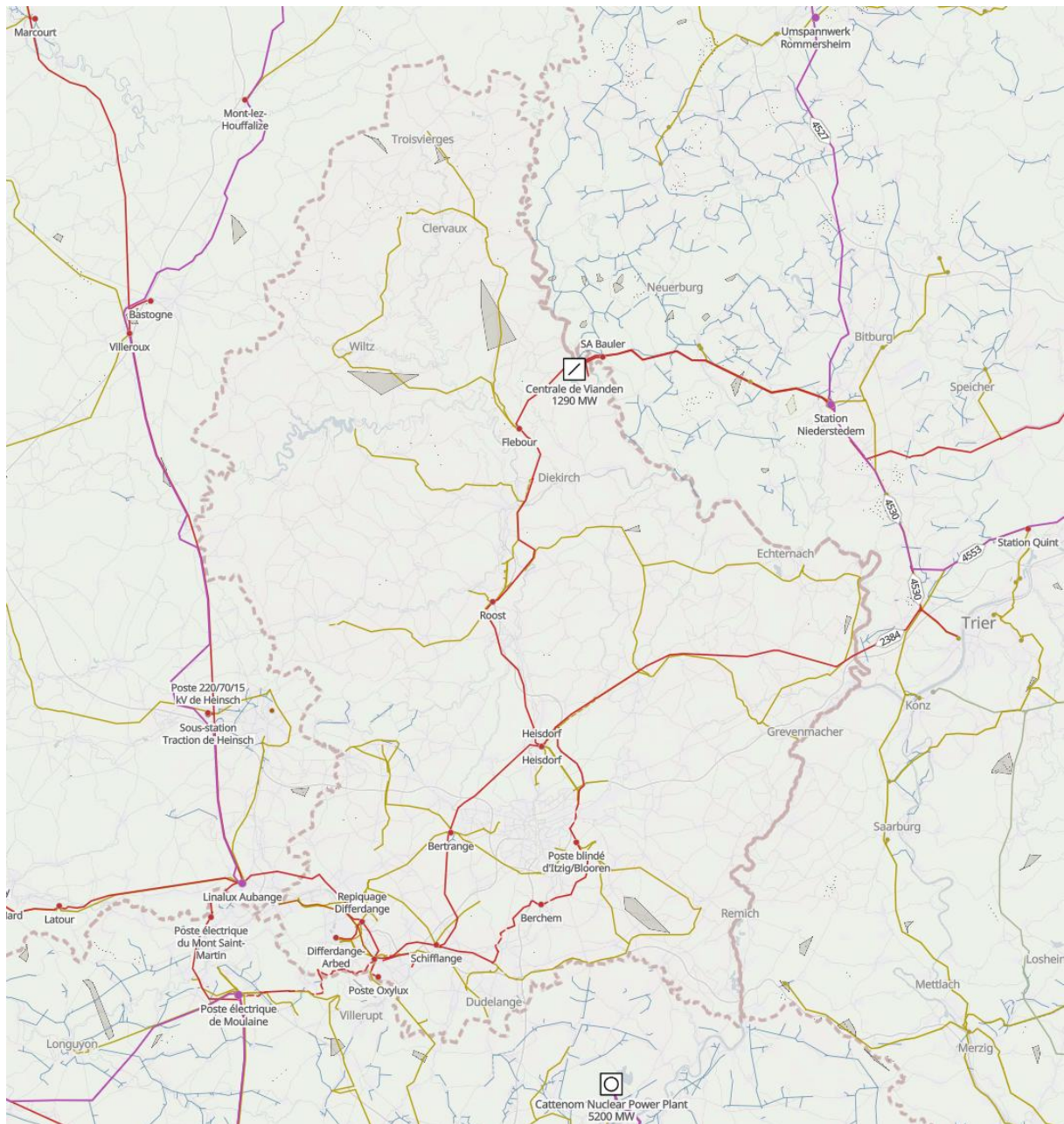


Abbildung 16. Netzstruktur der Hochspannung in Luxemburg und der umliegenden Grenzregion (Leitungen in Rot: 220 kV, Leitungen in Lila: 380-400 kV) [Quelle: Open Infrastructure Map]

Aus heutiger Sicht ist es möglich, die Spitzenlast im Netz der öffentlichen Versorgung (818 MW im Jahr 2025) durch entsprechende Leistungsimporte aus dem benachbarten deutschen Übertragungsnetz zu decken. Dies gilt nicht nur für den Normalbetrieb, sondern auch für den auslegungsrelevanten Fall von Nichtverfügbarkeiten bestimmter Netzelemente. Hierbei wird auch das relevante Risiko eines Mastbruchs auf einer der Doppelleitungen in Richtung Deutschland berücksichtigt, was im Sinne der Kuppelleitungsstromkreise eine (N-2)-Sicherheit bedeutet und in einer gesicherten Leistung von 980 MVA resultiert. Dass diese Sicherheit vor dem Hintergrund der geringen gesicherten inländischen Stromproduktionskapazität für Luxemburg strategische Bedeutung hat, wurde durch den Tornado vom 9. August 2019 eindrücklich bewiesen.

Die Importkapazität von maximal 980 MVA aus Deutschland ist nach heutigem Stand auch vertraglich zwischen Creos und Amprion vereinbart. Die Beschränkung bezieht sich auf die durch Amprion für Creos erbrachten Systemdienstleistungen, wohingegen innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone nach den Regeln des EU-Binnenmarkts grundsätzlich von einer engpassfreien Übertragung ausgegangen wird. Vor dem Hintergrund der Ausbaupläne an der deutsch-luxemburgischen Grenze, und den dadurch erhöhten Importkapazitäten, sollte die vertragliche Regelung für den Leistungsbezug aus dem Übertragungsnetz der Amprion allerdings zeitnah überprüft und angepasst werden.

Der maximalen gesicherten Importkapazität steht eine dynamische Entwicklung der Stromnachfrage und des Importbedarfs gegenüber, die in Kapitel 3.1.1 diskutiert wurden, und zusammengefasst in der nachfolgenden Abbildung dargestellt sind. Die Erhöhung der Importkapazität aus Deutschland durch das Projekt 380 im Jahr 2030 wird in Kapitel 4.2.3.2 im Detail diskutiert.

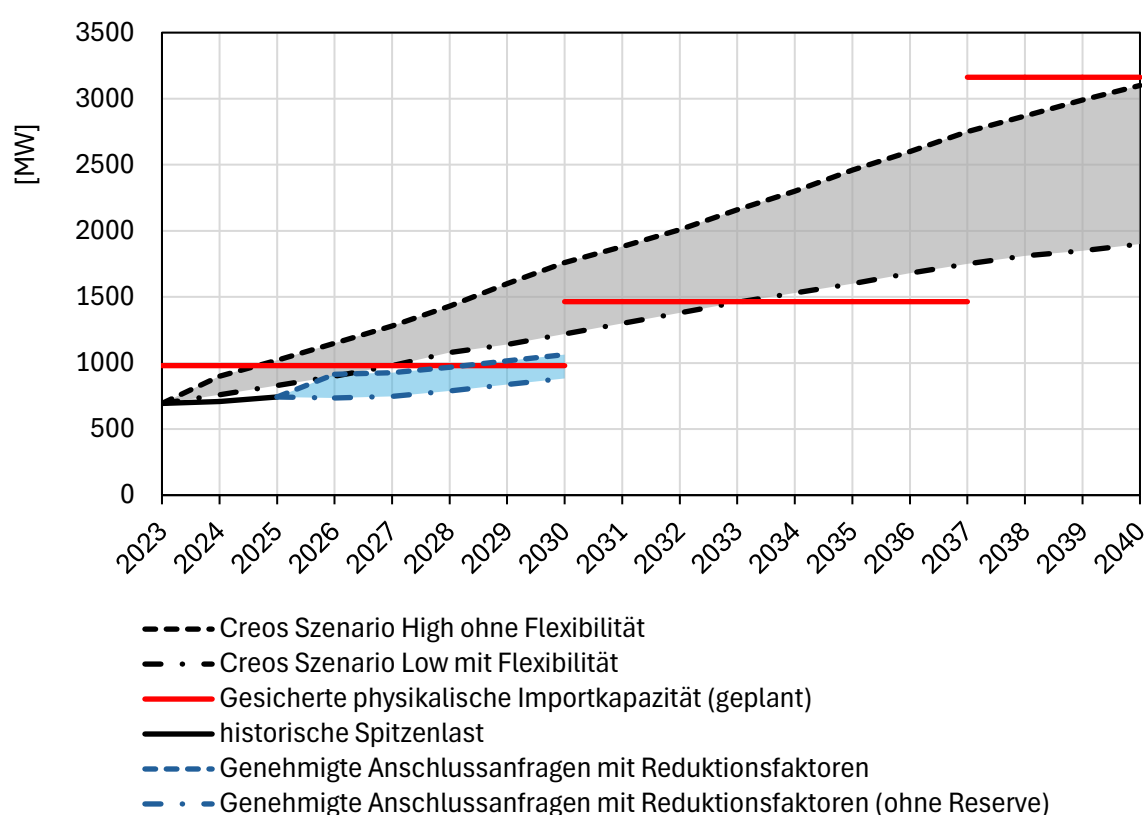


Abbildung 17. Entwicklung der Importspitze und verfügbaren Importkapazität [Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Creos (Stand Juni 2026)]

Zusätzlich zur Anbindung des Creos-Netzes an Deutschland wurde Ende 2017 zur dauerhaften Verbindung mit Belgien auf Höchstspannungsebene ein Phasenschiebertransformator in Schiffflange in Betrieb genommen. In einer Testphase wurden unter anderem die betrieblichen Grenzleistungsflüsse definiert (300 MVA in Import- sowie 180 MVA in Exportrichtung), die allerdings keinen vertraglich gesicherten Leistungsbezug aus Belgien implizieren und daher auch nicht in die Leistungsabsicherung Luxemburgs eingerechnet werden können. Gleichzeitig ist aber durch betriebliche Planungsvorgänge auch nicht mit einer zusätzlichen Belastung durch Exporte in Richtung Belgien zu Spitzenlastzeiten in Luxemburg zu rechnen. Die ursprüngliche Planung sah vor, aus dem Probetrieb 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 (siehe Kapitel 5 für eine modellbasierte Analyse der Wichtigkeit des Interkonnektors).

Zusammenfassend verfügt Luxemburg über eine im Vergleich zur Last sehr starke grenzüberschreitende Netzanbindung, die grundsätzlich eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet. Gleichzeitig zeigen aktuelle Analysen, dass die Auslastung der Interkonnektoren in Stresssituationen bereits heute sehr hoch ist und künftig durch das erwartete Lastwachstum weiter zunehmen wird. Besonders die dynamische Entwicklung neuer Großverbraucher wie Rechenzentren sowie Batteriespeicher führt dazu, dass die verfügbare Netzkapazität zunehmend unter Druck geraten könnte. Damit rückt einerseits die Frage in den Fokus, wie verbleibende Netzanschlusskapazitäten effizient und systemgerecht genutzt und vergeben werden können. Diese regulatorischen Fragestellungen werden im Kapitel 4.4 näher behandelt. Andererseits ist klar, dass Netzausbau die zentrale und langfristig wirksamste Lösung darstellt, um die im PNEC anvisierten und in Abbildung 17 dargestellten Entwicklungen auf Übertragungsnetzebene zu ermöglichen. Diesem Aspekt wird in Kapitel 4.3.3.2 nachgegangen.

4.2.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Die Altersstruktur der Netze ist ein wichtiger Indikator für das Risiko von Versorgungsunterbrechungen im Stromsystem, insbesondere durch den Vergleich mit der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer und die Verknüpfung mit tatsächlichen und geplanten Investitionstätigkeiten. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer stellt dabei allerdings naturgemäß nur einen Durchschnittswert dar und kann im Einzelfall von der tatsächlich sinnvollen technischen Nutzungsdauer abweichen. Tatsächlich erlaubt die Altersstruktur keinen eindeutigen Rückschluss auf den Zustand der Netze und damit auf mögliche Implikationen für die Versorgungssicherheit, da diese z.B. stark von der Wartungsintensität abhängt. 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 18 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.

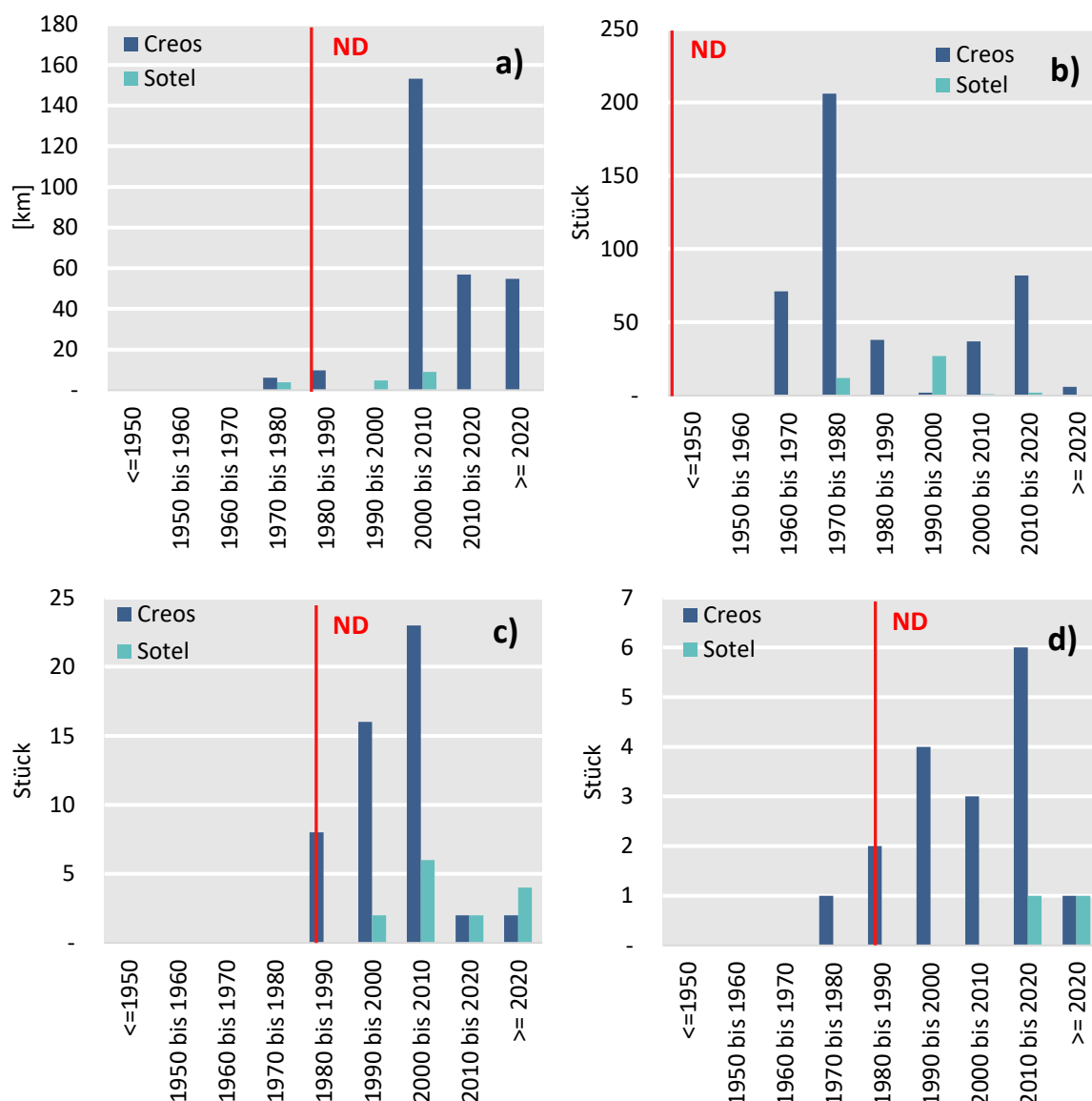


Abbildung 18. Altersmengengerüste der a) Freileitungen, b) Masten, c) Leistungsschalter und Trennschalter und d) Transformatoren bei Creos und Sotel geordnet nach Errichtungsjahr [Quelle: eigene Darstellung]

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 lediglich etwa 4 km die technische Nutzungsdauer.

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.

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.

Bei Creos wurden im vorherigen Bericht insgesamt drei Transformatoren identifiziert, die die angegebene technische Nutzungsdauer (40 Jahre) erreicht hatten. In Zwischenzeit wurde einer dieser Transformatoren ersetzt, wodurch zwei Transformatoren verbleiben, welche in den nächsten Jahren ebenfalls ersetzt werden sollten.

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.

Im Vergleich zu den vorherigen Berichten wurde die Methodik zur Analyse der Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze angepasst, um die Ergebnisse verständlicher darzustellen. In der bisherigen Analyse wurde ein Referenzverlauf der Reinvestitionen auf Basis der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Betriebsmittel abgeleitet. Da eine jahresscharfe Betrachtung die tatsächliche Praxis der Netzbetreiber nur eingeschränkt widerspiegelte, wurden die Referenzwerte anhand von Durchschnittsbildungen über fünf beziehungsweise zehn Jahre ermittelt.

Die neue Analyse verzichtet auf die bisherige rollierende Durchschnittsbetrachtung. Stattdessen wurden die rechnerisch erforderlichen Reinvestitionen aller Betriebsmittel ermittelt, die ihre technisch-

wirtschaftliche Nutzungsdauer bereits überschritten haben. Die daraus resultierenden Kosten wurden dem von den Netzbetreibern für die kommenden zehn Jahre vorgesehenen Budget zur Erneuerung des Netzes gegenübergestellt.

Dabei wurde berücksichtigt, dass die tatsächlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln erheblich variieren können und häufig über den angesetzten betriebsgewöhnlichen Werten liegen, ohne die Betriebssicherheit zu beeinträchtigen. Zudem wurde weiterhin die Annahme zugrunde gelegt, dass Betriebsmittel nicht zwingend unmittelbar nach Erreichen ihrer technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersetzt werden, sondern auch innerhalb eines Zeitraums bis zehn Jahren danach erneuert werden können. Für das Übertragungsnetz zeigt Abbildung 19 schließlich die Ergebnisse dieser Überprüfung.

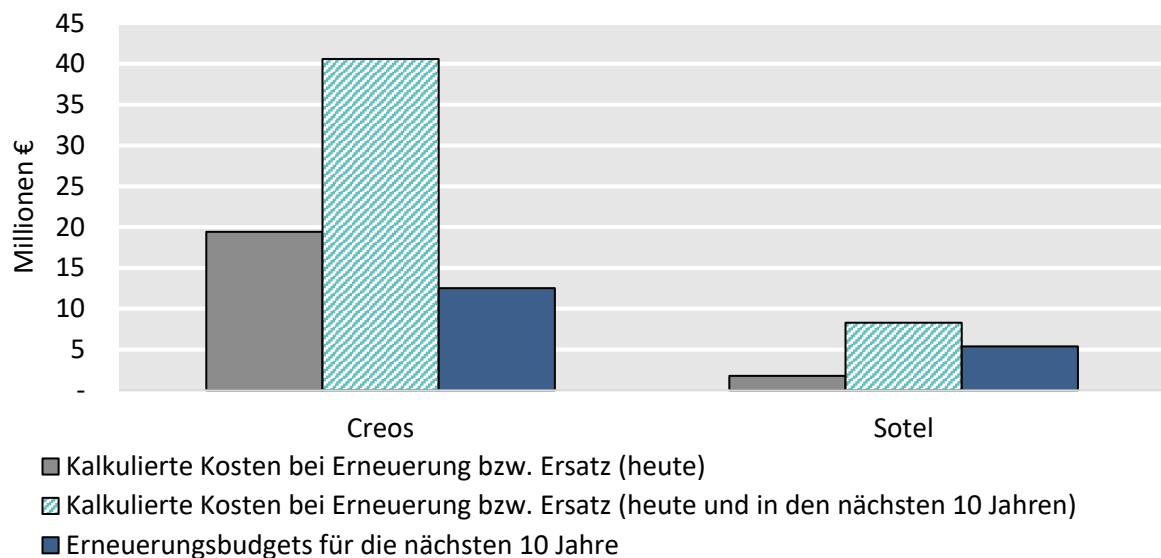


Abbildung 19. Vergleich der kalkulierten Erneuerungs- bzw. Ersatzkosten für Anlagengruppen, die ihre übliche Nutzungsdauer überschritten haben, mit den von den Netzbetreibern für die nächsten zehn Jahre geplanten Investitionen in die Erneuerung des Übertragungsnetzes [Quelle: eigene Darstellung]

Die kalkulierten Kosten für die Erneuerung beziehungsweise den Ersatz aller Betriebsmittel, die heute ihre technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer überschritten haben, liegen bei Creos heute bei knapp 20 Mio. € und bei Sotel bei rund 1,8 Mio. €. Werden zusätzlich die Betriebsmittel berücksichtigt, die ihre technische Nutzungsdauer innerhalb der nächsten zehn Jahre erreichen, steigen die kalkulierten Erneuerungskosten auf etwa 40 Mio. € für Creos und 8 Mio. € für Sotel. Dem stehen für die kommenden zehn Jahre geplante Erneuerungsbudgets von knapp 12,5 Mio. € für Creos beziehungsweise rund 5 Mio. € für Sotel gegenüber. Bei beiden Netzbetreibern entfällt der überwiegende Teil der Reinvestitionen auf die Umspannebene.

Für Creos ist zudem erstmals ein Budget für den Ersatz älterer Freileitungen vorgesehen. Diese Reinvestitionen waren im Bericht vor zwei Jahren noch nicht berücksichtigt worden, seinerzeit wurde empfohlen, diesen Sachverhalt nochmals kritisch zu überprüfen.

Zusätzlich bleibt zu bemerken, dass die Umsetzung des Projekt 380 und die resultierende Umstellung von der 220 kV Spannungsebene auf 380 kV naturgemäß dazu führt, dass ein Teil der Kosten für den Ersatz des Übertragungsnetzes im Investitionsbudget für die Netzerweiterung (und nicht den Ersatz)

aufgeführt wird. Unter Berücksichtigung dieser Tatsache kann festgestellt werden, dass beide Netzbetreiber ein angemessenes Budget für die Erneuerung des Übertragungsnetzes vorgesehen haben.

4.2.3.2 Investitionen in die Netzerweiterung

Wie bereits im Kapitel 3.1 beschrieben erstellt Creos als Übertragungsnetzbetreiber wie gesetzlich vorgeschrieben alle zwei Jahre einen Scenario Report, und darauf aufbauend den Zehnjahres-Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz. 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.

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 [17]. Darin wird der Bau einer 380-kV-Höchstspannungsleitung von Aach über Bofferdange nach Bertrange sowie einer neuen Umspannanlage bei Bofferdange/Altlinster vorgestellt. Aus den Analysen geht hervor, dass die bestehende Infrastruktur aus den 1960er- und 1970er-Jahren künftig nicht mehr ausreicht, um den steigenden Strombedarf in Luxemburg zu decken. Durch den Ausbau soll die grenzüberschreitende Leitungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland im Osten des Landes von heute 2x490 MVA auf dann 2x2400MVA erhöht werden. Es ist aber anzumerken, dass anschließend daran auch Umspannwerke erweitert werden müssen, die in einer ersten Phase die tatsächlich verfügbare Kapazität limitieren. So plant Creos eine 380/220-kV-Station in Bertrange, die über eine 380-kV-Leitung mit Bofferdange verbunden wird. Eine weitere Leitung auf dem gleichen Mast dient zur Verbindung der Stationen Bissen-Bertrange über Bofferdange. Die Inbetriebnahme der Leitungen ist für Ende 2029 vorgesehen, die Station soll zwischen 2030 und 2035 entstehen. Zusätzlich ist anzumerken, dass der auslegungsrelevante N-2 Fall (bei Mastbruch) die gesichert verfügbare Kapazität in dieser Phase durch die Leitungen im Norden definiert wird und durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf bestehenden Masten auf 2x732MVA beschränkt ist. Die Strecke Roost–deutsche Grenze wurde zu diesem Zweck bereits umgerüstet; die Verbindung Roost–Heisdorf/Bofferdange soll bis 2027/2028 folgen.

Für die beschriebenen Netzausbaumaßnahmen erhöht Creos ab 2025 die Investitionen deutlich. Insgesamt sind zwischen 2024 und 2034 Investitionen von rund 350 Mio. € im Übertragungsnetz geplant, davon 300 Mio. € für das 380-kV-Netz und 50 Mio. € für das 220-kV-Netz.

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 3.1 beschriebenen aktuellen Entwicklungen, die dynamischer sind als im vorherigen PNEC und letzten Netzentwicklungsplan angenommen, untersucht Creos derzeit zusätzliche Netzausbaumaßnahmen und insbesondere den Ausbau der grenzüberschreitenden Kapazität. Laut Anforderungen der EU-Verordnung 2019/943 ist dabei zu beachten, dass in der DE/LU-Gebotszone keine strukturellen Engpässe vorliegen dürfen. Dies impliziert unter anderem auch, dass eine verstärkte Anbindung Luxemburgs an Belgien oder Frankreich ohne einen vorherigen Ausbau in Richtung von Deutschland nicht möglich ist, da diese einen strukturellen Engpass mit Deutschland und ungeplante Ringflüsse (Loop Flows) verursachen würde und somit im Widerspruch zu den Regeln des EU-Binnenmarkts stünde. Längerfristig strebt Creos daher eine Verstärkung der Anbindung mit Deutschland auf 3162 MVA im N-2-Szenario (Mastbruch) bis 2037 an, um den steigenden Strombedarf zu decken. Dabei ist aber auch zu berücksichtigen, dass die tatsächlichen Importmöglichkeiten nicht nur von den Kapazitäten auf den Grenzleitungen, sondern auch von den vor- und nachgelagerten Netzen abhängt, und je nach Engpasssituation in der benachbarten Region Deutschlands auch niedriger ausfallen

kann. Eine enge Abstimmung zwischen Creos und Amprion sollte daher kontinuierliche gepflegt werden.

Erst anschließend sind gegebenenfalls weitere Ausbauprojekte mit weiteren Nachbarländern denkbar. So könnte bis 2040 ein Netzausbau auch in Richtung Belgien oder Frankreich entstehen, um bidirektionale Transitflüsse zu ermöglichen und die Marktintegration zwischen DE/LU und den benachbarten Ländern zu stärken. Zur Identifikation möglicher Ausbaumaßnahmen hat Creos gemeinsam mit vier weiteren Übertragungsnetzbetreibern (Elia, RTE, Amprion und TransnetBW) eine regionale Netzentwicklungsstudie durchgeführt. Mithilfe einer Cost-Benefit-Analyse wurden darin verschiedene potenzielle Netzausbauprojekte in der Region bewertet und identifiziert. Für Creos sind dabei insbesondere die beiden zuvor genannten Ausbaumaßnahmen in Richtung Belgien und Frankreich von Bedeutung, die gemeinsam mit Elia beziehungsweise RTE für den Europäischen Ten-Year Network Development Plan 2026 (TYNDP 2026) entwickelt wurden. Es ist jedoch zu beachten, dass die Aufnahme eines Projekts in den TYNDP keine Verpflichtung zu dessen späterer Realisierung begründet. Vielmehr dient die Einreichung zunächst der gemeinsamen Bewertung und Priorisierung potenziell sinnvoller Infrastrukturmaßnahmen auf europäischer Ebene.

Zur zukünftigen Bedarfsdeckung und Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit scheinen die oben beschriebenen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der Creos grundsätzlich geeignet. Gleichzeitig bestehen signifikante Unsicherheiten, so dass die weitere Entwicklung möglichst eng verfolgt und Ausbaupläne über die Zeit optimiert werden sollten. Auch der Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, Gesetzgeber, Regulierer, und Marktakteuren kommt dabei eine wichtige Rolle zu, um die Systementwicklung so zu steuern, dass diese möglichst kosteneffizient, sicher und nachhaltig ist. Wie bereits in Kapitel 4.4 beschrieben, muss dazu nicht nur der klassische Netzausbau, sondern auch die Integration und Steuerung von erneuerbaren Energien, Lasten, und Flexibilität vorangetrieben werden.

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 der Versorgungsaufgabe im Verteilnetz sind nachfolgend in Tabelle 4 dargestellt. Im Vergleich zum vorherigen Bericht basieren die prognostizierten Entwicklungen nun auf der aktualisierten Fassung des PNEC aus dem Jahr 2024. Zusätzlich nehmen die Verteilnetzbetreiber die tatsächlichen Anschlussanfragen für Last und Erzeugung in Betrachtung, welche die PNEC-Ziele bereits heute zum Teil weit überschreiten (siehe dazu Kapitel 3.1.2). Entsprechend ist insgesamt eine höhere Last, eine gesteigerte Einspeisung sowie ein erhöhter Bedarf an Netzausbau im Vergleich mit dem vorherigen Bericht zu erwarten.

Für die nächsten Jahre rechnen die Verteilnetzbetreiber (VNB) mit einer deutlich steigenden Anschlusszahl an Erzeugungseinheiten, insbesondere auf den Nieder- und Mittelspannungsebenen. Nach den Erwartungen wird sich die installierte Leistung der in der Niederspannungsebene angeschlossenen Anlagen, die fast ausschließlich aus Photovoltaik-Anlagen bestehen, bis 2040 mehr als vervierfachen. Damit ergibt sich basierend auf den erwarteten Entwicklungen sowie den eingegangenen Netzananschlussanfragen der Verteilnetzbetreiber ein potenzieller Leistungszuwachs von etwa 1 200 MW. Auf der Mittelspannungsebene wird ein Leistungszuwachs an Erzeugungsanlagen von etwa 900 MW erwartet, was hauptsächlich an der Inbetriebnahme von Windkraftanlagen liegt. In der Hochspannungsebene beträgt der erwartete Leistungszuwachs etwa 1 900 MW. In Summe gehen die VNB davon aus, dass sich die Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten von heute gut 1 100 MW bis 2040 auf zwischen 3 500 MW und 4 000 MW erhöhen wird (unter der Annahme, dass etwa 70 % bis 80 % der aktuellen Anfragen auch tatsächlich realisiert werden).

Auch auf der Verbraucherseite wird im Verteilnetz mit einer steigenden Last und höheren Lastspitzen gerechnet. Die Verteilnetzbetreiber prognostizieren für das Jahr 2040 eine Jahresenergieabgabe von rund 9 200 GWh. Dies entspricht einer Erhöhung von etwa 1 200 GWh gegenüber der im vorherigen Bericht erwarteten Entwicklung, die auf dem PNEC 2020 basierte. Obwohl die Prognose gegenüber dem vorherigen Bericht nach oben angepasst wurde, liegt die erwartete Jahresenergieabgabe weiterhin leicht unter dem im PNEC angestrebten Zielwert von 9 600 GWh. Auch die Annahmen zur Lastspitze wurden aktualisiert, für das Jahr 2040 wird nun eine Spitzenlast von rund 2 800 MW erwartet, was einer Erhöhung um etwa 1 000 MW gegenüber der vorherigen Berechnung entspricht. Die aktualisierte Annahme der Lastspitze ist somit im Einklang mit der modellierten Bruttohöchstlast aus Kapitel 3.1.1.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2040
Anzahl der Netzanschlusspunkte (POD) [Stk.]	336 972	342 707	348 404	354 102	359 799	365 498	371 195	422 213
35 kV - 110 kV	77	77	77	79	79	82	82	88
1 kV - 35 kV	10 462	10 557	10 655	10 752	10 849	10 945	11 042	11 905
unter 1 kV	331 951	337 591	343 291	348 941	354 591	360 241	365 891	416 491
Jahreshöchstlast (ohne Reduktion durch flexible Nachfrage oder Speicher) [MW]	895	1 167	1 319	1 471	1 623	1 775	1 881	2 840
35 kV - 110 kV	226	306	358	411	464	517	554	888
1 kV - 35 kV	392	496	548	601	653	704	735	1 005
unter 1 kV	286	374	421	468	516	563	602	957
Jahresenergieabgabe [GWh]	4 852	6 964	7 222	7 504	7 711	7 873	7 702	9 324
35 kV - 110 kV	1 285	1 963	2 037	2 117	2 176	2 221	2 224	2 719
1 kV - 35 kV	2 147	2 740	2 841	2 952	3 033	3 098	2 867	3 353
unter 1 kV	1 420	2 261	2 344	2 435	2 502	2 555	2 611	3 252
Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]	1 137	1 436	1 767	2 096	2 428	2 733	2 979	5 271
35 kV - 110 kV	204	372	513	657	803	924	1 046	2 158
1 kV - 35 kV	536	635	736	834	932	1 028	1 064	1 453
unter 1 kV	397	429	517	605	692	780	868	1 660
Stromkreislänge [km]								
35 kV - 110 kV	684	702	721	739	757	776	794	914
1 kV - 35 kV	3 775	3 871	3 966	4 062	4 157	4 256	4 351	5 162
unter 1 kV	8 642	8 746	8 850	8 955	9 061	9 165	9 270	10 129
Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]								
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	129	131	130	134	140	143	143	147
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	5 706	5 808	5 912	6 015	6 118	6 222	6 325	7 070
Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]								
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	4 144	4 263	4 270	4 508	4 770	4 882	4 882	5 082
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	4 383	4 460	4 539	4 617	4 695	4 774	4 853	5 517
Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]								
35 kV - 110 kV	51	52	51	51	52	54	54	56
1 kV - 35 kV	6 633	6 695	6 759	6 823	6 886	6 950	7 013	7 542

Tabelle 4. Stand und Entwicklung in den Verteilnetzen bis 2040 nach Prognosen der Verteilnetzbetreiber [Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber]

4.3.2 Alter und Zustand der bestehenden Netze

Neben der vorausschauenden Planung der Erweiterung der Verteilnetze wird im Folgenden zunächst das Bestandsnetz betrachtet, 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 eine Analyse der Altersstruktur für Leistungsschalter, Freileitungen, Kabel und Transformatoren (jeweils in Abhängigkeit der Spannungsebene) auf Verteilnetzebene durchgeführt.

Wie in Tabelle 4 dargestellt belaufen sich die Netzlängen (Stromkreislängen) aktuell insgesamt auf gut 684 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 6 600 Schaltanlagen (hauptsächlich mit einer Spannung kleiner 35 kV) in Luxemburg installiert.

Die Darstellungen von Abbildung 20 gibt die Altersstruktur der verschiedenen Betriebsmittelkategorien in den Verteilnetzen wieder. Für die Analyse der Altersstruktur geben die Netzbetreiber für die verschiedenen Betriebsmittelkategorien eine grundsätzliche technische Nutzungsdauer von 40 Jahren für die verschiedenen Netzbetriebsmittel an, mit Ausnahme von Masten, die eine technische Nutzungsdauer von 80 Jahren aufweisen. Kombiniert mit der Altersstruktur kann man damit die Anzahl/Länge an Betriebsmitteln ermitteln, die nach Ablauf der für die jeweiligen Kategorien anzusetzenden Nutzungsdauer zu ersetzen wären. Es ist anzumerken, dass den Netzbetreibern in der Praxis gegebenenfalls Maßnahmen zur Verfügung stehen, mithilfe derer sie unmittelbare negative Auswirkungen Überschreiten der technischen Nutzungsdauer auf die Versorgungssicherheit effektiv vermeiden können, wie zum Beispiel die regelmäßige Wartung oder 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 wird seit der Erstellung des vorherigen Berichtes eine neue Methodik für die Bestimmung des Alters der Betriebsmittel angewendet. Diese trägt der Tatsache Rechnung, dass das Alter verschiedener Betriebsmittel speziell für die Netzebenen <1kV und 1-35kV und für Betriebsmittel, die vor 2010 installiert wurden, häufig nicht exakt bekannt ist. 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. Gleichzeitig wurde für den vorliegenden Bericht für eine Reihe von Betriebsmitteln mit bisher unbekanntem Alter dieses inzwischen identifiziert und somit eine kontinuierliche Verbesserung der Datenerfassung von Betriebsmitteln erreicht.

Im Hinblick auf die Altersstrukturen der verschiedenen Betriebsmittel zeigt sie je nach Spannungsebene ein unterschiedliches Bild. Die mengen- und kostenmäßig relevantesten Kategorien für Ersatzinvestitionen fallen in die beiden Untergruppen Freileitungen und Kabelleitungen. Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen geänderten Methodik wurden die Leitungen mit unbekanntem Alter gleichmäßig auf die Jahre 1980 bis 2010 verteilt. Infolgedessen fallen diese Betriebsmittel schrittweise über die nächsten 30 Jahre für die Erneuerung an. Die restlichen Freileitungen sind noch relativ neu, und somit nicht in der nahen Zukunft für Reinvestitionen fällig. 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. Gleichzeitig fallen für die Kabelleitungen deutlich höhere spezifische Investitionskosten an, so dass in den nächsten Jahren mit umfassenderen Investitionen auf der Verteilnetzebene zu rechnen ist (siehe Kapitel 4.3.3). Die Netzbetreiber müssen somit sicherstellen, dass sie für den Ersatz dieser Betriebsmittel entweder ausreichendes Budget vorsehen oder aber anderweitig gewährleisten, dass mit dem Überschreiten der technischen Nutzungsdauer keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit verbunden sind.

Die geringe Bedeutung der Freileitungen in der Niederspannung erklärt sich auch durch die Altersstruktur der Kabelleitungen der Niederspannungs- und Mittelspannungsebenen. Wie bei der Analyse der Freileitung wurden die Kabel mit unbekanntem Alter gleichmäßig auf die Jahre 1980 bis 2010 verteilt. Gleichzeitig wurden hundert Kilometer Kabel mit zuvor unbekanntem Alter zwischenzeitlich identifiziert oder bereits ersetzt. Für die verbleibenden Kabelleitungen zeigt sich insgesamt eine vergleichsweise junge Altersstruktur, sodass in den kommenden Jahren voraussichtlich keine größeren Reinvestitionen aufgrund des Erreichens der üblichen Nutzungsdauer zu erwarten sind.

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.

Als letzte Betriebsmittelkategorie sind in der Abbildung die Transformatoren dargestellt. Für beide Umspannungsebenen 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 2024 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.

Zusammenfassend zeigt die Analyse der Altersstruktur, dass das Stromnetz noch relativ jung ist, jedoch eine Reihe von Betriebsmitteln, die ihre technische Nutzungsdauer überschritten haben, weiterhin in Betrieb sind. Die Netzbetreiber sollten somit weiterhin regelmäßige Überprüfungen des Zustands der Betriebsmittel sowie deren Modernisierung vornehmen.

Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit ist es weiterhin sehr zu begrüßen, dass die Verteilnetzbetreiber kontinuierlich ihre Netzdatenbasis verbessern. Diese Anstrengungen sollten konsequent weitergeführt werden, um die Zahl an Betriebsmitteln mit unbekanntem Alter weiter zu reduzieren.

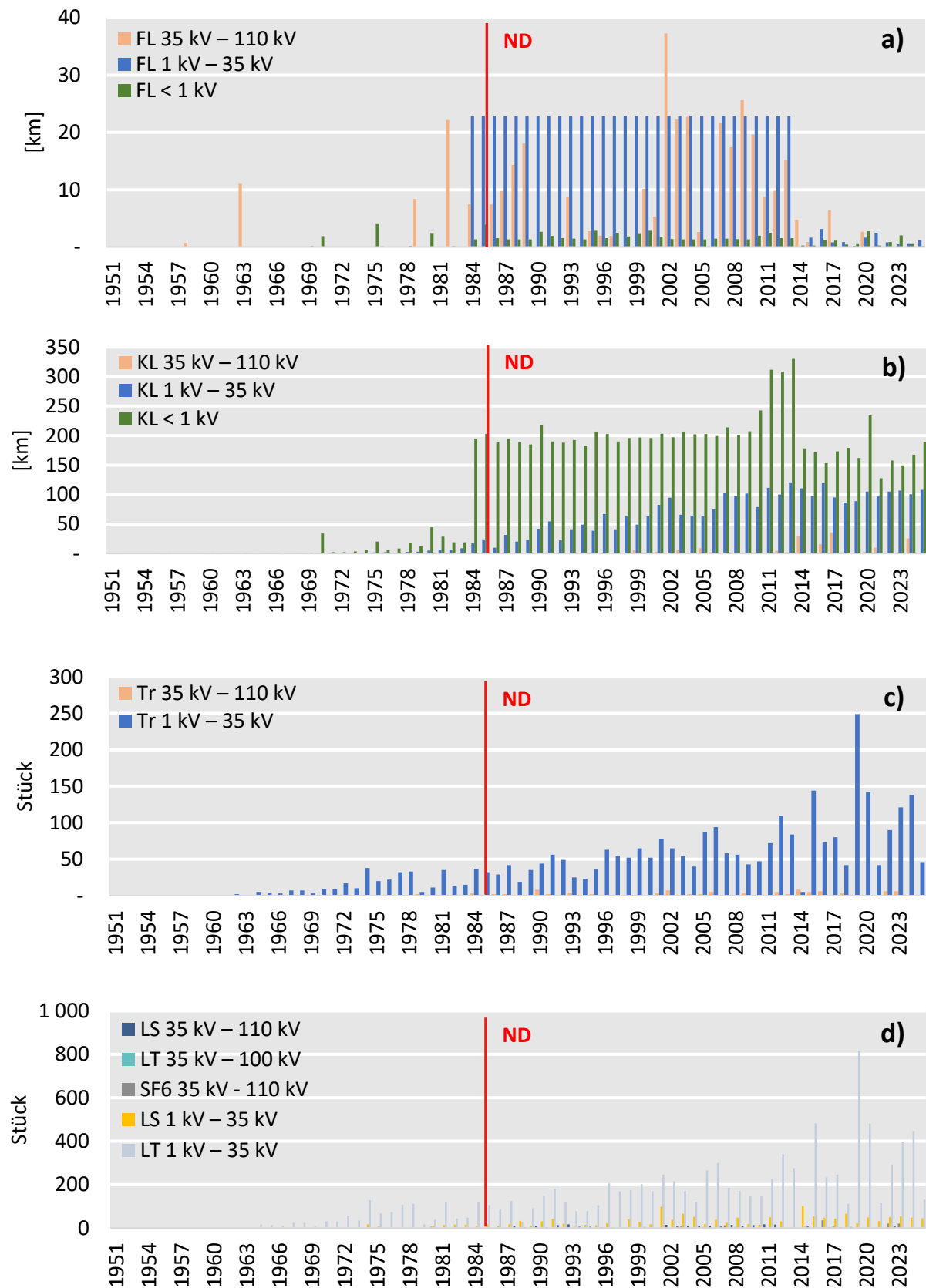


Abbildung 20. Altersstruktur der a) Freileitungen, b) Kabel, c) Transformatoren und d) Leistungs- und Lasttrennschalter im Verteilnetz [Quelle: eigene Darstellung]

4.3.3 Investitionen zur Sicherung der nachhaltigen Netzentwicklung

4.3.3.1 Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze

Wie auch bei dem Übertragungsnetz wurde auch für die Verteilnetze eine Analyse der von den Netzbetreibern übermittelten Datentabellen durchgeführt, um die geplanten Reinvestitionen mit der sicheren Instandhaltung des Verteilnetzes gegenüberzustellen.

Im Vergleich zu den vorherigen Berichten wurde auch hier die Methodik zur Analyse der Investitionen in die Erneuerung bestehender Netze angepasst, um die Ergebnisse verständlicher darzustellen. In der bisherigen Analyse wurde ein Referenzverlauf der Reinvestitionen auf Basis der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Betriebsmittel abgeleitet. Da eine jahresscharfe Betrachtung die tatsächliche Praxis der Netzbetreiber nur eingeschränkt widerspiegelte, wurden die Referenzwerte anhand von Durchschnittsbildungen über fünf beziehungsweise zehn Jahre ermittelt.

Die neue Analyse verzichtete auf die bisherige Durchschnittsbetrachtung. Stattdessen wurden die rechnerisch erforderlichen Reinvestitionen aller Betriebsmittel ermittelt, die ihre technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer heute bereits überschritten haben und die zusätzlich in den nächsten 10 Jahre die übliche Nutzungsdauer überschreiten. Die daraus resultierenden Kosten wurden dem von den Netzbetreibern für die kommenden zehn Jahre vorgesehenen Budget zur Erneuerung des Netzes gegenübergestellt.

Dabei wurde berücksichtigt, dass die tatsächlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln erheblich variieren können und häufig über den angesetzten betriebsgewöhnlichen Werten liegen, ohne die Betriebssicherheit zu beeinträchtigen. Zudem wurde weiterhin die Annahme zugrunde gelegt, dass Betriebsmittel nicht zwingend unmittelbar nach Erreichen ihrer technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersetzt werden, sondern auch innerhalb eines Zeitraums bis zehn Jahren danach erneuert werden können. Ein Unterschreiten des rechnerisch ermittelten Investitionsbedarfs lässt daher nicht unmittelbar auf ein Fehlverhalten des Netzbetreibers oder eine Gefährdung der Versorgungssicherheit schließen. Deutliche und anhaltende Abweichungen konnten jedoch als Hinweis auf verzögerte Reinvestitionen gewertet werden.

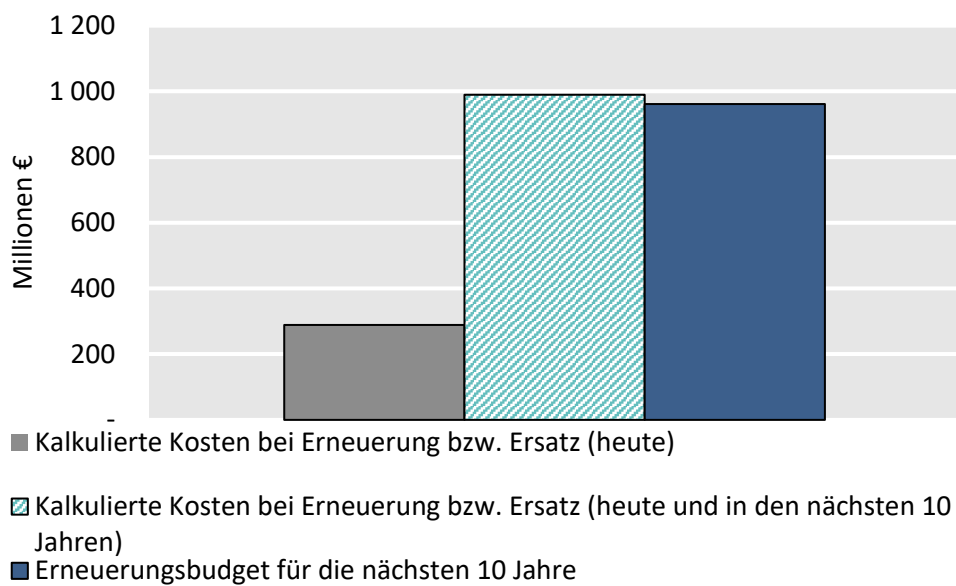


Abbildung 21. Vergleich der kalkulierten Erneuerungs- bzw. Ersatzkosten für die Betriebsmittel, die ihre übliche Nutzungsdauer überschritten haben, mit den von den Netzbetreibern für die nächsten zehn Jahre geplanten Investitionen in die Erneuerung des Verteilnetzes [Quelle: eigene Darstellung].

Aus der Analyse geht hervor, dass derzeit nur ein vergleichsweise geringer Anteil der Betriebsmittel seine technische Nutzungsdauer überschritten hat. Die kalkulierten Kosten für den Ersatz dieser Betriebsmittel belaufen sich auf rund 290 Mio. €. Werden jedoch zusätzlich die Betriebsmittel berücksichtigt, die ihre technische Nutzungsdauer innerhalb der nächsten zehn Jahre erreichen, steigen die kalkulierten Erneuerungskosten auf etwa 1 Mrd. €.

Diese Kosten stimmen recht exakt mit den Erneuerungsbudgets der Verteilnetzbetreiber für die kommenden zehn Jahre überein, die dafür Investitionen von rund 1 Mrd. € vorsehen. Die geplanten Investitionen stehen somit in gutem Einklang mit dem auf Grundlage der Altersstruktur ermittelten Erneuerungsbedarf. Hinweise auf einen systematischen Investitionsstau oder eine Verschleppung notwendiger Erneuerungsmaßnahmen sind somit nicht zu erkennen.

4.3.3.2 Investitionen in die Netzerweiterung

Aufgrund der sich stark verändernden Strukturen sowohl auf Nachfrage- als auch Erzeugungsseite (siehe

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2040
Anzahl der Netzanschlusspunkte (POD) [Stk.]	336 972	342 707	348 404	354 102	359 799	365 498	371 195	422 213
35 kV - 110 kV	77	77	77	79	79	82	82	88
1 kV - 35 kV	10 462	10 557	10 655	10 752	10 849	10 945	11 042	11 905
unter 1 kV	331 951	337 591	343 291	348 941	354 591	360 241	365 891	416 491
Jahreshöchstlast (ohne Reduktion durch flexible Nachfrage oder Speicher) [MW]	895	1 167	1 319	1 471	1 623	1 775	1 881	2 840
35 kV - 110 kV	226	306	358	411	464	517	554	888
1 kV - 35 kV	392	496	548	601	653	704	735	1 005

unter 1 kV	286	374	421	468	516	563	602	957
Jahresenergieabgabe [GWh]	4 852	6 964	7 222	7 504	7 711	7 873	7 702	9 324
35 kV - 110 kV	1 285	1 963	2 037	2 117	2 176	2 221	2 224	2 719
1 kV - 35 kV	2 147	2 740	2 841	2 952	3 033	3 098	2 867	3 353
unter 1 kV	1 420	2 261	2 344	2 435	2 502	2 555	2 611	3 252
Leistung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten [MW]	1 137	1 436	1 767	2 096	2 428	2 733	2 979	5 271
35 kV - 110 kV	204	372	513	657	803	924	1 046	2 158
1 kV - 35 kV	536	635	736	834	932	1 028	1 064	1 453
unter 1 kV	397	429	517	605	692	780	868	1 660
Stromkreislänge [km]								
35 kV - 110 kV	684	702	721	739	757	776	794	914
1 kV - 35 kV	3 775	3 871	3 966	4 062	4 157	4 256	4 351	5 162
unter 1 kV	8 642	8 746	8 850	8 955	9 061	9 165	9 270	10 129
Anzahl der Umspanntransformatoren [Stk.]								
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	129	131	130	134	140	143	143	147
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	5 706	5 808	5 912	6 015	6 118	6 222	6 325	7 070
Leistung der Umspanntransformatoren [MVA]								
35 kV - 110 kV überspannungsseitige Nennspannung	4 144	4 263	4 270	4 508	4 770	4 882	4 882	5 082
1 kV - 35 kV überspannungsseitige Nennspannung	4 383	4 460	4 539	4 617	4 695	4 774	4 853	5 517
Anzahl der Schaltanlagen [Stk.]								
35 kV - 110 kV	51	52	51	51	52	54	54	56
1 kV - 35 kV	6 633	6 695	6 759	6 823	6 886	6 950	7 013	7 542

Tabelle 4 sowie Kapitel 3.1) wird auch das Verteilnetz signifikante Anpassungen brauchen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Um den Anpassungsbedarf zu bestimmen, wurde im Rahmen des vorherigen Berichts eine so genannte „Modellnetzanalyse“ durchgeführt. Die Resultate zeigten einen hohen Netzausbaubedarf, um die zukünftige Elektrifizierung und den Ausbau von erneuerbaren Energien zu ermöglichen, und bestätigte ebenfalls die Wichtigkeit von Flexibilität und Speicher zur Reduktion der Spitzenlast. Die damit verbundenen Investitionen wurden auf jährlich 100-145 Mio. € bis 2040 beziffert (Abbildung 22).¹¹

Für weiterführende Informationen zur Modellnetzanalyse wird auf den vorherigen Bericht verwiesen.

¹¹ 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 [19].

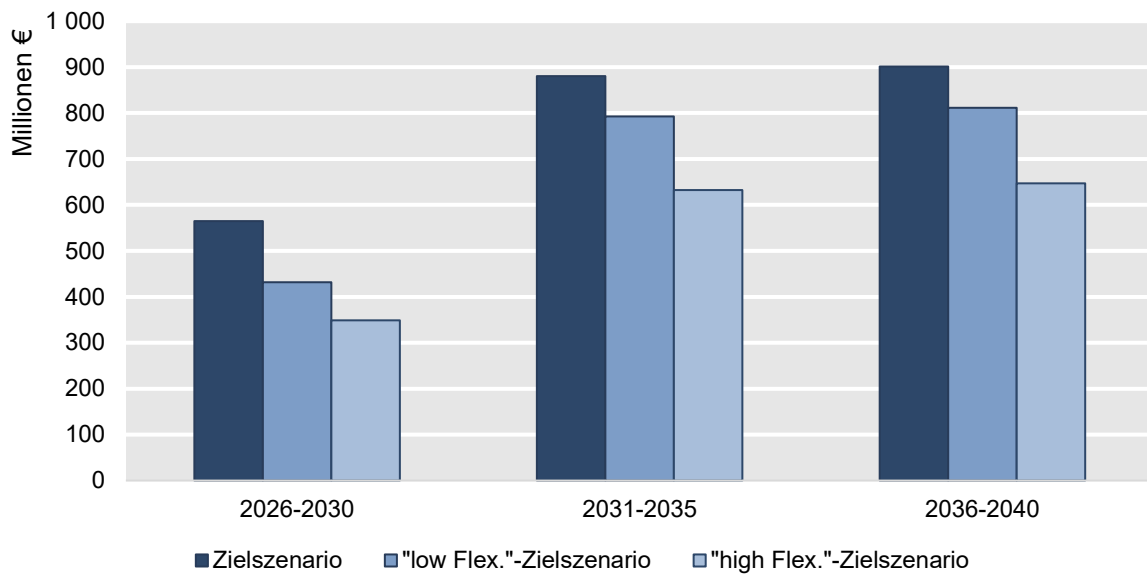


Abbildung 22. Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze im Zielszenario [Quelle: eigene Darstellung]

Für die Ausarbeitung des vorherigen Berichts bestand bis dato keine andere Abschätzung des notwendigen Netzausbaus im Verteilnetz zur Verfügung, so dass die oben beschriebene Modellnetzanalyse auch als Anstoß für weitere Untersuchungen dienen sollte. Dem kamen die Verteilnetzbetreiber durch die Netzentwicklungspläne nach, die zudem durch das Inkrafttreten des Artikels 27bis des Stromgesetzes gesetzlich verpflichtend wurden.

Den umfangreichsten und detailliertesten Entwicklungsplan für das Verteilnetz hat Creos als größter Verteilnetzbetreiber Luxemburgs vorgelegt. Aufbauend auf den Szenarien des Scenario Reports sowie bekannten Anschlussanfragen zeichnet der Plan das Bild eines Energiesystems im Wandel, und leitet datenbasiert einen koordinierten Investitions- und Ausbauraum bis 2035 ab [18].

Wie im Bericht der Creos beschrieben, zeigen sich diese Veränderungen bereits heute auf der Hochspannungsebene, wo die Analysen deutliche regionale Engpassmuster identifizieren. Hohe Einspeisungen erneuerbarer Energien in den Nord- und Ostregionen sowie stark steigende Lasten im Zentrum und Süden Luxemburgs führen zu strukturellen Überlastungen, die umfangreiche Investitionen erforderlich machen. Der DNDP sieht hierfür regionale Maßnahmenpakete vor, darunter den Bau neuer Umspannwerke, zusätzliche Netzanschlüsse sowie die schrittweise Umstellung von 65-kV- auf 110-kV-Netze. Ergänzend werden erste Untersuchungen zu Flexibilitätsoptionen präsentiert.

Ein ähnliches Bild ergibt sich auf der Mittelspannungsebene. Die Analyse zeigt bis 2030 und 2035 einen deutlichen Anstieg der Netzbelastung durch konkrete neue Industrieprojekte sowie dezentrale Einspeiseanlagen. Die identifizierten Engpässe sind sowohl lokaler als auch struktureller Natur, so dass sich daraus ein Maßnahmenportfolio aus Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau gemäß dem NOVA-Prinzip ergibt. Auch hier wird Flexibilität als ergänzendes Instrument betrachtet, das Investitionen in Einzelfällen zeitlich verschieben kann, jedoch keine dauerhafte Alternative zu notwendigen Netzverstärkungen darstellt.

Auf der Niederspannungsebene wird die zunehmende Belastung durch Wärmepumpen, Elektromobilität und Photovoltaikanlagen besonders deutlich. Die auf Smart-Meter-Daten basierenden Simulationen zeigen, dass das heutige Netz weitgehend innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen arbeitet, bis

2035 jedoch ein erheblicher Verstärkungsbedarf bei Transformatoren und Kabelinfrastruktur entsteht. Batteriespeicher können lokal zur Reduktion von Lastspitzen und Spannungsschwankungen beitragen. Ihre Wirksamkeit hängt jedoch stark von ihrer Auslegung und Betriebsweise ab, sodass sie notwendige Netzausbauten lediglich ergänzen, jedoch nicht ersetzen können.

Über alle Spannungsebenen hinweg betont der DNDP der Creos die wachsende Bedeutung von Flexibilität als ergänzendes Systemelement. Flexibilitätsoptionen bieten insbesondere bei zeitlich begrenzten Engpässen wirtschaftliche Vorteile, stoßen jedoch an ihre Grenzen, sobald strukturelle Netzengepässe, Anforderungen an die Versorgungssicherheit nach dem N-1-Kriterium oder altersbedingte Netzerneuerungen betroffen sind. Der Plan verfolgt daher einen hybriden Ansatz, der physische Netzverstärkungen mit Digitalisierung und systemischer Steuerung kombiniert. Gleichzeitig wird die Bedeutung eines kontinuierlichen und iterativen Planungsprozesses hervorgehoben. Durch regelmäßige Aktualisierungen der Szenarien und der Netzentwicklungsplanung können technologische, regulatorische und nachfrageseitige Entwicklungen fortlaufend berücksichtigt werden. Die daraus resultierenden geplanten Investitionen werden in der Tabelle 5 für die Hoch-, Mittel und Niederspannung zusammengefasst.

Hochspannungskabel und Leitungen

Region	Sum of New Lines [m]	Sum of Line Replacements [m]	Sum of Other Line Works [m]	Sum of Costs NDP Lines [M €]
Center	47.000	23.000	0	77,0
East	0	24.700	26.100	51,8
North	21.900	200	109.800	41,5
South-East	7.900	4.700	0	16,2
South-West	12.600	6.400	0	15,6
West	30.500	0	0	40,7
Grand Total	119.900	59.000	135.900	242,9

Hochspannungsanlagen

Region	Count of New Stations	Count of Station Replacements	Count of other Station Works	Sum of Costs NDP Stations [M €]
Center	1	7	2	209,4
East	0	3	1	64,7
North	2	5	3	134,0
South-East	1	2	0	46,8
South-West	0	3	3	106,0
West	1	0	2	13,9
Grand Total	5	20	11	574,8

Mittelspannungsleitungen und Kabel

Region	Sum of New Lines [m]	Sum of Line Replacements [m]	Sum of Costs NDP Lines [M €]
North	28.700	82.300	34,9
East	24.500	26.200	15,2
Center	2.200	16.100	18,9
West	20.800	15.700	10,3
South-West	8.400	7.500	3,9
South-East	13.900	26.200	13,5
Total	98.500	174.000	96,7

Niederspannungsanlagen

Sum of New Lines [m]	Sum of Line Replacements [m]	Sum of Costs NDP Lines [M €]
107.000	53.000	47

Niederspannungsleitungen und Kabel

Count of New Stations	Count of Station Replacements	Sum of Costs NDP Stations [M €]
660	330	135

Tabelle 5. Zusammenfassung der Investitionen bis 2035 im Verteilnetz der Creos [Quelle: Creos DNDP]

Insgesamt liefert der DNDP der Creos einen langfristig ausgerichteten, technisch fundierten Entwicklungsrahmen für das luxemburgische Verteilnetz. Er definiert die notwendigen Investitionen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit auf allen Spannungsebenen, unterstützt die Integration erneuerbarer Energien und verankert Flexibilität als ergänzenden Systembaustein. Durch die Kombination aus technischer Analyse, wirtschaftlicher Bewertung und strategischer Netzplanung bildet er eine zentrale Grundlage für ein resilientes, effizientes und auf die Klimaziele ausgerichtetes Elektrizitätssystem. Der Plan wird im Rahmen eines öffentlichen Konsultationsverfahrens weiter geschärft, wodurch Gemeinden, Wirtschaft, Projektentwickler und die Öffentlichkeit in die Weiterentwicklung der Netzinfrastuktur eingebunden werden.

Die Netzentwicklungspläne von Sudstroom, der Stadt Ettelbrück und der Stadt Diekirch haben alle eine sehr ähnliche Struktur, und verfolgend im Gegensatz zum Entwicklungsplan der Creos einen anderen methodischen Ansatz. Sie zeigen übereinstimmend, dass die Energiewende in Luxemburg in den kommenden Jahrzehnten erhebliche Investitionen in die Stromverteilnetze erfordert. Als zentrale Treiber werden in allen drei Plänen die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie der weitere Ausbau dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen identifiziert. Die daraus resultierenden Veränderungen der Last- und Einspeisestrukturen führen zu zusätzlichen Anforderungen an die Netzkapazitäten und machen sowohl Investitionen in den Substanzerhalt als auch in die Verstärkung und Erweiterung der bestehenden Infrastruktur notwendig.

Gleichzeitig verfügen alle drei Netzgebiete über eine vergleichsweise gute Ausgangssituation. Die Verteilnetze sind weitgehend verkabelt und wurden in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich modernisiert, sodass die Altersstruktur vieler Betriebsmittel als günstig bewertet wird. Dadurch entfällt ein erheblicher Teil der zukünftigen Investitionen zwar weiterhin auf die Erneuerung bestehender Anlagen, der Schwerpunkt verlagert sich jedoch zunehmend auf Maßnahmen zur Anpassung an die veränderten Anforderungen der Energiewende. Besonders betroffen sind dabei Mittel- und Niederspannungsnetze, in denen zusätzliche Kabel, Transformatoren und Ortsnetzstationen erforderlich werden.

Die Höhe des zukünftigen Investitionsbedarfs unterscheidet sich zwischen den Netzgebieten. Für Sudstroom wird bis 2045 ein Gesamtinvestitionsbedarf von rund 79 bis 88 Mio. € erwartet, abhängig von der Geschwindigkeit der Elektrifizierung und des Ausbaus erneuerbarer Energien. Die größte Einzelmaßnahme stellt dabei die Errichtung einer dritten Hauptverteilerstation dar, die bereits vor 2030 erforderlich wird. Darüber hinaus dominieren Investitionen in Mittel- und Niederspannungskabel sowie Schaltanlagen die Ausbauplanung. Die Investitionen verteilen sich nahezu gleichmäßig auf Erneuerungsmaßnahmen, Netzausbau und weitere unterstützende Infrastrukturmaßnahmen.

Für Diekirch fällt der Investitionsbedarf deutlich geringer aus. Bis 2045 werden Gesamtinvestitionen zwischen 26 Mio. € und 30 Mio. € erwartet. Im Gegensatz zu Sudstroom besteht dort derzeit keine Notwendigkeit zur Errichtung einer zusätzlichen Hauptverteilerstation. Der Ausbau konzentriert sich vielmehr auf Mittel- und Niederspannungskabel sowie Ortsnetzstationen.

Auch in Ettelbrück wird ein vergleichbarer Gesamtinvestitionsbedarf von rund 29 bis 32 Mio. € bis 2045 ausgewiesen. Anders als in Diekirch wird hier jedoch die Errichtung einer dritten Einspeisung bereits heute als notwendig angesehen, um zukünftige Laststeigerungen und identifizierte Netzengpässe zu bewältigen. Entsprechend konzentriert sich ein großer Teil der Investitionen in den ersten Jahren des Planungshorizonts auf diese Maßnahme sowie auf zusätzliche Verstärkungen im Mittel- und Niederspannungsnetz. Gleichzeitig entfällt ein erheblicher Anteil der Investitionen auf die Erneuerung bestehender Niederspannungsinfrastruktur, deren steigende Nutzungsdauer ab den 2030er-Jahren zunehmend zu einer benötigten Erneuerung führt.

Ein gemeinsames Element aller drei Pläne ist die zunehmende Bedeutung von Digitalisierung und Flexibilisierung. Die Netzbetreiber gehen davon aus, dass Smart Meter, verbesserte Netzbeobachtung, Fernwirktechnik und die Steuerbarkeit von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen künftig eine aktivere Netzführung ermöglichen werden. Dadurch können bestehende Netzreserven besser genutzt und einzelne Ausbaumaßnahmen teilweise reduziert oder zeitlich verschoben werden. Sowohl Diekirch als auch Ettelbrück verweisen in diesem Zusammenhang auf ihre Beteiligung an Luxmetering sowie auf die positiven Effekte einer zunehmenden Digitalisierung auf den zukünftigen Netzausbaubedarf.

Gleichzeitig kommen alle drei Netzbetreiber zu dem Schluss, dass Digitalisierung und Flexibilität den notwendigen Netzausbau zwar reduzieren, jedoch nicht ersetzen können. Die steigende Elektrifizierung und der Ausbau erneuerbarer Energien führen langfristig zu einem strukturellen Kapazitätsbedarf, der zusätzliche Leitungen, Transformatoren und Netzanschlusspunkte erforderlich macht. Die zukünftige Entwicklung der Verteilnetze wird daher durch einen integrierten Ansatz geprägt sein, der klassischen Netzausbau, Digitalisierung und die Nutzung flexibler Ressourcen miteinander verbindet. Insgesamt zeigen die drei Netzentwicklungspläne, dass die lokalen Verteilnetze gut aufgestellt sind, gleichzeitig jedoch erhebliche Investitionen erforderlich bleiben, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Umsetzung der Energie- und Klimaziele Luxemburgs zu ermöglichen.

Insgesamt planen die vier Verteilnetzbetreiber Investitionen in das Verteilnetz von insgesamt rund 1 200 Mio. € bis 2035. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnittsbudget von zirka 120 Mio. €. Als Vergleich für die geplanten Investitionen, die modellbasierten Resultate für den Investitionsbedarf des vorherigen Berichts (Abbildung 22) gaben eine Bandbreite zwischen 100 – 145 Mio. € an, abhängig von der Durchdringung von netzdienlicher Flexibilität. Es kann somit geschlussfolgert werden, dass die geplanten Investitionen auch im Rahmen des ermittelten Investitionsbedarfs der Modellnetzanalyse liegen.

Zusammenfassend zeigt die Analyse der Netzentwicklungspläne, dass alle Verteilnetzbetreiber den zukünftigen Investitionsbedarf grundsätzlich nachvollziehbar und kohärent darstellen. Gleichzeitig bestehen Unterschiede hinsichtlich Methodik, Detailtiefe und Transparenz der Planung, welche die Vergleichbarkeit der Pläne erschweren. Vor diesem Hintergrund lassen sich mehrere Handlungsempfehlungen ableiten:

- **Stärkere Harmonisierung:** Eine stärkere Harmonisierung der Methodik und der Struktur der Netzentwicklungspläne würde die Vergleichbarkeit zwischen den Netzbetreibern deutlich verbessern. Insbesondere sollten die verwendeten Szenarien, Planungshorizonte sowie die zugrunde liegenden Planungsannahmen möglichst einheitlich beschrieben werden. Auch die Durchführung der Netzanalysen sollte nach vergleichbaren Kriterien erfolgen. Während Creos die Ergebnisse auf umfangreichen Lastflusssimulationen in verschiedenen Szenarien aufbaut, verfolgen die übrigen Netzbetreiber teilweise vereinfachte Ansätze.
- **Handlungsoptionen und Kosten-Nutzen-Analysen:** Eine grundsätzliche Frage besteht darin, wie der volkswirtschaftlich effizienteste Ansatz für die Netzausbauplanung identifiziert werden kann. So könnten z.B. selten auftretende Lastspitzen durch gezielt aktivierte Flexibilitätsmaßnahmen abgefangen werden. Eine solche Vorgehensweise könnte den erforderlichen Netzausbau reduzieren, setzt jedoch voraus, dass ausreichende Flexibilität zuverlässig verfügbar ist und aktiviert werden kann (siehe hierzu auch Kapitel 3.3). Dies sollte im Rahmen von Kosten-Nutzen-Analysen systematisch untersucht werden. Während Creos bereits Ansätze einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung verschiedener Maßnahmen berücksichtigt, erfolgt eine systematische Kosten-Nutzen-Analyse in den übrigen

Netzentwicklungsplänen bislang nur eingeschränkt oder gar nicht. Eine einheitliche wirtschaftliche Bewertung der Investitionsmaßnahmen könnte die Transparenz der Planungen erhöhen und die Priorisierung einzelner Projekte nachvollziehbarer gestalten.

- **Aktivierung der Flexibilität:** Ein gemeinsames Element aller Netzentwicklungspläne ist die zunehmende Bedeutung von Flexibilität als ergänzendes Instrument zur Netzplanung. Alle Netzbetreiber gehen davon aus, dass flexible Verbrauchs- und Einspeiseressourcen künftig dazu beitragen können, bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und Investitionen teilweise zeitlich zu verschieben. Gleichzeitig bleibt in den Plänen weitgehend offen, wie diese Flexibilität künftig tatsächlich aus Netzsicht aktiviert, vermarktet und zwischen den beteiligten Akteuren koordiniert werden soll. Es sollte daher untersucht werden, welche Marktmechanismen, regulatorischen Rahmenbedingungen und technischen Lösungen erforderlich sind, um Flexibilität im Verteilnetz effizient bereitzustellen und zielgerichtet einzusetzen.
- **Projektbasierte Analysen und Planung:** Die Netzentwicklungspläne unterscheiden sich stark hinsichtlich der Konkretisierung geplanter Maßnahmen. Während der Entwicklungsplan von Creos konkrete Projekte, regionale Ausbaumaßnahmen und Netzverstärkungen detailliert beschreibt, beschränken sich andere Netzbetreiber teilweise auf die Darstellung aggregierter Investitionsbedarfe. Eine detailliertere Beschreibung geplanter Projekte, ihrer Priorisierung sowie ihres zeitlichen Umsetzungsrahmens würde die Nachvollziehbarkeit der Investitionsplanung erhöhen und eine bessere Bewertung der geplanten Netzentwicklung ermöglichen.
- **Kohärenz:** Der Vergleich der Netzentwicklungspläne mit der Datenabfrage für den vorliegenden Bericht zeigt, dass die ausgewiesenen Investitionsvolumina teilweise voneinander abweichen. Um eine konsistente Grundlage für zukünftige Bewertungen sicherzustellen, sollte eine stärkere Abstimmung zwischen den verschiedenen Aktivitäten und Berichtspflichten erfolgen. Einheitliche Definitionen der Investitionskategorien sowie eine konsistente Zuordnung der gemeldeten Maßnahmen würden die Transparenz erhöhen und die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Datensätze verbessern.

4.3.4 Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung

Die Verteilnetze werden nach 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 Tätigkeit der Netzbetreiber 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. Der neue Regulierungsrahmen, der seit dem 1.1.2025 in Kraft ist, bietet 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 Netznutzungsentgelte. 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 Perioden zu überbrücken oder seltene Lastspitzen abzufangen.

Gemeinsam ist all diesen Maßnahmen, dass die erfolgreiche Umsetzung eine enge Zusammenarbeit aller beteiligten Akteure voraussetzt: Netzbetreiber, Energieversorger, Regulierungsbehörden, Ministerien und weitere Akteure wie zum Beispiel Aggregatoren, Projektentwickler, etc., müssen ihre Planungen und Maßnahmen kontinuierlich aufeinander abstimmen, um Synergien zu nutzen und eine effiziente Entwicklung des Stromsystems sicherzustellen. Gleichzeitig erfordert die starke Einbindung Luxemburgs in das europäische Verbundnetz eine enge regionale und internationale Koordination. Nur durch ein abgestimmtes Vorgehen können Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit langfristig gleichermaßen gewährleistet und in Einklang gebracht werden.

In den folgenden Abschnitten werden weitere derzeit besonders wichtige regulatorische Fragestellungen diskutiert.

4.4.1 Netztarifstruktur

Netzentgelte sollen durch transparente, faire und kostenreflektive Allokationsregeln den Netzbetrieb finanzieren und netzdienliches Verhalten der Verbraucher hervorrufen. Vor diesem Hintergrund wurde Anfang 2025 eine neue Netztarifstruktur für die Niederspannung eingeführt. Während die bisherige Tarifstruktur fast ausschließlich auf dem bezogenen Energieverbrauch (kWh) basierte, berücksichtigt die neue Struktur zusätzlich die beanspruchte Leistung (kW). Insbesondere Verbraucher mit hohen Lastspitzen werden dadurch stärker an den Kosten beteiligt, die sie durch die Dimensionierung und den Ausbau der Netzinfrastruktur verursachen. Gleichzeitig entstehen Anreize, Lastspitzen durch Lastverschiebung, Energiemanagementsysteme oder Batteriespeicher zu reduzieren und damit die vorhandenen Netzkapazitäten effizienter zu nutzen.

Aufbauend auf dieser Reform für die Niederspannung wird derzeit auch eine Weiterentwicklung der Tarifstruktur für die Mittel- und Hochspannungsebene vorbereitet, die voraussichtlich dem Modell der

Niederspannung ähneln wird. Hierbei wird auch die Einführung eines spezifischen Netztarifs für besonders flexible Netznutzer wie Batteriespeicher geprüft. Diese Weiterentwicklungen der Netztarifstruktur stellen einen wichtigen Baustein zur Aktivierung von Flexibilität im Stromsystem dar. Durch geeignete wirtschaftliche Anreize können flexible Verbraucher und Speicher verstärkt netzdienlich betrieben werden, wodurch der zukünftige Netzausbaubedarf reduziert beziehungsweise zeitlich optimiert und die Integration erneuerbarer Energien erleichtert werden kann.

Vor dem gleichen Hintergrund ist auch die Frage relevant, ob bzw. wie ggf. auch Erzeugungseinheiten zur Netzfinanzierung beitragen sollen.

Damit Flexibilitätsanreize sich auch tatsächlich praktisch materialisieren, müssen auch die technischen Gegebenheiten stimmen. Die Einführung technischer Standards für die Steuerbarkeit und Interoperabilität von Geräten und Systemen ist entscheidend, um eine reibungslose Integration verschiedenerer Ressourcen zu ermöglichen, die heute zunehmend vernetzt sind (z.B. Ladestation und Wärmepumpen). 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 bei den Netztarifen einzuführen, die auch zur Stärkung der netzseitigen Versorgungssicherheit beitragen können, und in einem kontrollierten Umfeld getestet werden können bevor sie ggf. breit eingeführt werden.

4.4.2 Kapazitätskarten

Vor dem Hintergrund des heutigen maximal verfügbaren Leistungsbezugs aus Deutschland von rund 980 MW, einer aktuellen Jahreshöchstlast von 818 MW (2025) sowie des erwarteten weiteren Lastanstiegs gewinnen regulatorische Fragestellungen rund um Netzanschlüsse und die Vergabe verfügbarer Netzkapazitäten zunehmend an Bedeutung. Engpässe können künftig nicht nur auf den verschiedenen Spannungsebenen der Verteilnetze, sondern auch auf der Übertragungsebene auftreten.

Vor diesem Hintergrund verpflichtet die Reform des europäischen Strommarktdesigns aus dem Jahr 2024 die Netzbetreiber zur Einführung sogenannter Kapazitätskarten. Diese sollen die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten transparent darstellen und dadurch Projektentwicklern eine frühzeitige Orientierung über die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes ermöglichen. Gleichzeitig sollen sie Planungsprozesse vereinfachen und die Dauer von Netzanschlussverfahren verkürzen. Im Rahmen der Vorbereitungen durch Creos zeigte sich die dringende Notwendigkeit, die Methodik zur Ermittlung verfügbarer Netzkapazitäten weiterzuentwickeln. Während bislang ausschließlich die freie Kapazität am jeweiligen Anschlusspunkt und in den unmittelbar vorgelagerten Netzebenen betrachtet wurde, muss künftig auch die (limitierte) verfügbare Kapazitäten auf der Höchstspannungsebene sowie über die grenzüberschreitenden Interkonnektoren in die Berechnungen einfließen. Hierbei ist zu klären, welche Lastprofile für Bestandskunden, Kapazitäten für Neukunden, Gleichzeitigkeitsfaktoren, Produktionsprofile, Steuerbarkeiten, Unsicherheiten etc. in die Kapazitätsberechnung einfließen, um ein möglichst realistisches Bild der Entwicklung zu zeichnen (siehe Kapitel 3.1.1.2).

Zu bemerken ist, dass die Kapazitätskarten zwar einen relevanten Rahmen und Aufhänger für die Weiterentwicklung der Netzberechnungen bieten, deren Wichtigkeit aber weit darüber hinausgeht und sowohl die Netzplanung (siehe Kapitel 4.2.3.2) als auch die Netzschlussprozeduren (siehe nächstes Unterkapitel) maßgeblich determiniert. Zugrundeliegende Annahmen müssen zudem regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst werden.

4.4.3 Flexible Netzanschlussverträge

Eine weitere große regulatorische Herausforderung besteht für die Netzanschlussverträge bei zunehmenden limitierten Netzkapazitäten. Um auch in dieser Situation einen Netzzugang möglichst zu ermöglichen, sieht die im Jahr 2024 überarbeitete Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie flexible Netzanschlussverträge (Flexible Connection Agreement oder FCA) vor. Diese sollen es ermöglichen, Netzanschlüsse bereitzustellen, deren Leistungsbezug zeitlich oder leistungstechnisch begrenzt beziehungsweise steuerbar ausgestaltet wird. Dadurch können insbesondere flexible Verbraucher oder Speicher bereits vor Abschluss umfangreicher Netzausbaumaßnahmen angeschlossen werden, ohne die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass diese Anschlussmodelle den erforderlichen Netzausbau nicht ersetzen, sondern sinnvoll ergänzen und langfristig ein Übergang zu festen Netzanschlüssen möglich bleibt. Der regulatorische Rahmen für solche flexible Netzanschlussverträge befindet sich aktuell in Ausarbeitung und sollte möglichst zeitnah definiert werden. Parallel dazu muss auch die technische Umsetzung angegangen werden. Gerade bei der Steuerbarkeit von Endkunden durch den Netzbetreiber ergeben sich hier wesentliche Neuerungen im Systembetrieb.

Ergänzend sollte geprüft und ggf. definiert werden, ob und wie weitere Anschlussprodukte möglich und sinnvoll sind. Hierzu zählen beispielsweise Anschlussmodelle, die auf einer N-0- statt einer N-1-Auslegung Netzsicherheit beruhen, oder andere netzdienliche Anschlussbedingungen vorsehen. Gleichzeitig muss auch hier die technische Umsetzung von Anfang an mitgedacht werden.

4.4.4 Netzanschlussvergabe

Durch die dynamische Entwicklung von Netzanschlussanfragen, und unter Berücksichtigung der oben beschriebenen neuen Anschlussprodukte, scheint zudem eine Überprüfung und ggf. Anpassung des heutigen Vergabeverfahrens für Netzanschlusskapazitäten sinnvoll. Das bisher angewandte First-come-first-served-Prinzip berücksichtigt weder die Realisierungswahrscheinlichkeit noch den systemischen Nutzen einzelner Projekte. Internationale Entwicklungen zeigen, dass zunehmend alternative Verfahren eingeführt werden, welche die Umsetzungsreife, gesellschaftlichen Nutzen, und Netzverträglichkeit von Anschlussprojekten stärker berücksichtigen. Dadurch kann verhindert werden, dass verfügbare Netzkapazitäten über lange Zeiträume durch nicht realisierte Projekte blockiert werden bzw. gesellschaftlich relevante Projekte nicht realisiert werden können.

5 Modellbasierte Analyse der Versorgungssicherheit in Luxemburg und Umgebung

Das National Centre of Excellence in Research (NCER) „Data-Driven Energy Transition (D2ET)“ ist eine vom Luxembourg National Research Fund (FNR) kofinanzierte, missionsorientierte Forschungsinitiative des LIST, LISER, Uni Luxemburg und SnT. Ziel des Projekts ist die Entwicklung einer datengetriebenen digitalen Plattform (Digital Twin) des luxemburgischen Energiesystems, um Politik, Netzbetreiber, Industrie und Forschung bei der Planung und Bewertung der Energiewende durch Modellierung, Simulation und Szenarioanalysen zu unterstützen.

Im Rahmen der Initiative wurde unter der Federführung des LIST ein Modellrahmen für das luxemburgische und umliegende Stromsystem entwickelt, das sich inhaltlich und methodisch an die in Kapitel 3.2 beschriebenen Analysen (Resource Adequacy Assessments) anschließt. Ein zentrales Ziel der Arbeiten war es, das luxemburgische Stromsystem nicht isoliert zu betrachten, sondern als Teil des europäischen Elektrizitätssystems abzubilden, gleichzeitig aber relevante lokale Gegebenheit und Ergebnisse detailliert und flexibel integrieren zu können. Hierzu wurde das nationale Übertragungsnetz mit einer detaillierten Darstellung der relevanten Nachbarnetze sowie einer vereinfachten europäischen Systemrepräsentation kombiniert, wie nachfolgend dargestellt.

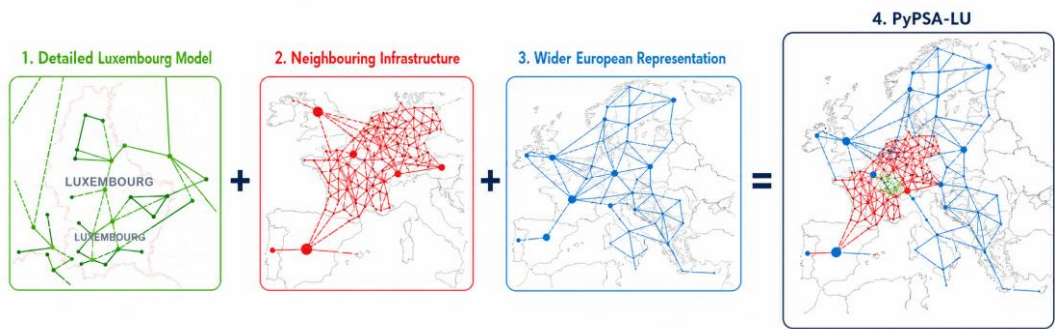


Abbildung 23. Modellierungsansatz des D2ET Strommarktmodells [Quelle: D2ET]

Der im Anhang beigefügte Bericht dokumentiert die Entwicklung, Kalibrierung und erste Validierung dieses Modellrahmens sowie dessen Anwendung auf verschiedene Zukunftsszenarien bis 2040. Insgesamt fünf Szenarien kombinieren unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage, zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie zur Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur:

Scenario ID	Demand Growth	380 kV Bofferdange Expansion	PST Belgium available
S1	High with Flexibility	No	Yes
S2	High with Flexibility	No	No
S3	Low with Flexibility	No	No
S4	High with Flexibility	Yes	Yes
S5	High with Flexibility	Yes	No

Tabelle 6. Szenarien der modellbasierten Analyse [Quelle: D2ET]

Durch den Vergleich dieser Szenarien werden die Auswirkungen unterschiedlicher Infrastruktur- und Systementwicklungen auf die Versorgungssicherheit, grenzüberschreitende Lastflüsse und potenzielle Netzengpässe untersucht.

Die Ergebnisse sind als Machbarkeitsstudie zu verstehen und dienen in erster Linie der Demonstration der Leistungsfähigkeit des entwickelten Modells. Sie stellen keine operative Netzplanungs- oder Versorgungssicherheitsanalyse dar, sondern zeigen auf, wie sich das Modell für die Bewertung zukünftiger Entwicklungen und möglicher Engpasssituationen einsetzen lässt.

Der Modellrahmen wird im weiteren Verlauf des NCER-Projekts weiterentwickelt und erweitert. Im gleichen Zug hat Creos Interesse an einer Integration in die eigenen Modellierungs- und Entwicklungsprozesse angemeldet. Auch für zukünftige Versorgungssicherheitsberichte kann der Modellrahmen neue Analysen ermöglichen und eine wertvolle strukturelle Bereicherung darstellen.

6 Resilienz der Stromversorgung

6.1 Risikovorsorgeplan für den Stromsektor

Vor dem Hintergrund der Verordnung (EU) 2019/941 wurde der luxemburgische Risikovorsorgeplan für den Stromsektor im Jahr 2026 umfassend aktualisiert. Ziel der Überarbeitung war es, neue europäische und nationale Strategien zur Stärkung der Versorgungssicherheit und Resilienz zu berücksichtigen und dem veränderten geopolitischen Kontext Rechnung zu tragen. Gleichzeitig wurde die Zusammenarbeit im Rahmen des Pentalateral Energy Forums weiter ausgebaut und an die aktualisierte regionale Methodik zur Identifikation von Stromkrisenszenarien angepasst.

Inhaltlich wurden die nationalen Krisenszenarien auf Basis der überarbeiteten ENTSO-E-Methodik neu bewertet. Die Methodik legt einen stärkeren Fokus auf regionale Auswirkungen extremer Ereignisse, eine engere Einbindung der Mitgliedstaaten sowie den verstärkten Einsatz modellgestützter Analysen. Für Luxemburg wurden weiterhin sechs nationale Krisenszenarien mit hoher Relevanz identifiziert, wobei insbesondere Cyberangriffe auf IKT-Systeme, physische Angriffe auf kritische Infrastrukturen, schwere Winterereignisse, Stürme sowie nukleare beziehungsweise industrielle Unfälle als die bedeutendsten Risiken eingestuft werden.

Darüber hinaus wurde der Maßnahmenkatalog weiter gestärkt und entlang der vier Krisenphasen Prävention, Frühwarnung, Krisenbewältigung und Kommunikation strukturiert. Neu aufgenommen wurden unter anderem die Nationale Resilienzstrategie, die Strategie zur Stärkung der Resilienz kritischer Einrichtungen, die aktualisierten Versorgungssicherheitsberichte sowie die Netzentwicklungspläne als zentrale Elemente der langfristigen Risikovorsorge. Gleichzeitig wurden Maßnahmen zur frühzeitigen Lastreduktion und zur Aktivierung von Flexibilität weiter konkretisiert. Hierzu zählen insbesondere der Einsatz des StromMonitor, verpflichtende Lastreduktionen im öffentlichen Sektor sowie der temporäre Einsatz von Notstromaggregaten, um Lastabwürfe möglichst zu vermeiden.

Ein weiterer Schwerpunkt der Aktualisierung liegt auf der vertieften regionalen Zusammenarbeit im Rahmen des *Pentalateral Energy Forums*. Hierzu wurde ein gemeinsames Penta-Kapitel in den nationalen Risikovorsorgeplan integriert, das einheitliche regionale Krisenszenarien, abgestimmte Kommunikations- und Informationsprozesse, Mechanismen der gegenseitigen Unterstützung sowie einen gemeinsamen Katalog regionaler Maßnahmen beschreibt. Ziel ist es, das koordinierte Vorgehen der beteiligten Staaten bei grenzüberschreitenden Stromkrisen weiter zu stärken und die Wirksamkeit nationaler Maßnahmen durch eine engere regionale Abstimmung zu erhöhen.

Der überarbeitete Risikovorsorgeplan ist ein wichtiges Element zur Stärkung der Versorgungssicherheit Luxemburgs. Gleichzeitig ist der Plan nur dann wirklich sinnvoll und effektiv, wenn die darin beschriebenen Inhalte auch in der Praxis anwendbar sind. Zu diesem Zweck wird angeregt, auf der Ebene des Übertragungsnetzbetreibers Creos, des Hochkommissariats für nationale Sicherheit, sowie im Rahmen des Pentalateralen Energieforums regelmäßig Krisenübungen zu organisieren.

6.2 Resilienzstrategie und Notfallpläne

Neben der Aktualisierung des Risikovorsorgeplans wurden in den vergangenen Jahren weitere nationale Strategien und Notfallpläne überarbeitet oder neu eingeführt, welche direkt oder indirekt zur

Resilienz des Energiesektors beitragen. Hierzu zählen insbesondere die Nationale Strategie zur Anpassung an den Klimawandel, die Nationale Strategie zur Stärkung der Resilienz kritischer Einrichtungen sowie verschiedene sektorspezifische Notfall- und Krisenpläne. Gemeinsam verfolgen diese Dokumente das Ziel, die Widerstandsfähigkeit Luxemburgs gegenüber Naturgefahren, geopolitischen Risiken, Cyberangriffen und anderen systemischen Krisen zu erhöhen und gleichzeitig die Zusammenarbeit zwischen Behörden, Betreibern kritischer Infrastrukturen und privaten Akteuren zu stärken.

Einen zentralen Baustein bildet die im Jahr 2025 veröffentlichte Nationale Resilienzstrategie. Sie verfolgt einen gesamtstaatlichen und sektorübergreifenden Ansatz, der sich an den Leitlinien der Europäischen Union und der NATO orientiert und darauf abzielt, die Fähigkeit Luxemburgs zu stärken, schwerwiegende Störungen vorherzusehen, deren Auswirkungen zu begrenzen und die Funktionsfähigkeit kritischer Systeme möglichst rasch wiederherzustellen. Die Strategie ist entlang von acht miteinander verknüpften Handlungsfeldern aufgebaut, darunter der Schutz essenzieller Güter und Dienstleistungen, die Resilienz kritischer Infrastrukturen, die Cyberresilienz sowie die Sicherung strategischer Ressourcen. Für den Energiesektor bedeutet dies insbesondere den weiteren Ausbau robuster und anpassungsfähiger Energieinfrastrukturen, die Verringerung von Verwundbarkeiten gegenüber physischen und digitalen Bedrohungen sowie eine stärkere Verzahnung von Prävention, Krisenvorsorge und Wiederherstellungsmaßnahmen. Gleichzeitig wird die enge Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Institutionen, Netzbetreibern und weiteren Betreibern kritischer Infrastrukturen als wesentliche Voraussetzung für eine hohe Versorgungssicherheit hervorgehoben.

Der vorliegende Bericht fügt sich unmittelbar in diese nationale Resilienzstrategie ein. Durch die Analyse des Zustands und der zukünftigen Entwicklung der Stromversorgungsinfrastruktur, die Bewertung potenzieller Risiken für die Versorgungssicherheit sowie die Identifikation des erforderlichen Investitions- und Handlungsbedarfs trägt er insbesondere zu den Zielen der Stärkung kritischer Energieinfrastrukturen und der langfristigen Sicherstellung einer resilienten Stromversorgung in Luxemburg bei. Er stellt damit einen wichtigen Baustein für die kontinuierliche Weiterentwicklung der nationalen Resilienz im Energiesektor dar.

6.3 Analyse der Resilienz der Stromnetzinfrastruktur

Im Rahmen der Erstellung des vorliegenden Berichts und im Einklang mit den Zielen der Nationalen Resilienzstrategie wurde eine strukturierte Erhebung bei den luxemburgischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Anlass hierfür waren unter anderem die Sabotagevorfälle an der Strominfrastruktur in Berlin Anfang 2025, welche die Bedeutung der physischen und organisatorischen Resilienz kritischer Energieinfrastrukturen erneut verdeutlichten. Ziel der Erhebung war es, die Widerstandsfähigkeit der Stromnetze gegenüber gezielten Angriffen, extremen Naturereignissen und weiteren Krisenszenarien systematisch zu bewerten.

Die Befragung umfasste sowohl technische als auch organisatorische Aspekte der Resilienz. Im Mittelpunkt standen unter anderem Fragen zur Netzstruktur und Redundanz, zur Identifikation möglicher Single Points of Failure, zur N-1-Sicherheit kritischer Betriebsmittel, zu gemeinsam geführten Leitungs- und Kabeltrassen sowie zur Absicherung von Kommunikations- und Leitsystemen. Darüber hinaus wurden die Netzbetreiber zu physischen Schutzmaßnahmen wie Zutrittskontrollen, Perimeterschutz und Videoüberwachung, zu Risikoanalysen für die im nationalen Risikovorsorgeplan identifizierten Krisenszenarien sowie zu organisatorischen Maßnahmen wie Business-Continuity-Plänen, Krisenstäben, Notfallprozessen, Zusammenarbeit mit Behörden und regelmäßigen Krisenübungen befragt.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt ein hohes Resilienzniveau der luxemburgischen Stromnetze. Die Netzbetreiber verfügen überwiegend über redundante Netzstrukturen, wobei alle systemkritischen Betriebsmittel und Infrastrukturen nach dem N-1-Kriterium abgesichert sind. Kritische Anlagen sind darüber hinaus mit geeigneten physischen Sicherheitsmaßnahmen wie Zutrittskontrollen, Perimeter-schutz und weiteren Schutzvorkehrungen ausgestattet. Zwar existieren naturgemäß einzelne Leitungs- und Kabelkorridore, in denen mehrere Stromkreise gemeinsam geführt werden, diese stellen nach Einschätzung der Netzbetreiber jedoch keine strukturellen Schwachstellen für die Versorgungssicherheit dar.

Verbesserungspotenzial besteht insbesondere im organisatorischen Bereich. So befinden sich bei einzelnen Netzbetreibern spezifische Risikoanalysen und Notfallpläne für einzelne Krisenszenarien, beispielsweise für extreme Wetterereignisse, sowie Business-Continuity-Pläne, noch in der Ausarbeitung und sollten zeitnah fertiggestellt beziehungsweise weiterentwickelt werden. Insgesamt bestätigt die Erhebung jedoch, dass die luxemburgischen Netzbetreiber auf technische und organisatorische Störungen gut vorbereitet sind und die Stromnetzinfrastuktur ein hohes Maß an Robustheit aufweist. Ein gezielter Sabotageversuch mit Auswirkungen vergleichbar zu den Vorfällen in Berlin erscheint vor diesem Hintergrund im luxemburgischen Stromnetz nach derzeitigem Kenntnisstand deutlich weniger wahrscheinlich.

7 Literatur

- [1] IEA, „Luxembourg 2026 - Energy Policy Review“, 2026.
- [2] JRC, „The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets“, 2023.
- [3] ACER, „Key developments in European gas wholesale markets - Gas winter season 2025-2026“, 2026.
- [4] Ember, „Electricity Data Explorer“, [Online]. Available: https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?tab=change&chart=change_by_source&entity=EU&metric=absolute&data=capacity&multi=false&date=2025-01-01&date_from=2022-01-01.
- [5] ENTSO-E, „Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025“, 2026.
- [6] Ministerium für Wirtschaft und Ministerium für Umwelt, Klima und Biodiversität, „Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan“, 2024.
- [7] ILR, „Chiffres clé du marché de l'électricité - Année 2023 - Partie I“, 2024.
- [8] ILR, „Chiffres clés du marché de l'électricité de l'année 2025“, 2026.
- [9] Creos, „Scenario Report 2040 - Version 2024“, 2025.
- [10] ILR, „Tableau de bord - électricité“, [Online]. Available: <https://www.ilr.lu/espace-statistiques/statistiques/tableau-de-bord-electricite/>.
- [11] ENTSO-E, „European Resource Adequacy Assessment (ERAA)“, 2026.
- [12] Bundesnetzagentur, „Versorgungssicherheitsbericht Strom“, 2025.
- [13] Elia, „Adequacy and Flexibility Study for Belgium (2026-2036)“, 2025.
- [14] RTE, „Bilan prévisionnel 2025–2035“, 2025.
- [15] „Staatsvertrag über die Errichtung von Wasserkraftanlage an der Our zwischen dem Großherzogtum Luxemburg und dem Lande Rheinland-Pfalz in der Bundesrepublik Deutschland“, 1958.
- [16] MEA und BMWK, „Gemeinsame Absichtserklärung über den Zuverlässigkeitsstandard für die Stromversorgung“, 2021.
- [17] Creos, „Electricity Transmission Grid - Network Development Plan 2024-2034“, 2024.
- [18] Creos, „Electricity Distribution Grid - Network Development Plan 2025-2035“, 2026.
- [19] EY & Eurelectric, „Grids for Speed“, 2024.
- [20] Bruegel, „European natural gas imports“, [Online]. Available: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>.
- [21] Luxemburgische Regierung, „Nationale Resilienzstrategie“, 2025.
- [22] Ministerium für Wirtschaft, „Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg“, 2024.
- [23] Elia, „Derating factors for the 2026 CRM Auctions“, 2026.
- [24] Umweltbundesamt, „Kapazitätskredit erneuerbarer Energien - welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten?“, 2021.

Data-Driven Energy Transition



NCER | National Centre of Excellence in Research

This research was funded in part by the Luxembourg National Research Fund (FNR),
Grant Reference NCER25/SR/18324647.

PyPSA Model for Luxembourg

Date: 17/07/2026

1 Introduction, Scope and Disclaimer

Ensuring the security of electricity supply in Luxembourg requires increasingly detailed analyses of the interactions between electricity markets, transmission infrastructure, cross-border exchanges, and the ongoing transformation of the European energy system. Luxembourg is strongly interconnected with neighbouring countries and highly dependent on electricity imports, making regional and European developments particularly relevant for national security-of-supply assessments.

To support forward-looking adequacy and network security analyses, the Data-Driven Energy Transition (D2ET) consortium developed, in coordination with the Directorate General Energy of the Ministry of the Economy, a PyPSA-LU modelling framework based on the open-source PyPSA platform [1] [2]. The primary objective of this work is the implementation, calibration, and validation of a Luxembourg-specific electricity system model capable of reproducing representative operational behaviour and supporting future adequacy and security analyses. As illustrated in Figure 1, the framework combines a detailed nodal representation of the Luxembourg transmission system with an explicit representation of neighbouring transmission infrastructure in Germany, Belgium, France, and the Netherlands, together with an aggregated representation of the wider European electricity system based on interconnected bidding zones and NTC constraints.

The framework supports hourly techno-economic dispatch simulations, cross-border exchange analysis, power-flow calculations, and N-0/N-1 security assessments across multiple future planning scenarios. The simulations presented in this report should therefore be understood as model-based screening and validation cases, illustrating the capabilities of the PyPSA-LU framework while identifying representative congestion patterns, adequacy sensitivities and transmission-security constraints under different assumptions. The analyses are exploratory and scenario-based. They aim to identify possible future operational constraints, adequacy risks and infrastructure sensitivities, without replacing detailed operational or TNDP planning studies.

The results should not be interpreted as operational planning studies or official transmission security calculations. In particular, the simulations do not include the complete set of reinforcement measures, operational practices, contractual constraints, and detailed security margins considered in CREOS operational and planning studies. Annex A provides a comparative overview of the main methodological differences between the PyPSA-LU framework and the CREOS planning approach in order to support the interpretation of the presented results. As with all prospective energy-system analyses, the outcomes remain subject to uncertainties associated with future electricity demand evolution, renewable energy deployment, weather conditions, fuel and CO₂ prices, market design developments, the availability of generation and transmission assets, and the implementation of future network reinforcements.

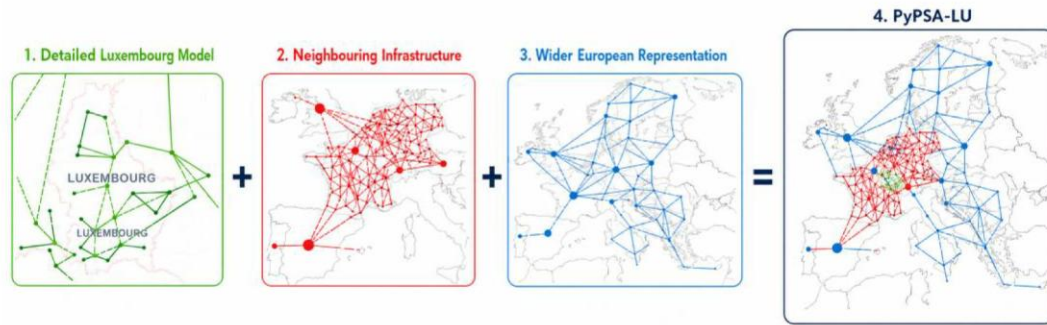


FIGURE 1. CONCEPTUAL ARCHITECTURE OF THE PYPSA-LU MULTI-SCALE MODELLING FRAMEWORK.

2 Model Implementation, Data and Assumptions

2.1 Modelling Architecture

The PyPSA-LU framework follows a multi-scale modelling approach combining:

- explicit representation of the Luxembourg 220 kV transmission grid together with a selected set of neighbouring transmission lines and substations in Germany, Belgium, and France that are critical for cross-border exchanges and regional power-flow representation,
- higher-resolution clustered models for Germany, Belgium, France, and the Netherlands,
- and a European zonal representation interconnected through Net Transfer Capacities (NTCs).

The baseline European representation was derived from PyPSA-Eur [3] and aligned with TYNDP 2024 Scenarios Methodology Report [4] methodologies and datasets. Luxembourg's transmission topology was progressively refined using technical exchanges and data provided by CREOS.

2.2 Luxembourg Network Representation

The Luxembourg transmission system is represented through an explicit nodal model of the national 220 kV grid, including substations, transmission lines, cross-border interconnections, aggregated 65 kV regional nodes, and the Vianden pumped-storage hydropower plant. The network topology and electrical parameters were primarily developed using technical data provided by CREOS, including all major 220/65 kV transformers and 11 aggregated 65 kV regional nodes distributed across Luxembourg. The only transmission reinforcement explicitly included and simulated in the model is the upgrade of the eastern connection to Germany through the new Bofferdange–Aach 380 kV double-circuit line, illustrated in Figure 2. Additional reinforcement projects from the CREOS Transmission Network Development Plan (TNDP) [5], including further internal grid reinforcements and the northern connection to Germany, were not included in the present analysis.

The model also explicitly represents key neighbouring substations and transmission corridors relevant for Luxembourg's imports and cross-border power flows, notably Bauler, Bloeren–Niederstedem, Heisdorf–Quint and Aach in Germany, together with Aubange in

Belgium and their associated interconnections. The neighbouring topology was complemented using OpenInfraMap/OpenStreetMap information and PyPSA line parameters. The Phase-Shifting Transformer (PST) between Aubange and Schiffflange was represented as a power-controlled link with contractual transfer limits of 300 MW from Belgium to Luxembourg and 180 MW in the opposite direction.

This representation is suitable for screening purposes, but PST effects should be interpreted as model-based sensitivities rather than as a full AC representation of the physical phase-shifting transformer.

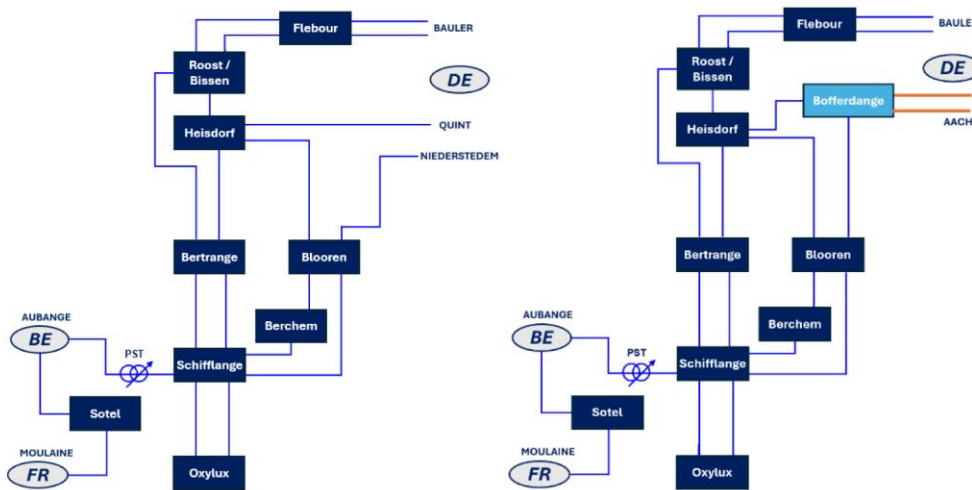


FIGURE 2. REPRESENTATION OF THE LUXEMBOURG 220 kV TRANSMISSION GRID UNDER THE CURRENT TOPOLOGY (LEFT) AND THE EXPANDED TOPOLOGY INCLUDING THE PLANNED 380 kV BOFFERDANGE REINFORCEMENT (RIGHT).

2.3 Demand and Renewable Representation

Substation-level demand modelling was developed using CREOS net load measurements complemented with ENTSO-E Transparency Platform data [6]. Since the available measurements mainly represented net demand, a dedicated processing methodology was implemented to reconstruct gross electricity demand by separating local distributed generation contributions from the measured load profiles. Figure 3 presents representative examples of the resulting gross electricity demand profiles reconstructed for selected substations and used as inputs for the PyPSA-LU simulations. The procedure combined temporal aggregation, dataset alignment, consistency checks between substation and national balances, and outlier filtering to improve the robustness of the nodal time series and ensure consistency between national and substation-level representations.

A specific demand representation was additionally developed for the Sotel industrial network, which is not reflected in the available CREOS transmission-level measurements and ENTSO-E balances. The current implementation uses a simplified hourly industrial load profile with weekday daytime peaks of approximately 300 MW, reduced evening demand, and lower night-time and weekend consumption. The 300 MW peak assumption was derived from the CREOS Scenario Report 2040 [7], which indicates that part of Luxembourg's industrial demand connected to the Sotel network currently ranges between 280 MW and 300 MW. The remaining profile structure was calibrated to remain broadly consistent with the gap observed between ILR national electricity consumption

statistics and ENTSO-E reported values for 2024, corresponding to approximately 1.3 TWh of additional industrial consumption not fully captured in the transmission-level datasets. This representation is suitable for the scenario-screening purpose of the present study but should not be interpreted as a fully validated operational representation of the SOTEL network. Further refinement would require additional operational, topological or customer-level information.

Renewable generation capacities and hourly profiles were derived using regional renewable generation data provided by CREOS together with renewable capacity mapping derived from publicly available Energieaueur datasets. The spatial allocation of renewable generation was linked to the PyPSA-LU nodal topology through regional mapping procedures, while time series from ENTSO-E generation data were used to calibrate and validate the resulting renewable representation.

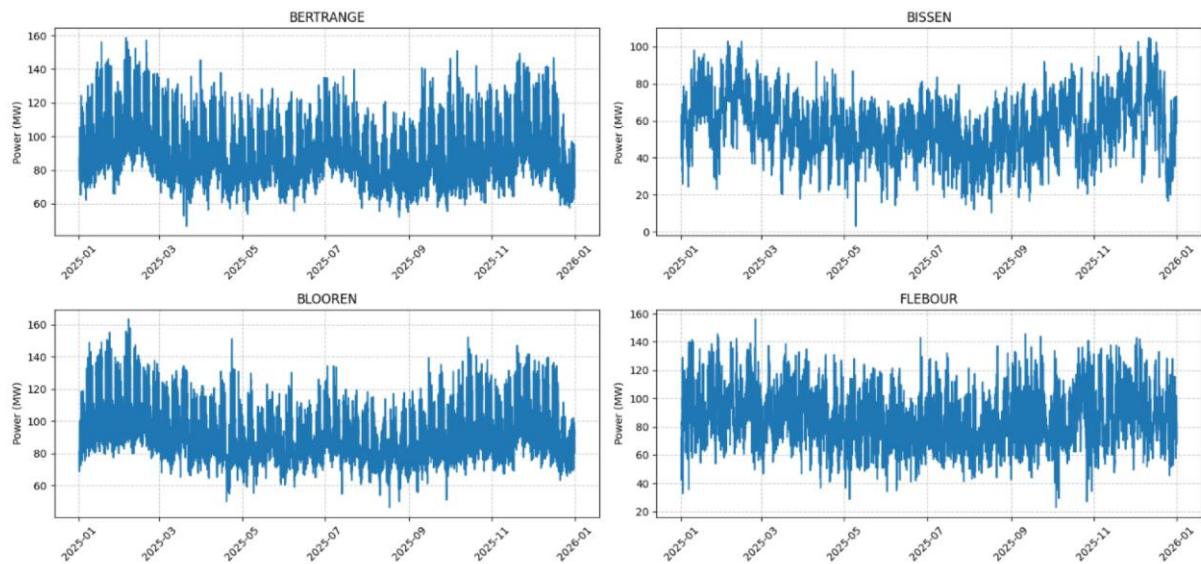


FIGURE 3. EXAMPLE OF RECONSTRUCTED GROSS-LOAD TIME SERIES USED AS INPUT TO THE PYPSA-LU MODEL.

2.4 Model Inventory and Main Data Sources

The main components represented in the PyPSA-LU model and the corresponding data sources used for their implementation are summarized in Table 1.

TABLE 1. PYPSA-LU MODEL INVENTORY AND MAIN DATA SOURCES.

Component	Description	Main Sources
Luxembourg transmission grid	220 kV substations, lines, transformers, interconnections	CREOS, OpenInfraMap [8]
European system	Zonal market representation with NTC constraints	PyPSA-Eur [3], TYNDP 2024 [4]
Demand profiles	Substation-level and national hourly demand based on the year 2025	CREOS [7], ENTSO-E [6]
Generation assets	Conventional, RES and storage technologies	data.public.lu, PyPSA-Eur [3], ENTSO-E [6], powerplantmatching
Renewable mapping	Regional PV and wind allocation	Energieaueur, CREOS [7]
Weather data	Renewable generation weather series based on the year 2025	PyPSA-Eur [3]/ PECD datasets

3 Calibration and Validation of the 2025 Reference System

A dedicated calibration phase was conducted to ensure that the PyPSA-LU framework reproduces the operational characteristics of the Luxembourg electricity system before performing future adequacy assessments.

3.1 Renewable Generation Validation

The nodal renewable representation was validated against ENTSO-E national generation data using aggregated regional renewable profiles derived from CREOS regional datasets and renewable capacity mapping assumptions. The validation results showed a correlation coefficient of 0.9619 and a Mean Absolute Error (MAE) of 11.327 MW for wind generation, while the photovoltaic representation achieved a correlation coefficient of 0.9866 with an MAE of 7.298 MW. Figure 4 presents the comparison between the reconstructed renewable generation profiles and the ENTSO-E national reference data for wind (left) and solar PV (right). These results indicate a strong consistency between the reconstructed nodal renewable generation and the national reference data, providing an acceptable level of accuracy for the calibration of the 2025 reference case and for subsequent forward-looking adequacy and network stress analyses.

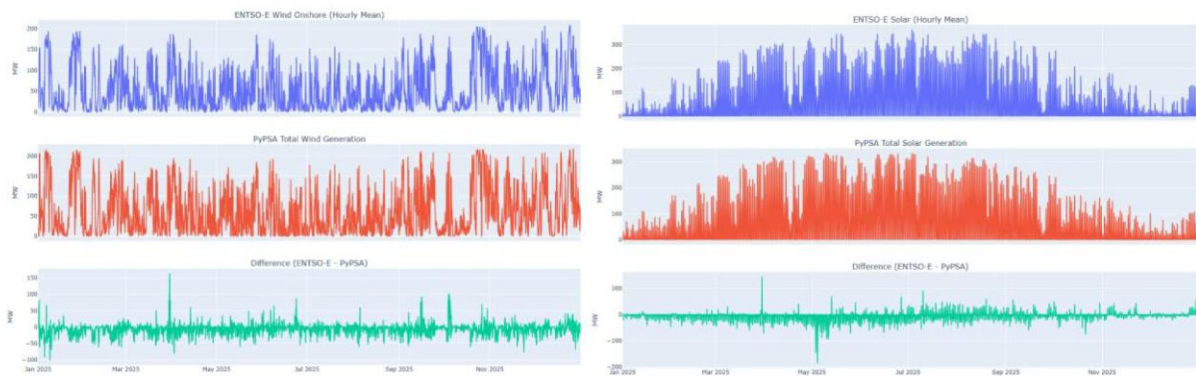


FIGURE 4. VALIDATION OF AGGREGATED RENEWABLE GENERATION PROFILES AGAINST ENTSO-E NATIONAL GENERATION DATA. WIND (LEFT). SOLAR (RIGHT).

3.2 Demand Reconstruction and Validation

The resulting load allocation and gross-demand reconstruction were directly reviewed and validated through technical exchanges with CREOS experts, including dedicated validation exercises for major substations. Figure 3 presents examples of the reconstructed gross-load profiles obtained for selected substations and used as model inputs.

3.3 National Electricity Balance Verification

The calibrated 2025 reference case was validated against ENTSO-E 2025 time-series. The validation compared national demand levels, renewable generation patterns, cross-border imports and exports, and the resulting transmission loading behaviour to verify the consistency of the reconstructed electricity balance and network operation. Figure 5 presents representative comparisons between the simulated and reference system

operation for (a) summer months and (b) winter months. Although some differences remain in the detailed dispatch of individual technologies and interconnection flows, the comparison shows that the model reproduces the overall operational trends and seasonal behaviour of the Luxembourg electricity system with a satisfactory level of consistency for adequacy and network stress analyses.

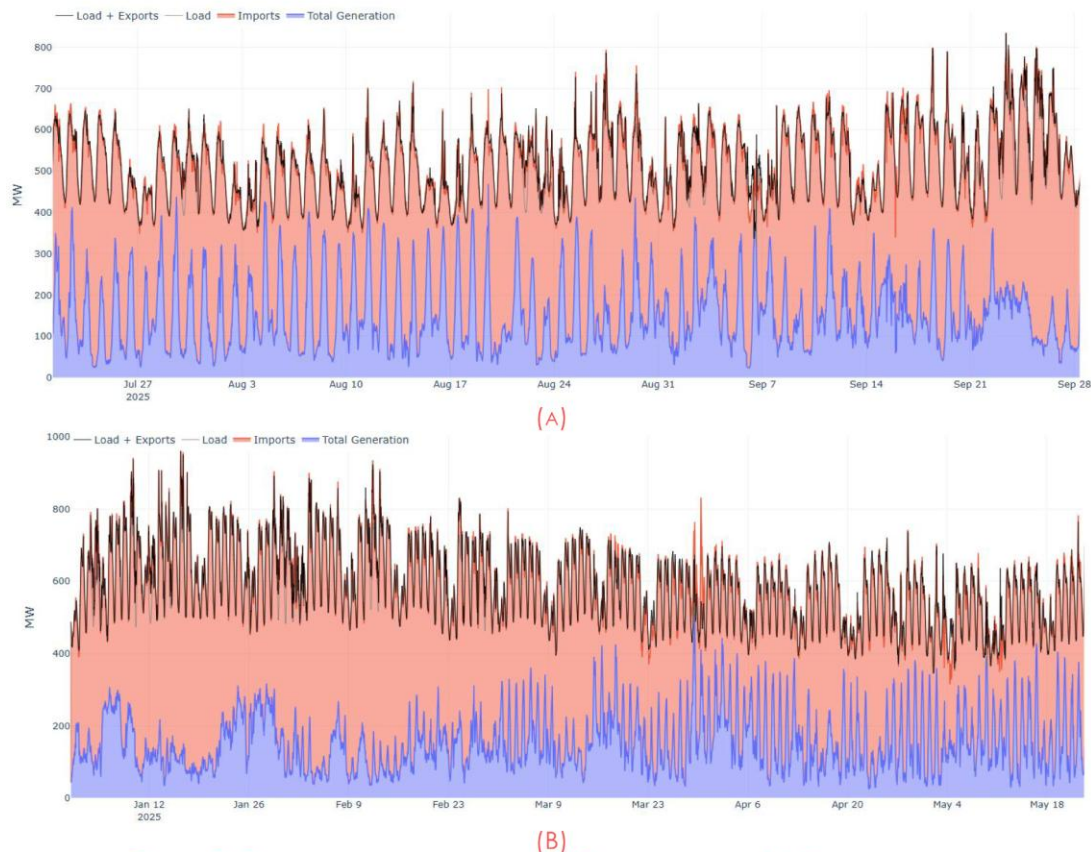


FIGURE 5. OPERATION VERIFICATION FOR (A) SUMMER MONTHS (B) WINTER MONTHS.

4 Scenarios

The scenario analysis was developed to evaluate the impact of future demand growth, renewable deployment, and transmission reinforcements on Luxembourg's adequacy and network security conditions over the planning horizon up to 2040. The modelling framework combines national demand-growth assumptions, regional load allocation, renewable expansion trajectories, and infrastructure sensitivities within a unified set of forward-looking scenarios.

Electricity demand projections were initially derived from the national demand-growth trajectories defined in the CREOS Scenario Report 2040 [7]. Since adequacy and congestion behaviour strongly depend on the geographical distribution of future loads, the national trajectories were regionalized using additional information provided by CREOS. The regionalization process distributed future demand growth across the North, East, West, Center, South-West, and South-East regions according to expected industrial developments, electrification trends, and large-consumer connections. Emphasis was placed on the "High estimate with flexibility" trajectory, which was selected as the main

reference demand pathway for the adequacy and network stress analyses. Figure 6 presents the resulting regional additional peak-demand projections considered for the planning horizon up to 2040. The simulations are aligned with the peak-demand trajectory from the Scenario Report rather than the peak-import trajectory. Imports are an output of the optimisation and may therefore differ from the Scenario Report peak-import curve, particularly because of the selected network representation, demand allocation and scaling methodology.

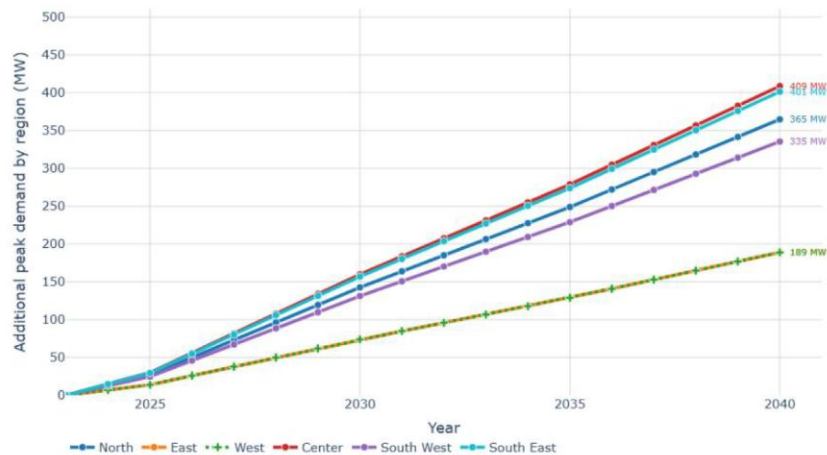


FIGURE 6. REGIONAL ADDITIONAL PEAK DEMAND PROJECTIONS UP TO 2040.

Renewable energy source (RES) expansion assumptions were derived from regionalized CREOS datasets containing information on existing installations, authorized projects, and delayed connection requests. A progressive deployment trajectory was assumed for future years to represent the staged integration of renewable projects over time. The adopted assumptions considered approximately 80% of authorized projects by 2030, 80% of authorized projects together with 70% of delayed projects by the 2035 horizon, and full deployment of both authorized and delayed projects by 2040. The resulting renewable growth assumptions for each technology and region are presented in Figure 7.

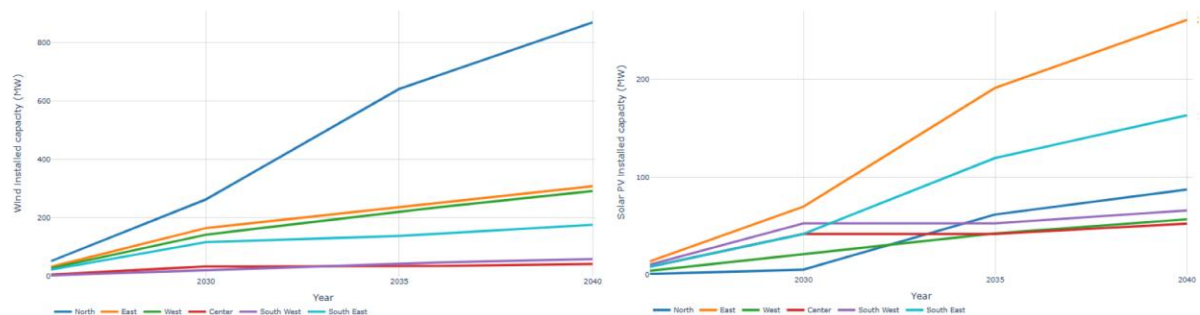


FIGURE 7. REGIONAL SOLAR PV AND WIND CAPACITY PROJECTIONS UP TO 2040.

Based on these assumptions, the final scenario matrix focused on the “High estimate with flexibility” demand trajectory defined in the CREOS Scenario Report 2040. In this context, flexibility refers to the reduction and temporal shifting of peak electricity demand through the activation of demand-side flexibility measures, sector coupling, storage operation, controlled EV charging, and other load-management mechanisms considered in the

CREOS scenario framework. Consequently, the “with flexibility” trajectory assumes that part of the future electrification demand can be actively managed to reduce peak-load conditions compared to the non-flexibility case. It should however be noted that these flexibility contributions are assumed to be effectively available and operationally accessible during critical periods. In practice, achieving such flexibility levels may require significant deployment of enabling infrastructure, market mechanisms, consumer participation, and operational coordination, and therefore remains subject to uncertainty. The scenario should therefore be interpreted as an optimistic but plausible flexibility pathway rather than a guaranteed operational outcome.

In these simulations, flexibility is represented exogenously through the demand trajectory and should not be interpreted as an endogenously optimised or guaranteed operational resource unless explicitly modelled as such.

The analysis combined this demand trajectory with a single RES deployment scenario and different network configurations to evaluate the impact of the planned 380 kV Bofferdange reinforcement together with the sensitivity associated with the Belgium PST operation. The resulting scenario combinations are summarized in Table 2.

TABLE 2. SCENARIO DESCRIPTION.

Scenario ID	Demand Growth	380 kV Bofferdange Expansion	PST Belgium available
S1	High estimate with Flexibility	No	Yes
S2	High estimate with Flexibility	No	No
S3	Low estimate with Flexibility	No	No
S4	High estimate with Flexibility	Yes	Yes
S5	High estimate with Flexibility	Yes	No

5 Simulation and Technical Results

This section presents the adequacy and network-security results obtained for the analysed scenarios under both normal operating conditions (N-0) and predefined contingency cases (N-1). Particular attention is given to critical cross-border corridors such as Bauler–Flebour, Blooren–Niederstedem and Heisdorf–Quint due to their relevance for Luxembourg’s import capability and transmission security. The analysis focuses on identifying the first constrained year, the evolution of missing-capacity indicators, and the occurrence of critical operating periods under the considered demand-growth and network configurations.

5.1 Simulation Workflow

For each scenario, the model was simulated for the representative planning horizons 2030, 2035, and 2040 in order to evaluate the evolution of system adequacy under increasing demand and RES deployment assumptions. The workflow combined hourly techno-economic dispatch optimization with power-flow calculations under both N-0 operation and predefined N-1 contingency conditions affecting critical cross-border corridors.

Additional intermediate years were sequentially evaluated to identify the first constrained year, defined as the first simulated year in which the existing network configuration produces missing capacity under network-constrained deliverability conditions. The simulations were then used to analyse dispatch behaviour, transmission loading, congestion patterns, cross-border exchanges, and critical operating periods across the different scenarios.

This methodology enables the identification of limiting network elements, recurrent congestion corridors, and the operational conditions leading to adequacy violations or transmission-security constraints.

Two KPI views should be kept distinct: the first constrained year indicates the timing of the first observed stress, whereas common-year missing-capacity values for 2030, 2035 and 2040 support severity comparisons between scenarios. Missing-capacity values reported for different first constrained years should therefore not be interpreted as a like-for-like ranking of scenario severity.

5.2 Results for N-0

The N-0 assessment evaluates the capability of the existing transmission system to satisfy the projected electricity demand under normal operating conditions, without considering contingency events. For each scenario, the simulations identify the first constrained year, defined as the first year in which the existing grid configuration produces missing capacity under network-constrained deliverability conditions, and quantify the corresponding adequacy deficit. In addition, the analysis evaluates the evolution of missing capacity for the representative planning horizons 2030, 2035, and 2040, as illustrated in Figure 8.

It is important to note that the N-0 analysis should not be understood as reference for operational or expansion planning purposes which require contingency analyses involving necessary security margins, such as those presented in Sections 5.3 and 5.4. Nevertheless, the N-0 analysis provides relevant insights regarding operational limits of the system without security considerations.

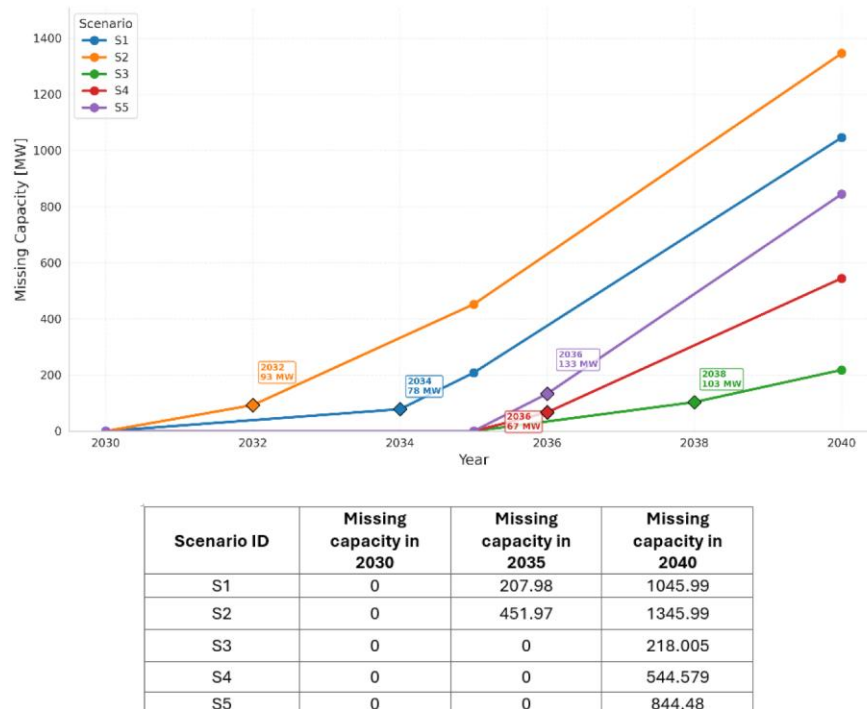


FIGURE 8. MISSING CAPACITY EVOLUTION, INCLUDING THE FIRST CONSTRAINED YEAR, FOR THE N-0 ASSESSMENT.

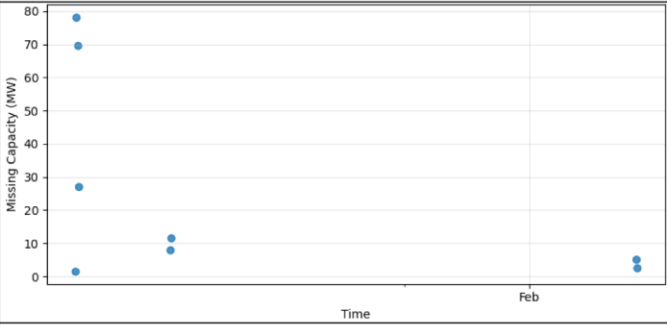
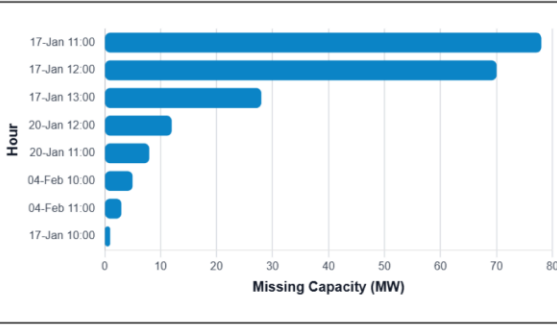
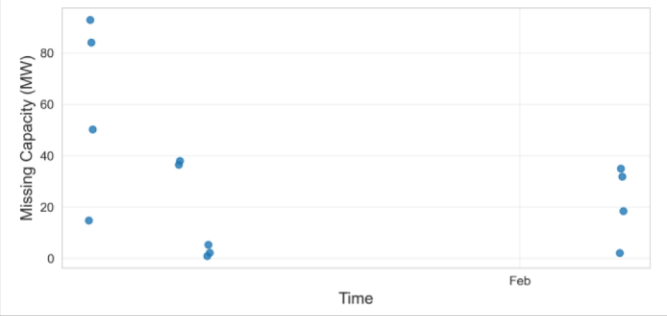
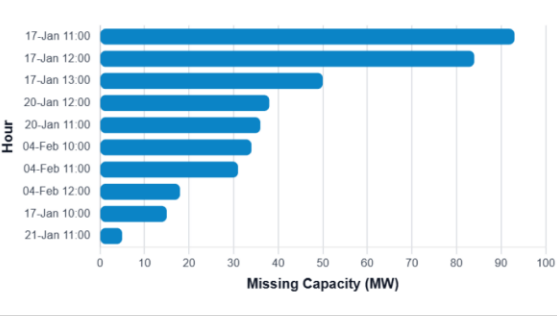
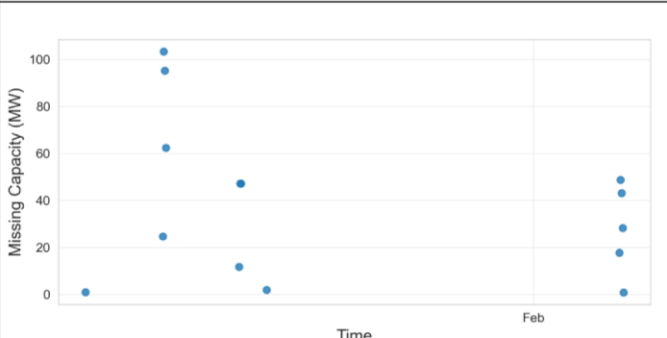
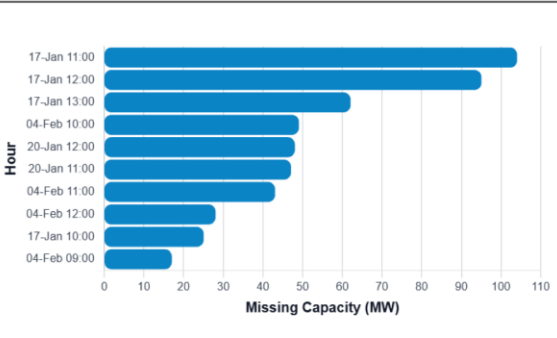
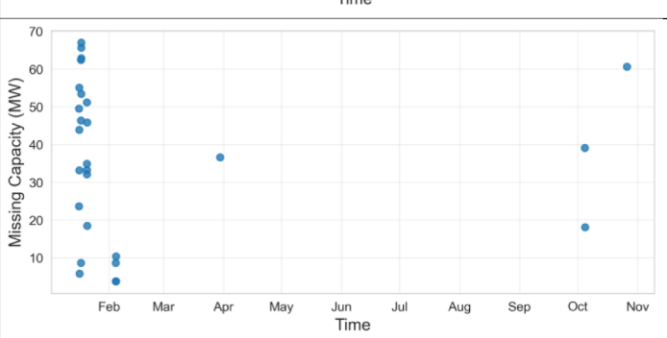
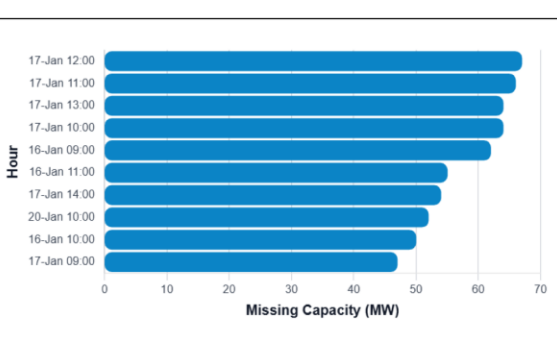
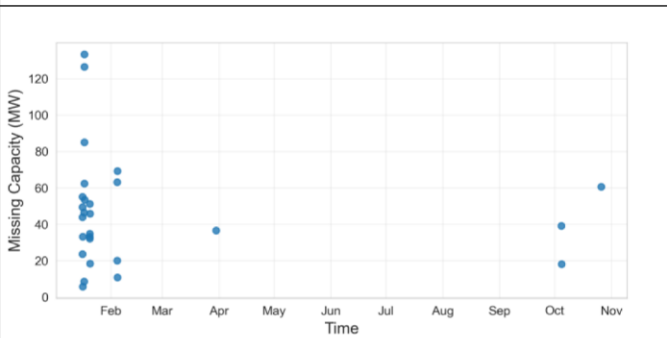
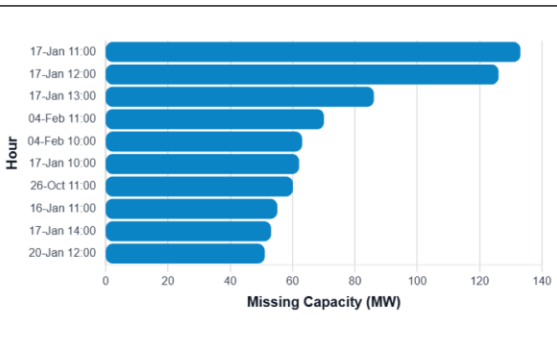
Beyond the missing capacity indicator, the N-0 hourly simulations indicate that the first adequacy limitations are associated with high loading conditions on selected import corridors and key internal transmission lines, particularly under winter peak-demand conditions. Across the analysed scenarios, recurrent model-identified bottlenecks are observed on corridors such as Bissen–Heisdorf and Bauler–Flebour, while cross-border exchanges through Blooren–Niederstedem and Heisdorf–Quint, the Belgium PST and the Bofferdange reinforcement influence the resulting adequacy margins and flow patterns. These N-0 results should be interpreted in light of the simplified network scope, the demand-scaling approach and possible loop or transit-flow components allowed by the regional optimisation framework.

Additional detailed results for the first critical year identified in each scenario are provided in the following subsections, including missing-capacity distributions and critical hours (Table 3), identification of the most critical transmission elements and associated loading-duration curves (Table 4), as well as representative cross-border exchange and PST behaviour plots (Table 5). These results provide a more detailed view of the operational conditions leading to the observed adequacy limitations and transmission constraints.

5.2.1 Missing capacity

Missing-capacity results provide an indication of the magnitude and temporal distribution of adequacy shortages during the first critical year identified for each scenario. In addition to the total missing capacity, the analysis highlights the occurrence of critical hours and the most severe supply-deficit events throughout the year.

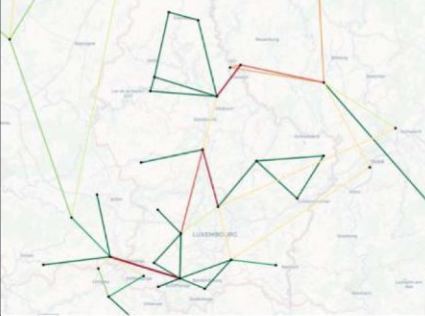
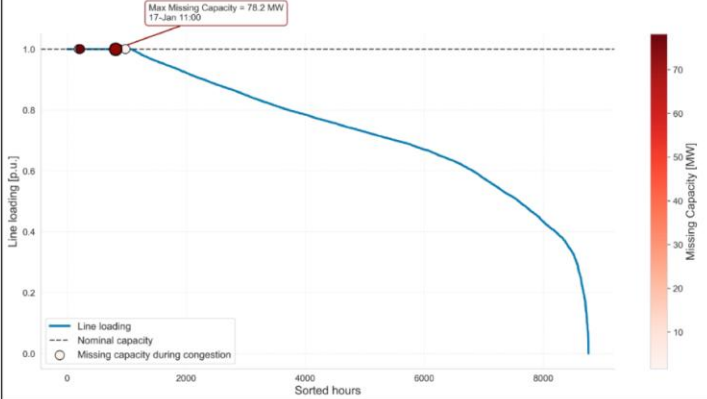
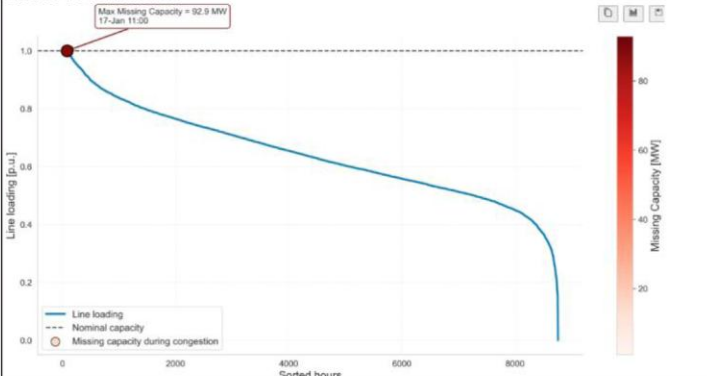
TABLE 3. CRITICAL HOURS FOR THE N-0 ANALYSIS.

	Critical hours	Top 10 of events
S1 - 2034		
S2 - 2032		
S3 - 2038		
S4 - 2036		
S5 - 2036		

5.2.2 Critical Network Elements in the year of first constrained operation

Beyond the missing-capacity indicator, the hourly simulations also identify the transmission elements that repeatedly reach their operational limits. The loading-duration curves presented for the most critical corridors illustrate the persistence of congestion patterns under the analysed scenarios. Several of the identified bottlenecks, such as the Bissen-Heisdorf corridor, are already associated with reinforcement measures foreseen within the CREOS planning framework, including capacity-upgrade solutions under evaluation. At the same time, the present PyPSA-based analysis does not explicitly represent operational network-reconfiguration strategies that may be applied by the TSO to mitigate congestion under stressed operating conditions. Therefore, these results should be interpreted as indicators of structural stress within the model representation rather than as operationally validated overload-duration forecasts.

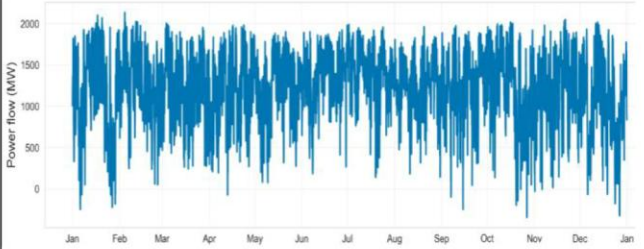
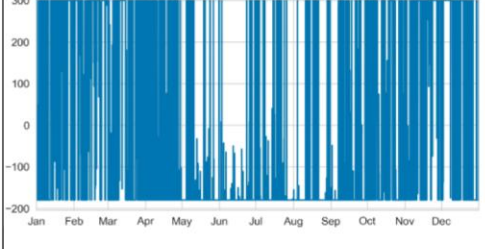
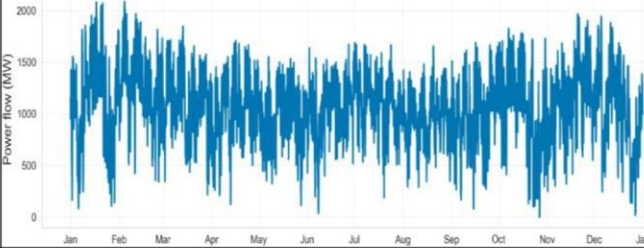
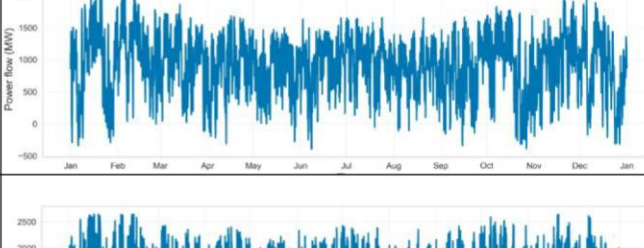
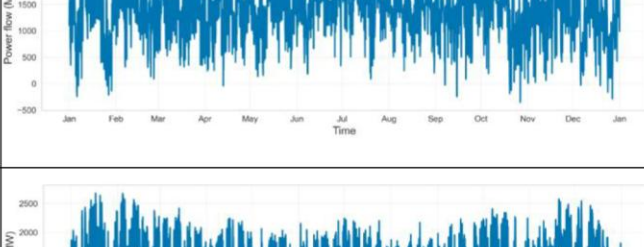
TABLE 4. CRITICAL ELEMENTS AND LOADING DURATION CURVES FOR THE N-0 ANALYSIS.

	Critical elements	Loading duration curves
S1 - 2034	Bissen-Heisdorf and Bauler-Flebour: 	Bissen-Heisdorf: 
S2 - 2032	Bissen-Heisdorf and Bauler-Flebour: 	Bissen-Heisdorf: 
S3 - 2038	Bissen-Heisdorf, Flebour-Bauler-Niederstedem 	Bissen-Heisdorf: 



Given Luxembourg's strong dependence on electricity imports, cross-border exchanges play a central role in maintaining system adequacy. This section analyses the evolution of net imports from Germany together with the operating behaviour of the Belgium phase-shifting transformer (PST), focusing on how these flows interact with congestion patterns in the model representation rather than on a definitive assessment of the operational PST strategy.

TABLE 5. CROSS BORDER EXCHANGES AND PST BEHAVIOUR FOR THE N-0 ASSESSMENT.

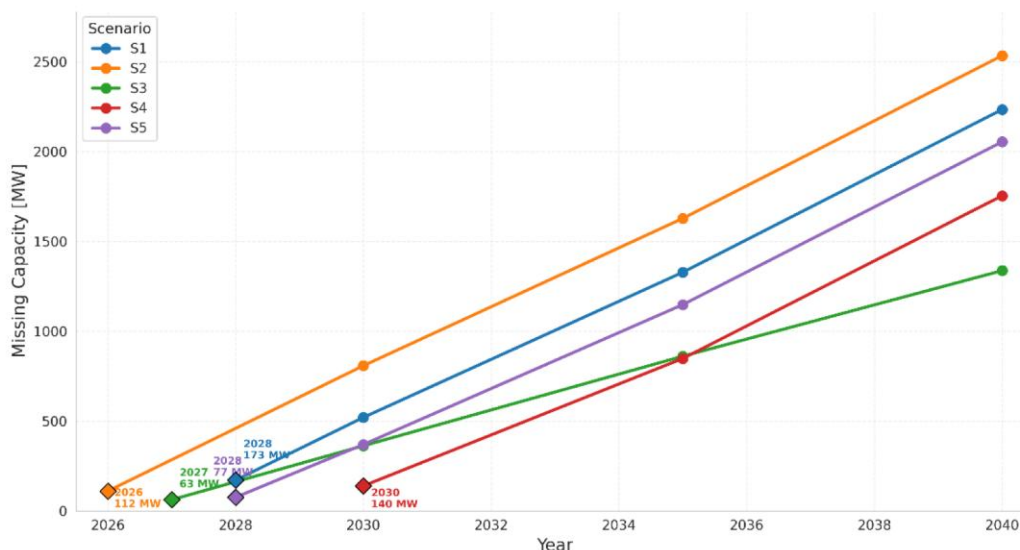
	Germany net imports	PST Behaviour
S1 - 2034		
S2 - 2032		N/A
S3 - 2038		N/A
S4 - 2036		
S5 - 2036		N/A

5.3 Results for N-1 Bauler

The Bauler contingency represents one of the most critical security conditions for the Luxembourg transmission system due to its impact on cross-border exchanges with Germany. The simulations evaluate system performance following the loss of this corridor, identifying the resulting adequacy limitations, critical operating periods, and transmission constraints.¹

¹ Note that “N-1” is to be understood here as failure of the corridor comprising a double-circuit line. Depending on the definition, this may also be referred to as “N-2” in the sense of circuit failures.

Figure 9 presents the evolution of missing capacity and the corresponding first constrained years for the analysed scenarios under the Bauler contingency. To facilitate the interpretation of these results, additional detailed outputs for the first critical year identified in each scenario are provided the following subsections, including missing-capacity distributions and critical hours (Table 6), identification of the most critical transmission elements and associated loading-duration curves (Table 7), as well as representative cross-border exchange and PST behaviour plots (Table 8).



Scenario ID	Missing capacity in 2030	Missing capacity in 2035	Missing capacity in 2040
S1	521.4	1329.207	2235.27
S2	809.33	1629.2	2535.27
S3	363.63	862.01	1338.45
S4	140.34	849.2	1755.27
S5	370.59	1149.2	2055.27

FIGURE 9. MISSING CAPACITY EVOLUTION, INCLUDING THE FIRST CONSTRAINED YEAR, FOR THE N-1 BAULER CONTINGENCY ASSESSMENT.

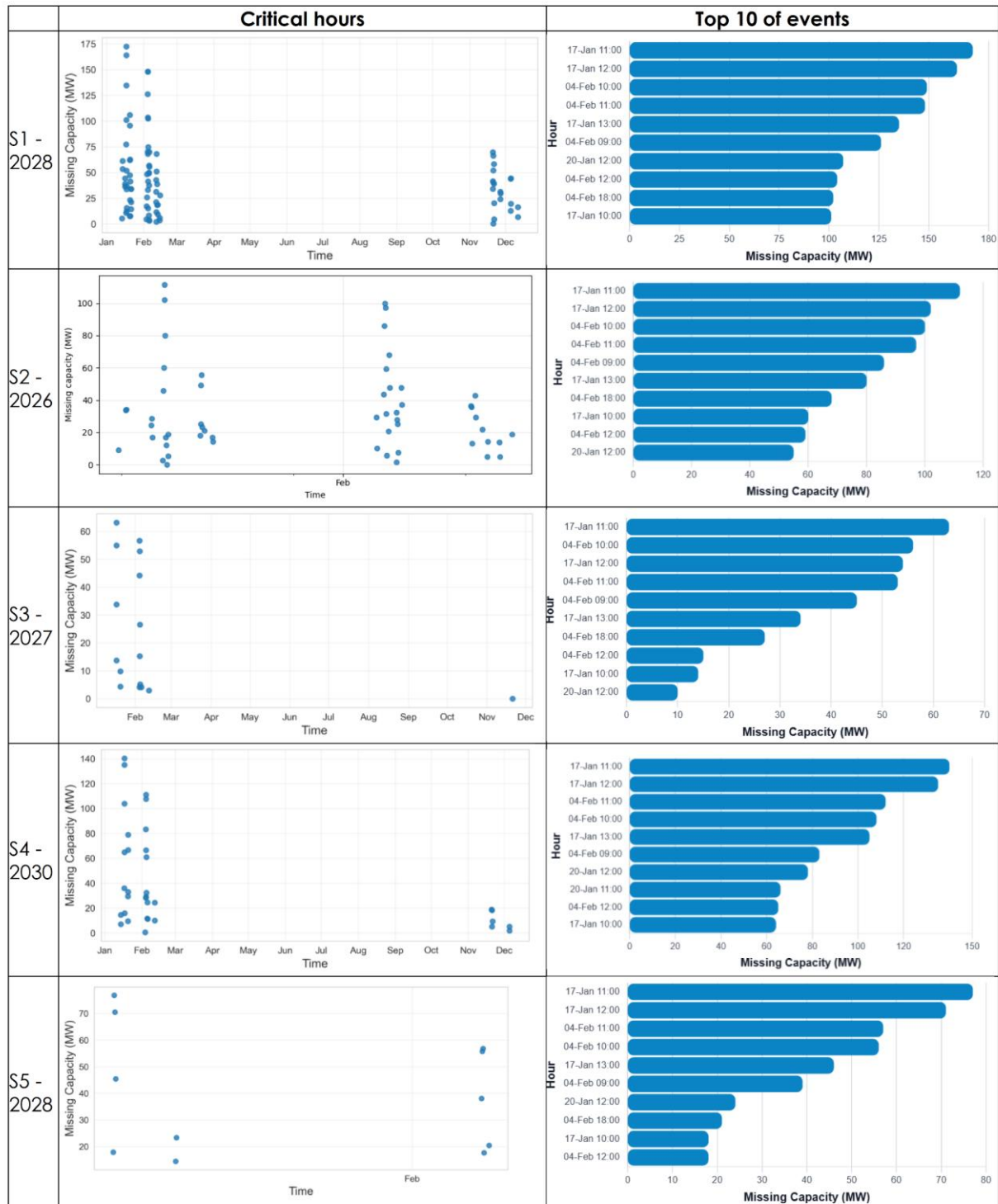
The detailed results show that the Bauler contingency leads to significantly earlier adequacy limitations compared to the N-0 assessment, highlighting the strong dependence of Luxembourg's adequacy on the northern import corridors and the availability of cross-border transfer capability. The results further indicate that most critical operating hours occur during winter peak-demand conditions and that the German interconnections can operate close to their transfer limits for extended periods.

The results also illustrate the modelled role of the Belgium PST in redistributing cross-border flows after the contingency. In the simulations, PST availability can support import capability and delay the first constrained year in some cases. However, its impact on individual internal line loadings depends on the wider dispatch and flow pattern, and severity comparisons should be based on common target years rather than on first-constrained-year values alone.

5.3.1 Missing capacity for the N-1 Bauler contingency assessment

Under the Bauler contingency, the system experiences adequacy violations earlier than under normal operating conditions. The following results identify the missing capacity and identify the most critical hours responsible for the earliest observed supply deficits per scenario.

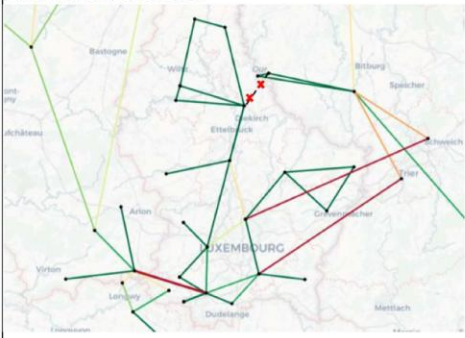
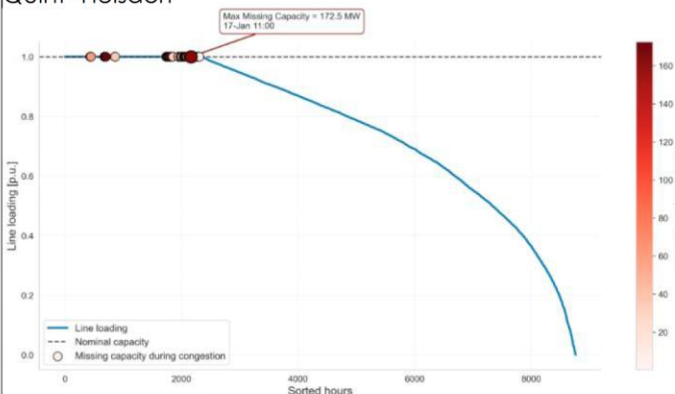
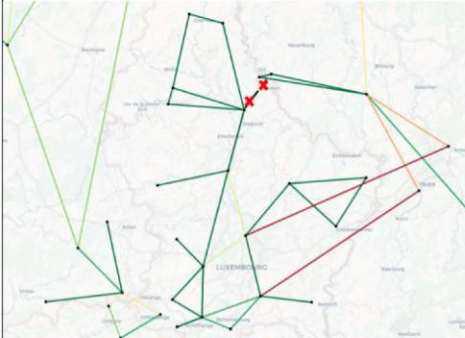
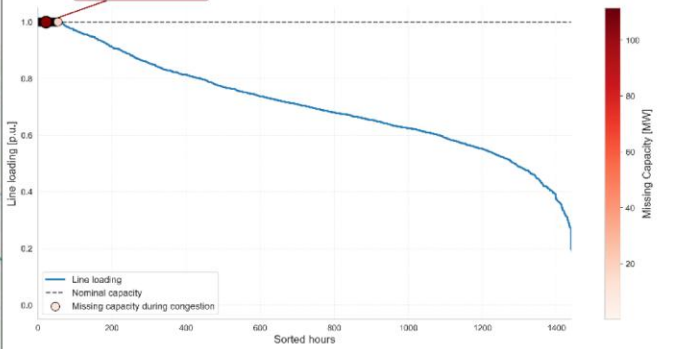
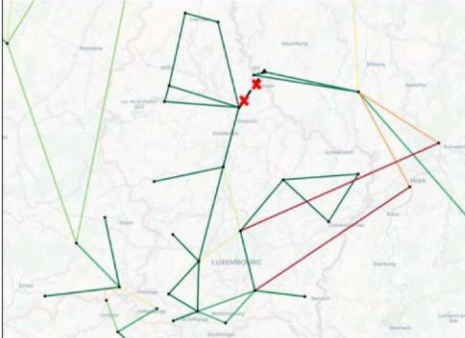
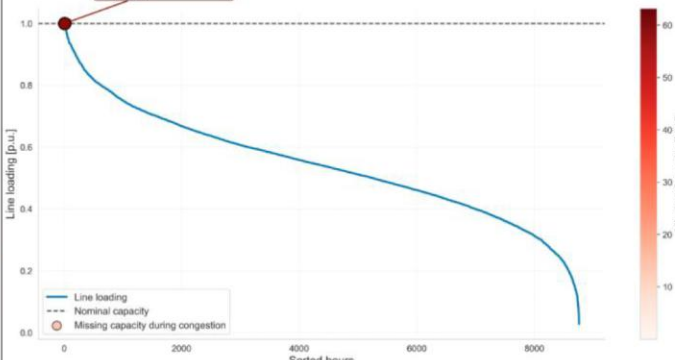
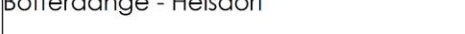
TABLE 6. CRITICAL HOURS FOR THE N-1 BAULER CONTINGENCY ASSESSMENT.

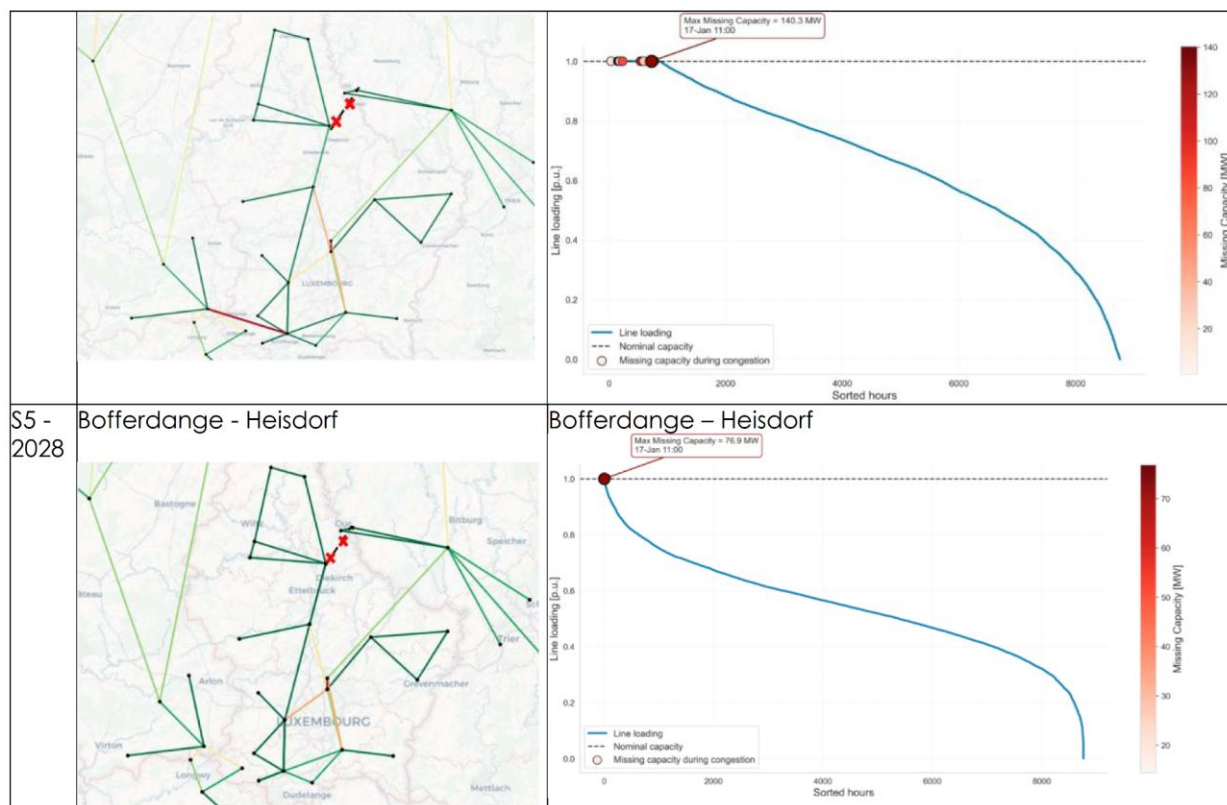


5.3.2 Critical Network Elements in the year of first constrained operation for the N-1 Bauler contingency assessment

The contingency redistributes power flows throughout the network, creating new bottlenecks and increasing the loading of several transmission corridors. The identified critical elements and their loading-duration curves provide insight into the infrastructure that becomes most vulnerable following the outage.

TABLE 7. CRITICAL ELEMENTS AND LOADING DURATION CURVES FOR THE N-1 BAULER CONTINGENCY ASSESSMENT.

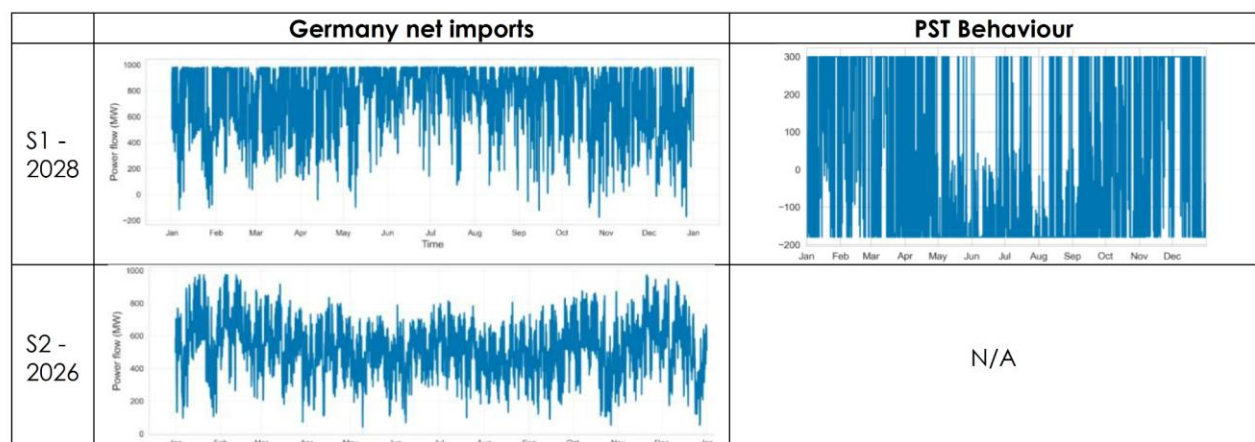
	Critical elements	Loading duration curves
S1 - 2028	Quint- Heisdorf and Blooren-Niederstedem 	Quint- Heisdorf 
S2 - 2026	Quint- Heisdorf and Blooren-Niederstedem 	
S3 - 2027	Quint- Heisdorf and Blooren-Niederstedem 	Quint- Heisdorf 
S4 - 2030	Bofferdange - Heisdorf 	Bofferdange – Heisdorf 

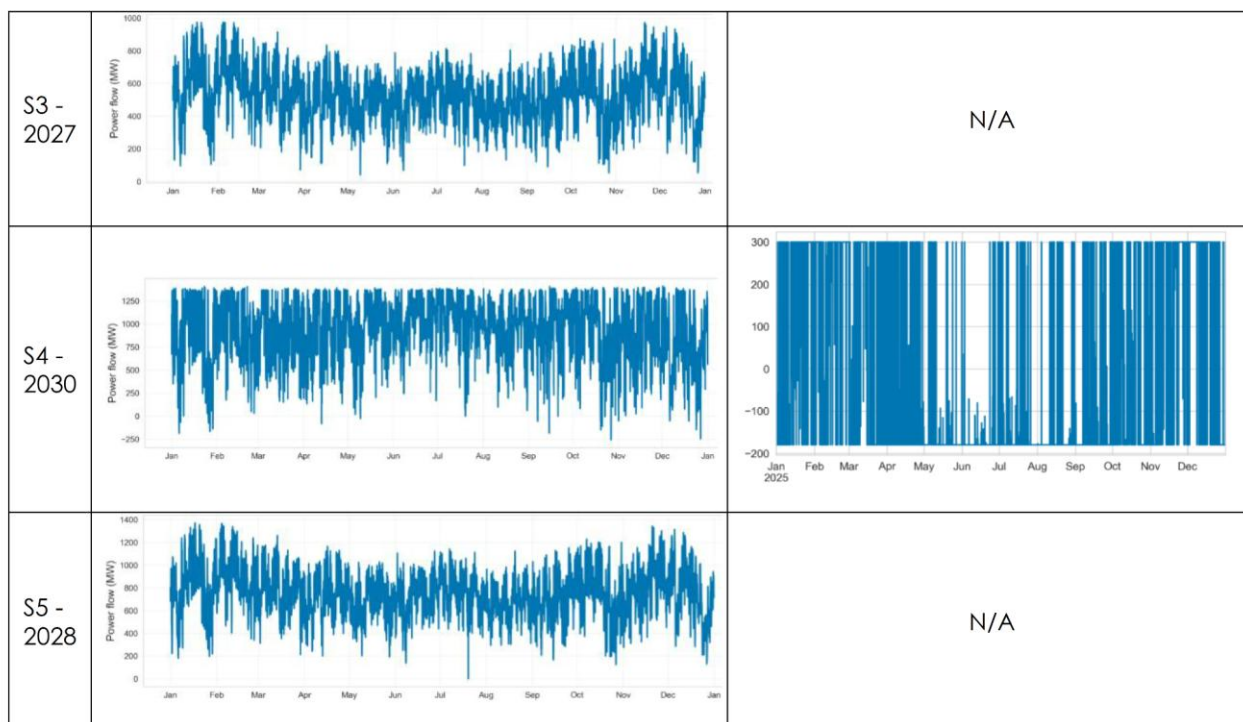


5.3.3 Cross border exchanges and PST Behaviour for the N-1 Bauler contingency assessment

The outage significantly modifies cross-border power exchanges and the utilisation of the Belgium PST. The following results illustrate how import patterns adapt to the contingency and how the modelled PST operation interacts with network congestion; they should not be interpreted as a full operational assessment of the physical PST strategy.

TABLE 8. CROSS BORDER EXCHANGES AND PST BEHAVIOUR FOR THE N-1 BAULER CONTINGENCY ASSESSMENT.





5.4 Results for alternative N-1 corridor contingencies

Additional N-1 simulations were performed considering the loss of alternative critical transmission corridors, namely the Blooren–Niederstedem / Heisdorf–Quint corridor for the existing network and the Bofferdange corridor for the reinforced topology. These simulations evaluate the robustness of each network configuration under different contingency conditions. Figure 10 presents the evolution of missing capacity and the corresponding first constrained years for the analysed scenarios under these contingency assumptions.

For current-topology cases (S1, S2 and S3), the alternative contingency corresponds to the Blooren–Niederstedem / Heisdorf–Quint corridor. For reinforced-topology cases (S4 and S5), it corresponds to the Bofferdange corridor.

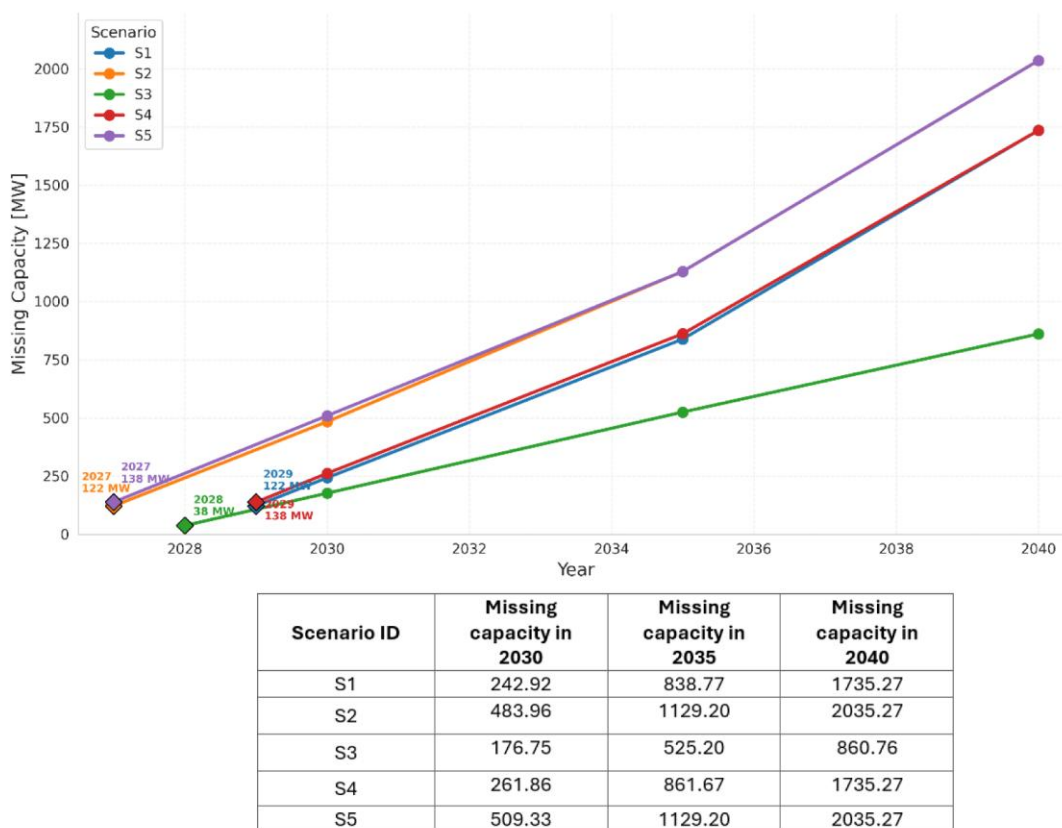


FIGURE 10. MISSING CAPACITY EVOLUTION, INCLUDING THE FIRST CONSTRAINED YEAR, FOR THE ALTERNATIVE N-1 BLOOREN–NIEDERSTEDDEM / HEISDORF–QUINT / BOFFERDANGE CONTINGENCY ASSESSMENT.

To support the interpretation of these results, additional detailed outputs for the first critical year identified in each scenario are provided in the following subsections, including missing-capacity distributions and critical hours (Table 9), identification of the most critical transmission elements and associated loading-duration curves (Table 10), as well as representative cross-border exchange and PST behaviour plots (Table 11).

The detailed results indicate that the Blooren–Niederstedem / Heisdorf–Quint contingency mainly shifts congestion towards internal Luxembourg corridors, with the Bissen–Heisdorf line repeatedly emerging as the dominant bottleneck across most analysed scenarios. In the existing topology, additional stress is observed on the Flebour–Bauler corridor following the loss of the German interconnection, highlighting the limited redundancy available in the current network configuration under contingency conditions.

Compared to the Bauler contingency, the resulting adequacy limitations generally appear slightly later in time, but the simulations still show significant reductions in operational margins during winter peak-demand periods. In the reinforced topology scenarios, the loss of the Bofferdange corridor creates new congestion patterns concentrated around the central transmission network while maintaining strong dependence on German imports for adequacy support.

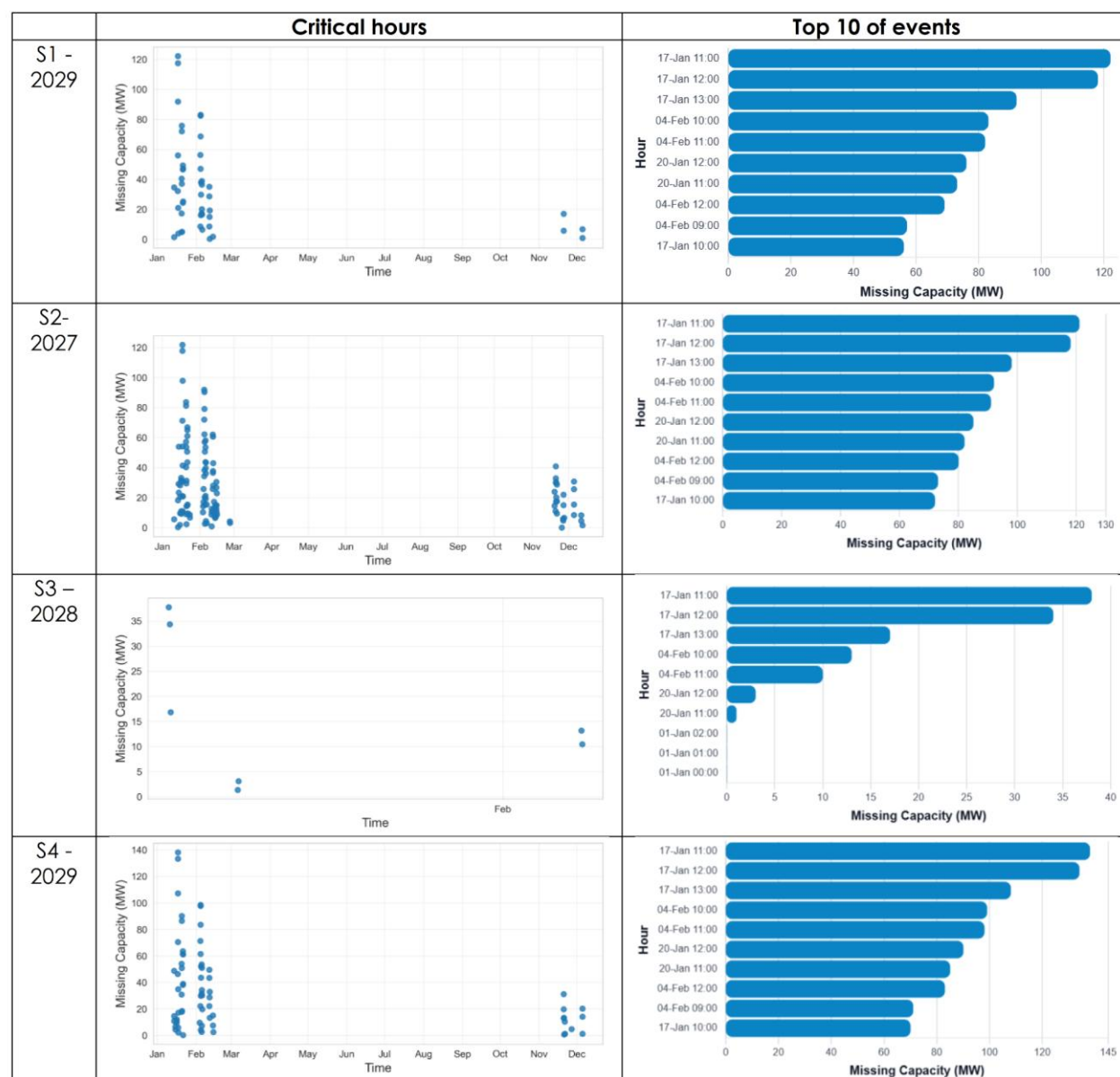
The results further illustrate the modelled role of the Belgium PST in redistributing flows under contingency conditions. Scenarios without PST availability generally exhibit earlier occurrences of missing capacity. However, the impact of the PST on individual internal

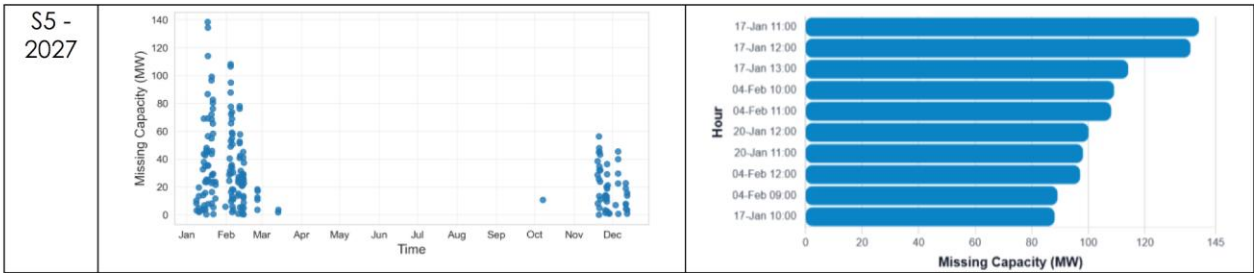
line loadings depends on the wider dispatch and flow pattern, and comparisons of severity should rely on common-year missing-capacity values.

5.4.1 Missing capacity for the N-1 Blooren–Niederstedem / Heisdorf–Quint / Bofferdange contingencies

The adequacy assessment under this contingency follows the same methodology adopted for the previous cases, identifying the first year of insufficient supply together with the associated missing capacity and the most critical operating periods.

TABLE 9. CRITICAL HOURS FOR THE N-1 BLOOREN–NIEDERSTEDEM / HEISDORF–QUINT / BOFFERDANGE CONTINGENCIES.

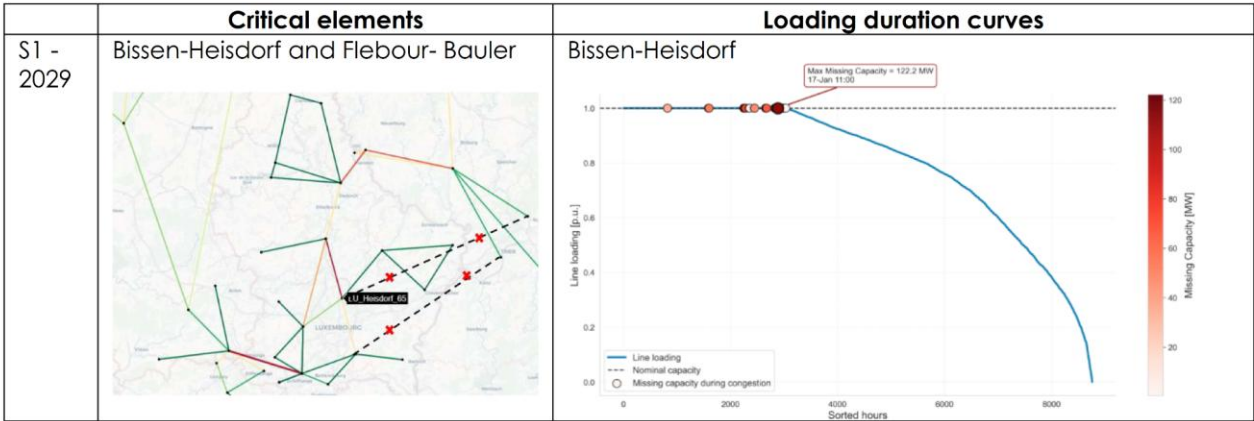


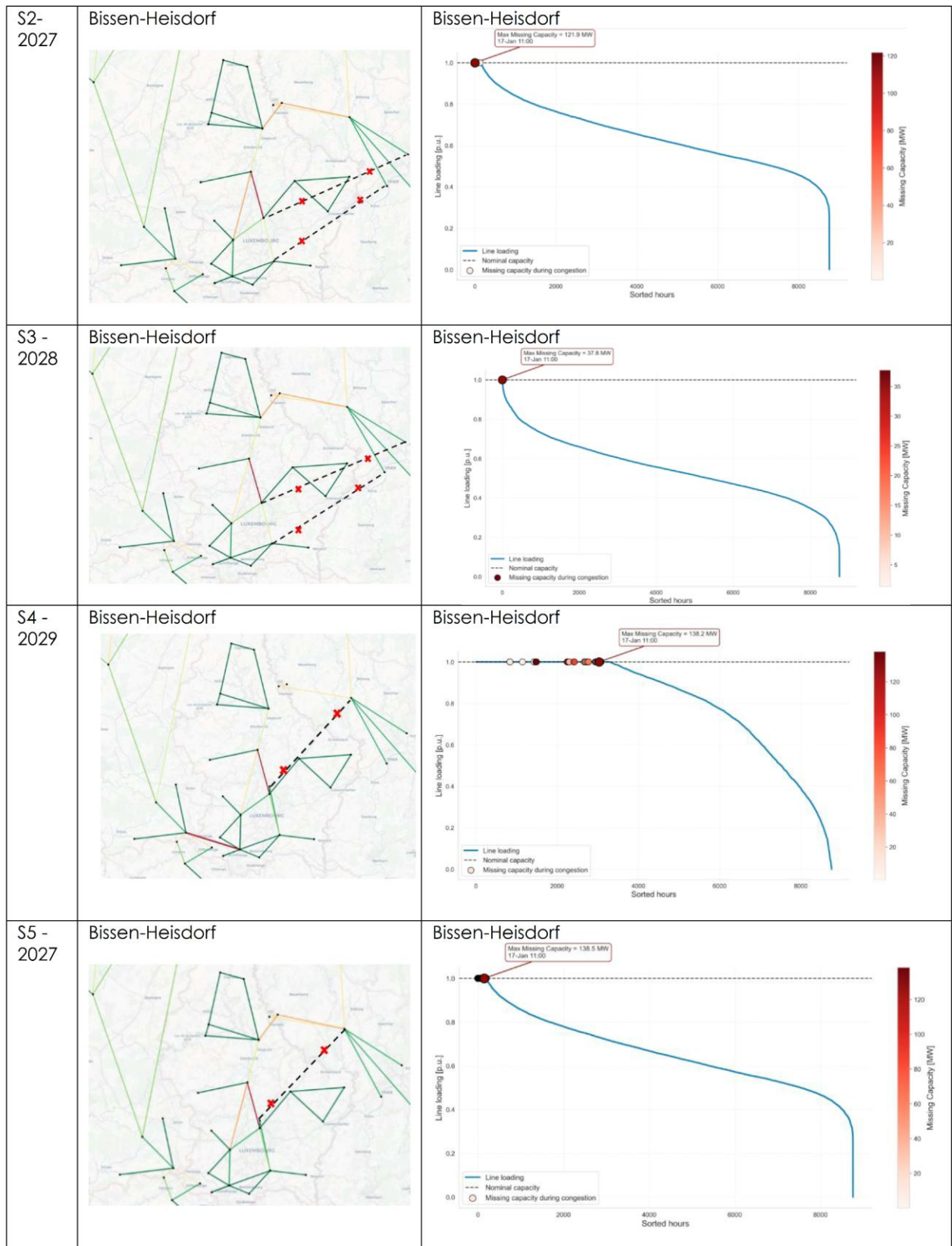


5.4.2 Critical Network Elements in the year of first constrained operation for the N-1 Blooren–Niederstedem / Heisdorf–Quint / Bofferdange contingencies

The contingency simulations show that the Bissen–Heisdorf corridor repeatedly emerges as one of the dominant bottlenecks across most analysed scenarios, confirming its strategic importance for maintaining north–south power transfers within Luxembourg under stressed operating conditions. It should however be noted that several of the critical elements identified by the model, including the Bissen–Heisdorf corridor, are already associated with reinforcement measures foreseen or under evaluation within the CREOS planning framework, such as HTLS-based capacity upgrades and other transmission reinforcement projects. In addition, the present PyPSA-based analysis does not explicitly represent operational network-reconfiguration strategies that may be implemented by the TSO in real operation to redistribute flows and mitigate congestion under contingency conditions.

TABLE 10. CRITICAL NETWORK ELEMENTS IN THE YEAR OF FIRST CONSTRAINED OPERATION FOR THE N-1 BLOOREN–NIEDERSTEDEM / HEISDORF–QUINT / BOFFERDANGE CONTINGENCIES.





5.4.3 Cross border exchanges and PST Behaviour for the N-1 Blooren-Niederstedem / Heisdorf-Quint / Bofferdange contingencies

TABLE 11. CROSS BORDER EXCHANGES AND PST BEHAVIOUR FOR THE N-1 BLOOREN-NIEDERSTEDEM / HEISDORF-QUINT / BOFFERDANGE CONTINGENCIES.

	Germany net imports	PST Behaviour
S1 - 2029		
S2- 2027		N/A
S3 - 2028		N/A
S4 - 2029		
S5 - 2027		N/A

6 Conclusions and Implications

The simulation results demonstrate that the developed PyPSA-LU framework can identify future adequacy risks and transmission constraints under multiple demand growth, renewable deployment, and network development scenarios. The sequential assessment identifies the first constrained year under the simulated assumptions while providing detailed hourly analyses of the associated operational conditions.

Across all scenarios, Luxembourg's electricity security remains strongly dependent on cross-border imports, particularly through the German transmission corridors. Several

transmission elements, including Bissen–Heisdorf, Bauler–Flebour, Blooren–Niederstedem, and Heisdorf–Quint, are identified by the model as limiting components under both normal operation and contingency conditions. These results are broadly consistent with the need for reinforcements already foreseen within the CREOS TNDP framework, where multiple transmission upgrades are planned to strengthen the affected corridors before actual adequacy deficits would occur in practice. At the same time, it should be noted that the present PyPSA-based analysis does not represent the full range of operational and network-configuration strategies that may be implemented by the TSO to mitigate congestion and avoid energy curtailment under stressed operating conditions. The analyses further indicate that adequacy shortfalls are predominantly concentrated during the winter season, when electricity demand reaches its highest levels. Consequently, the vast majority of hours in which the system is unable to fully satisfy demand occur during winter periods, highlighting the seasonal nature of future adequacy risks.

The analyses also show that, in the model representation, the Belgium phase-shifting transformer can increase import capability and delay the occurrence of constrained operating conditions in some scenarios. However, its impact on individual internal line loadings depends on the wider dispatch and flow pattern; consequently, the PST results should be interpreted as modelled sensitivities rather than as a definitive operational assessment of the physical transformer strategy. Comparisons of missing-capacity severity should be based on common-year values.

Overall, the results indicate that future demand growth may create conditions that should be assessed through targeted transmission reinforcement options, flexibility measures and further joint diagnostics with CREOS before 2040, especially under high-demand scenarios. The modelling framework developed in this study provides a robust basis for supporting future planning studies, evaluating alternative infrastructure sensitivities, and assessing the impact of additional flexibility and renewable integration measures.

Bibliography

- [1] T. Brown, J. Horsch and D. Schlachtberger, “PyPSA: Python for Power System Analysis,” *Journal of Open Research Software*, 2018.
- [2] TUB, “PyPSA,” 2026. [Online]. Available: <https://pypsa.org/>.
- [3] PyPSA Developers, “PyPSA-Eur: A Sector-Coupled Open Optimisation Model of the European Energy System,” PyPSA-Eur Documentation, 2026. [Online]. Available: <https://pypsa-eur.readthedocs.io/>.
- [4] ENTSO-E, “TYNDP 2024 – Scenarios Methodology Report,” ENTSO-E, Brussels, 2025.
- [5] CREOS Luxembourg S.A., “Network Development Plan 2024–2034 – Electricity Transmission Grid,” CREOS, Luxembourg, 2024.

- [6] ENTSO-E, "ENTSO-E Transparency Platform," 10 Jul. 2026. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [7] C. L. S.A., "Scenario Report 2040 -- Version 2024," Creos Luxembourg S.A., Luxembourg, 2025.
- [8] OpenStreetMap Foundation, "Open Infrastructure Map," 2026. [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.org/>.

Annex A. Comparison Between the PyPSA-LU Methodology and the TNDP CREOS Approach

Aspect	PyPSA-LU Methodology	CREOS Methodology
Demand basis	Reconstruction of gross demand from substation net-load measurements.	Direct use of measured net-load profiles.
Treatment of distributed generation	Distributed generation is explicitly separated to reconstruct gross demand.	Distributed generation remains implicitly embedded in net-load measurements.
Future demand projection	Regional scaling of historical 2025 profiles using scenario-based demand increments.	Addition of sector-specific future demand profiles.
Scaling methodology	Uniform proportional scaling of all timestamps using regional scaling factors.	Sector-specific temporal load curves are added independently.
Temporal representation	The original historical temporal profile shape is preserved.	The temporal structure evolves according to sectoral demand assumptions.
Geographical allocation	Regional allocation based on available and public data.	More detailed allocation using internal network planning information.
EHV customer representation	No access to exact locations and capacities of certain HV/EHV customers.	Full internal information available.
Renewable modelling	Regional scaling of existing renewable capacities based on information provided by CREOS.	Use of detailed planned projects and internal planning assumptions.
Grid reinforcement modelling	Mainly includes the Bofferdange–Aach 380 kV reinforcement.	Includes the full set of planned TNDP reinforcements.
Interpretation of results	Trend-oriented and exploratory congestion assessment.	Official operational transmission planning framework.
Nature of results	Indicative and exploratory.	Reference planning results for system development.