

Netzentwicklungsplan Strom

der Gemeinde Ettelbrück

Version: 26.01.2026

Executive Summary

Mit dem aktualisierten *Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP)* setzt sich Luxemburg ambitionierte Ziele für die Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren durch den beschleunigten Einsatz verschiedener Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Die antizipierte Zunahme dezentraler Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie die zunehmende, direkte Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren Wärme und Mobilität stellt insbesondere das Elektrizitätsversorgungsnetz vor Herausforderungen und begründet umfassenden Netzausbaubedarf. Zur transparenten Darstellung der geplanten und vorhersehbaren Investitionen für die Instandhaltung, Erneuerung, Verstärkung und Erweiterung der Stromnetzinfrastruktur müssen die Stromnetzbetreiber gemäß des Artikel 27bis des luxemburgischen Elektrizitätsgesetzes in der Version vom 09. Juni 2023¹ einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen.

Die Gemeinde Ettelbrück hat die zukünftig anfallenden Investitionen in das Stromnetz, unter anderem bestehend aus Investitionen in die Instandhaltung und Erneuerung sowie in Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung, abgeschätzt und im vorliegenden Netzentwicklungsplan dokumentiert. Das Mittel- und Niederspannungsnetz in Ettelbrück verfügt über eine Länge von rund 144 km. Die Analyse der vorhandenen Betriebsmittel zeigt eine über die vergangenen Jahrzehnte kontinuierliche Investitionstätigkeit und eine junge Altersstruktur insbesondere im Mittelspannungsnetz. Die erforderlichen Investitionen zur Instandhaltung und Erneuerung bis 2045 betragen rund 12,6 Mio. €, was einem durchschnittlichen jährlichen Investitionsvolumen von etwa 0,6 Mio. € entspricht.

Die notwendigen Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung wurden mit einem szenarienbasierten Ansatz abgeschätzt. Basis der möglichen Entwicklungspfade bilden die im NECP aufgeführten Szenarien, welche ebenfalls im *Scenario Report 2040* der Creos enthalten sind². Der resultierende Investitionsbedarf für Ausbaumaßnahmen liegt bis 2045 je nach Szenario zwischen 7 - 9 Mio. € was einem durchschnittlichen jährlichen Investitionsbedarf von 0,3 – 0,5 Mio. € entspricht. Bis 2030 liegt der Investitionsbedarf aufgrund einer zusätzlich zu errichtenden Hauptverteilerstation deutlich höher. Dominiert wird der Investitionsbedarf zudem durch Mittel- und Niederspannungskabel.

Mit Blick auf die historisch, realisierten Investitionen zeigen sich zusätzliche Investitionsbedarfe für unvorhergesehene Maßnahmen sowie sonstige Betriebsmittel wie beispielsweise die Smart-Meter-Messinfrastruktur. Basierend auf den historischen Investitionssummen wurden bis 2045 für die Positionen knapp 9,6 Mio. € bzw. knapp 0,5 Mio. € pro Jahr zusätzliches Investitionsvolumen abgeschätzt.

In Summe beträgt der gesamte Investitionsbedarf der Gemeinde Ettelbrück in die Stromnetzinfrastruktur bis 2045 zwischen 29 – 32 Mio. € in Abhängigkeit der Transformationsgeschwindigkeit im Elektrizitätsversorgungssystem.

¹ Quelle: <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2023/06/09/a288/jo>

² Quelle: https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/20250625_Scenario_Report.pdf

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	2
1. Einleitung	4
2. Charakterisierung des Stromverteilnetzes in der Gemeinde Ettelbrück	5
3. Investitionen zur Instandhaltung und Erneuerung	7
4. Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes	9
4.1. Szenarien der zukünftigen Entwicklung	9
4.2. Weitere Einflussfaktoren des Ausbaubedarfs	11
4.3. Resultierender Investitionsbedarf für Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung	12
5. Zusätzlicher Investitionsbedarf	13
6. Resultierender, vollständiger Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur	14
7. Anhang	16

1. Einleitung

Zur Erreichung der Energie- und Klimaziele der Europäischen Union bis zum Zieljahr 2030 wurde von allen EU-Mitgliedsstaaten ein Nationaler Energie- und Klimaplan (*National Energy and Climate Plan - NECP*) erstellt, welcher den Zeitraum von 2021 bis 2030 umfasst.

Basis der luxemburgischen Energie- und Klimapolitik ist der erstmalig im Mai 2020 verabschiedete Nationale Energie- und Klimaplan, dessen finale Version im Juli 2024 veröffentlicht wurde³. Der NECP enthält Ziele zur Dekarbonisierung und dem Anteil Erneuerbarer Energien sowie Maßnahmen und Strategien im Bereich Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, Organisation der Energiemärkte sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55 % sowie die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 37 % bis zum Jahr 2030 resultieren in einer tiefgreifenden Transformation des Energiesystems, in welcher die Elektrizitätsversorgungsnetze eine entscheidende Bedeutung haben. Zusätzlich zur Integration einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen verändert sich auch die Nachfrageseite durch die direkte Elektrifizierung des Mobilitäts- sowie des Wärmesektors. Die prognostizierte Zunahme elektrischer Fahrzeuge sowie von Wärmepumpen stellt veränderte Anforderungen an die Netzinfrastruktur.

Die Gemeinde Ettelbrück kommt der Verantwortung zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sowie dem bedarfsgerechten Ausbau der Netzinfrastruktur nach, um so einer zukünftig steigenden Stromnachfrage gerecht zu werden.

Gesetzliche Anforderungen zur Netzentwicklungsplanung

Gemäß des Artikel 27bis des luxemburgischen Elektrizitätsgesetzes (*Loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité modifiée par la loi du 9 juin 2023*) in der Version vom 09. Juni 2023⁴ müssen die Stromnetzbetreiber einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen, welcher mindestens alle zwei Jahre aktualisiert wird. Der Netzentwicklungsplan enthält Angaben zu den geplanten und vorhersehbaren Investitionen für die Instandhaltung, Erneuerung, Verstärkung und Erweiterung des Netzes, unabhängig davon, ob es sich um Projekte des Netzbetreibers oder eines Dritten handelt, und gibt für jede Maßnahme die vom Netzbetreiber veranschlagten Kosten an.

Um dieser gesetzlichen Anforderung nachzukommen und Transparenz gegenüber Stakeholdern, Regulierungsbehörden und der Öffentlichkeit herzustellen, wurden von der Gemeinde Ettelbrück in Zusammenarbeit mit dem deutschen Beratungsunternehmen BET die zukünftig anfallenden Netzinvestitionen abgeschätzt und im vorliegenden Bericht dokumentiert.

Investitionen zum Substanzerhalt dienen der mittel- und langfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit und wurden auf Basis der aktuell vorhandenen Betriebsmittel abgeschätzt. Zusätzliche Ausbaumaßnahmen wurden mithilfe eines szenarienbasierten Vorgehens auf Basis der im NECP enthaltenen Entwicklungspfade bestimmt.

³ Quelle: https://commission.europa.eu/document/download/0256927c-9995-4c53-95c5-b9febf58b7ab_en?filename=LU_FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf

⁴ Quelle: <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2023/06/09/a288/jo>

Der nachfolgende Bericht gliedert sich wie folgt: Zunächst wird in Kapitel 2 das Stromverteilnetz in der Gemeinde Ettelbrück beschrieben. Anschließend werden in Kapitel 3 die notwendigen Investitionen zum Substanzerhalt (Instandhaltung und Erneuerung) bestimmt. Die aufgrund der Energiewende anfallenden, zusätzlichen Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes werden in Kapitel 4 betrachtet. Zusätzliche anfallende, weitere Investitionen werden in Kapitel 5 abgeschätzt, bevor in Kapitel 6 der vollständige zukünftige Investitionsbedarf ausgewiesen wird.

2. Charakterisierung des Stromverteilnetzes in der Gemeinde Ettelbrück

Die Netzinfrastuktur der Gemeinde Ettelbrück umfasst ein elektrisches Verteilnetz mit einer Gesamtlänge von rund 144 km, davon etwa 28 km Mittelspannungsleitungen und rund 116 km Niederspannungsleitungen. Im Netzgebiet befinden sich zudem rund 2000 Hausanschlüsse.

Auf Basis des vorliegenden Mengengerüsts weist das Netzgebiet von Ettelbrück derzeit einen Verkabelungsgrad von 100 % in der Niederspannungsebene und 100 % in der Mittelspannungsebene auf.

Zur Bestimmung der Investitionsbedarfe zum Substanzerhalt kann die Altersstruktur der Netzinfrastukturkomponenten als vereinfachte Bewertungsgröße herangezogen werden. Auch wenn in der Praxis für die Betriebsmittel umfassende Zustandsbewertungen erfolgen und es zudem weitere Auslöser für eine Investitionsmaßnahme geben kann, so zeigt das Betriebsmittelalter im Erwartungswert doch eine hohe Korrelation zu den strategisch im Mittel zu erwartenden Investitionsbedarfen. Abbildung 1 zeigt die Zeitpunkte der Inbetriebnahme der Kabel seit 1970. Der überwiegende Teil des heutigen Niederspannungsnetzes wurde um das Jahr 1980 errichtet, während der Aufbau des Mittelspannungsnetzes ab 1990 kontinuierlich erfolgte.

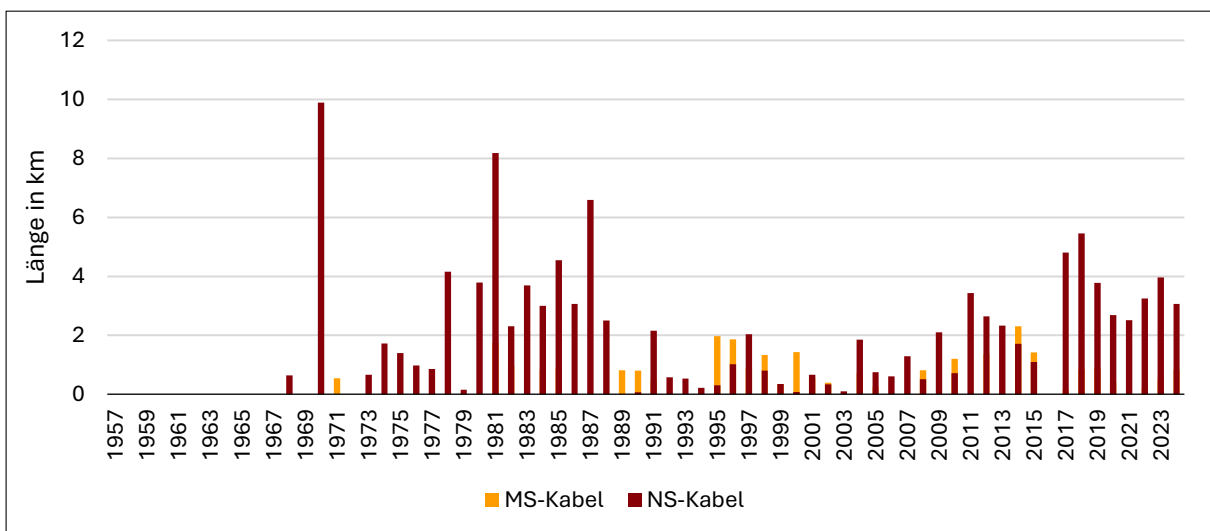


Abbildung 1: Altersstruktur von Leitungsinfrastruktur der Gemeinde Ettelbrück

Abbildung 2 zeigt die Altersstruktur der Hauptverteilerstationen, Kabelverteilschränke, Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Ortsnetztransformatoren. Im Netzgebiet sind

insgesamt 603 Kabelverteilerschränke installiert, deren Errichtung überwiegend zwischen 1990 und 2024 kontinuierlich erfolgte. Zusätzlich wurden im Zeitraum 1957 bis 2009 rund 27 Ortsnetzstationen gebaut. Die Transformatoren stammen überwiegend aus der Zeit ab 1992. Die beiden Hauptverteilerstationen wurden in den Jahren 1995 und 2003 errichtet. Ein Großteil der Hausanschlüsse entstand in den Jahren 1975 bis 1985.

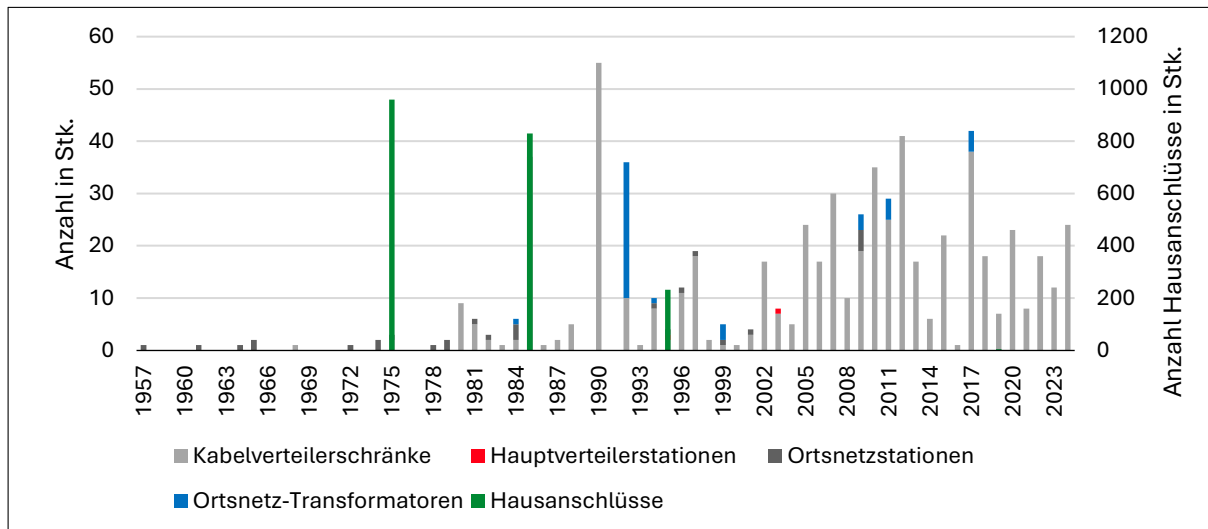


Abbildung 2: Altersstruktur von Kabelverteilschränken, Stationen, Transformatoren und Hausanschlüssen der Gemeinde Ettelbrück

Für eine Gesamtbetrachtung aller Betriebsmittelkategorien ohne Verfälschungen durch Inflationseffekte ist die Bewertung des aktuellen Mengengerüsts auf Tagesneuwertbasis vorteilhaft. Bei der Bewertung auf Tagesneuwertbasis werden abgestimmte Preisansätze und technischen Nutzungsdauern nach Tabelle 1 auf die aufbereitete Altersverteilung des bestehenden Netzes angewendet, wodurch die Möglichkeit entsteht, den „Netzwert“ und dessen Verteilung aus heutiger Sicht zu identifizieren.

Abbildung 3 zeigt das aufbereitete Mengengerüst auf Tagesneuwertbasis. Dieses zeigt eine über die Jahrzehnte kontinuierliche Investitionstätigkeit und die junge Altersstruktur des Mittelspannungsnetzes. Auffällig sind die Jahre 1995 und 2003, die aufgrund der hohen Kosten für errichtete Hauptverteilerstationen herausragen.

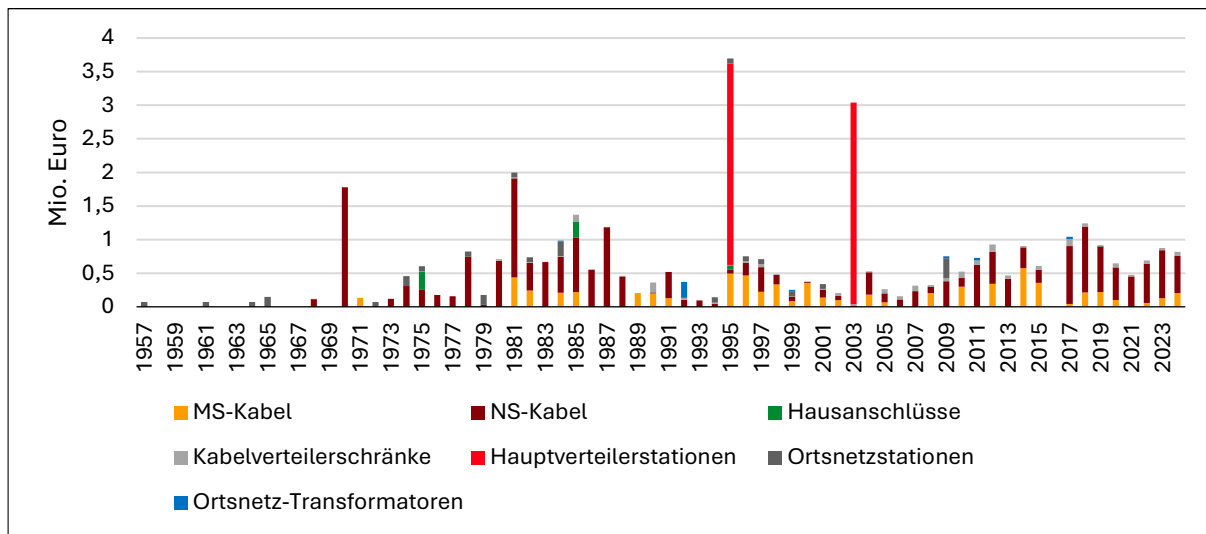


Abbildung 3: Aufbereitetes Mengengerüst auf Tagesneuwertbasis

3. Investitionen zur Instandhaltung und Erneuerung

Kontinuierliche Investitionen in die Netzinfrastruktur zur Instandhaltung und Erneuerung dienen dem Erhalt der Substanz, sichern langfristig den sicheren und zuverlässigen Betrieb und vermeiden eine Überalterung des Netzes. Etwaige Veränderungen der Versorgungsaufgabe im Rahmen der Energiewende werden hier zunächst nicht betrachtet.

Zur Bestimmung der notwendigen Investitionen zum Substanzerhalt wurden für alle Betriebsmittel Preisansätze⁵ sowie technische Nutzungsdauern definiert. Die technische Nutzungsdauer beschreibt den erwarteten Zeitraum, in dem ein Betriebsmittel im Netz funktionsfähig ist bzw. eine sehr geringe Fehler- bzw. Störungswahrscheinlichkeit aufweist. Dabei bedeutet die angegebene Nutzungsdauer nicht zwingend einen Austausch nach Ablauf dieser exakten Zeitspanne, sondern es gibt den Zeitpunkt an, ab dem ein Austausch im Erwartungswert erforderlich wird – sei es aufgrund nachlassender oder eingestellter Funktionalität, vorausschauender Planung oder wirtschaftlicher Erwägungen.

Basierend auf der Altersstruktur des aktuellen Mengengerüsts nach Abbildung 1 sowie Abbildung 2 lassen sich die jeweiligen Zeitpunkte des Ersatzes einzelner Betriebsmittel unter Berücksichtigung der technischen Nutzungsdauern bestimmen.

Tabelle 1: Preisansätze und technische Nutzungsdauern für unterschiedliche Betriebsmittel

Assetklasse Strom	m / Stk.	Preisansatz in € / m oder € / Stk.	Technische Nutzungsdauer in Jahren
MS-Kabel	m	250	60
NS-Kabel	m	180	60
Hausanschlüsse	Stk.	286	60
KVS	Stk.	2.647	35

⁵ In €/m beziehungsweise €/Stück zum heutigen Wiederbeschaffungswert.

Hauptverteilerstation	Stk.	3.000.000	60
ONS (Gebäude)	Stk.	73.000	50
ONT (MS-NS-Umspannung)	Stk.	9.250	50

Abbildung 4 zeigt in 5-Jahres-Scheiben den resultierenden Investitionsbedarf zur Erneuerung bis 2045. Auf Grundlage der analysierten Altersverteilungen und getroffenen Annahmen belaufen sich die erforderlichen Investitionen bis zum Jahr 2045 auf rund 12,6 Mio. €, was einem durchschnittlichen jährlichen Investitionsvolumen von etwa 630 Tsd. € entspricht. Bis einschließlich 2045 liegt der Schwerpunkt auf der Erneuerung der Niederspannungskabel mit einem Gesamtvolumen von rund 8,3 Mio. €.

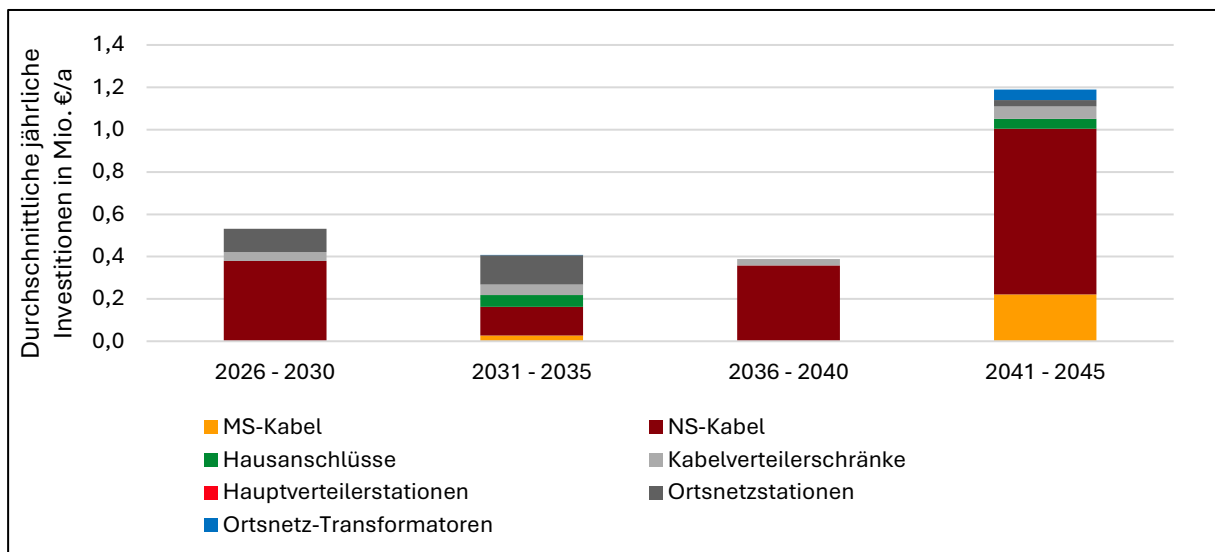


Abbildung 4: Resultierender jährlicher Investitionsbedarf zum Substanzerhalt

Durch die Erneuerung älterer Betriebsmittel sinkt das durchschnittliche Anlagenalter bis 2025 kontinuierlich. Abbildung 5 zeigt das aktuelle sowie das prognostizierte Durchschnittsalter je Betriebsmittelkategorie. Kabel der Mittelspannung und die Hauptverteilerstationen werden aufgrund ihres derzeit geringen Alters bis 2045 ein höheres Durchschnittsalter erreichen.

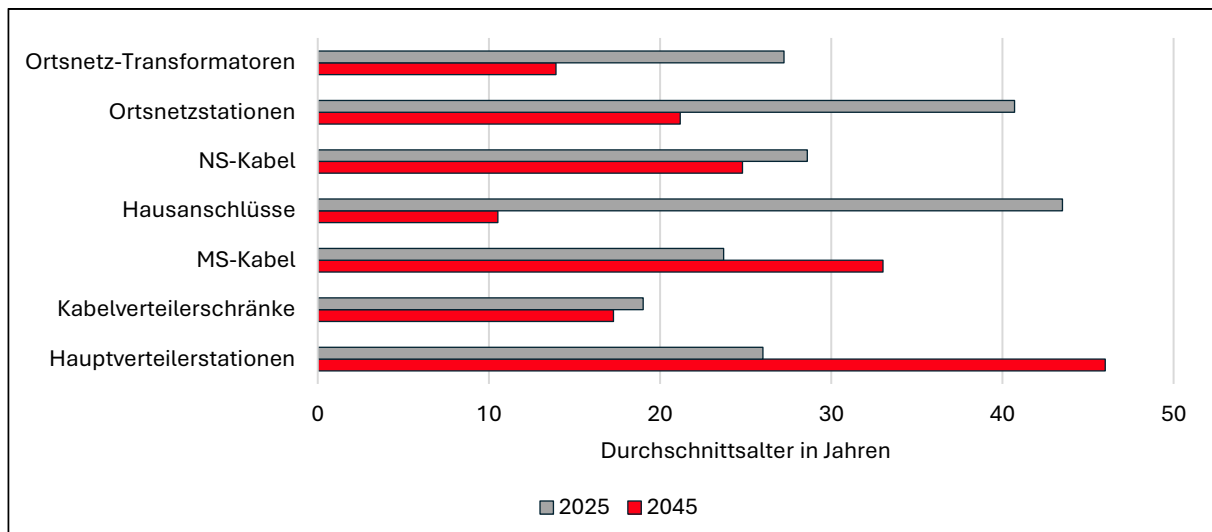


Abbildung 5: Durchschnittsalter der Betriebsmittelklassen in den Jahren 2025 und 2045

4. Investitionen zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes

Zusätzlich zu den Investitionen in den Substanzerhalt müssen Netzbetreiber aufgrund der Anforderungen der Energiewende in die Erweiterung und den Ausbau der Netzinfrastruktur investieren. Treiber dieser Entwicklung im Verteilnetz sind neben dem Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) insbesondere die direkte Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr. Der Markthochlauf von Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen wird zu einer steigenden Anzahl von Netzanschlüssen sowie einer höheren Belastung bestehender Anschlüsse führen. Gleichzeitig existieren weitere Entwicklungstrends wie beispielsweise eine zunehmende Digitalisierung im Verteilnetz, welche den Ausbaubedarf dämpfen können.

Die zukünftige Verteilung und Durchdringung mit den genannten Treibertechnologien sowie der resultierende Ausbaubedarf unterliegt hohen Unsicherheiten. Für den vorliegenden Bericht wurde eine initiale Abschätzung des Ausbaubedarfs durchgeführt, bei der notwendige Maßnahmen vereinfachend mithilfe zweier Szenarien für das Zieljahr 2045 abgeleitet wurden.

4.1. Szenarien der zukünftigen Entwicklung

Zur Beschreibung unterschiedlicher möglicher Entwicklungspfade werden die beiden im luxemburgischen NECP 2024 eingeführten Szenarien verwendet. Das Szenario WEM (*With Existing Measures*) berücksichtigt dabei Maßnahmen, welche bis zum Ende des Jahres 2021 beschlossen wurden, während das Szenario WAM (*With Additional Measures*) zusätzliche und verstärkte Maßnahmen berücksichtigt. Beide Szenarien wurden von CREOS im Rahmen des *Scenario Report 2040* in der Version 2024 näher spezifiziert⁶.

⁶ Quelle: https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/20250625_Scenario_Report.pdf

Basierend auf den installierten Kapazitäten (PV-Anlagen) und Stückzahlen (Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) wurden Hochlauffaktoren für die beiden aufgeführten Szenarien bestimmt. Im an das Szenario WEM angelehnte Szenario zeigt sich eine etwas geringere Dynamik der Transformation, da dort mit einem weniger starken Zubau der Treibertechnologien zu rechnen ist und ein geringerer Ausbaubedarf resultiert (nachfolgend Szenario „*Geringe Dynamik*“ genannt). Im Szenario WAM ist vice versa mit einer höheren Dynamik der Transformation, einem höheren Zubau der Treibertechnologien sowie Ausbaumaßnahmenbedarf zu rechnen (nachfolgend als Szenario „*Hohe Dynamik*“ bezeichnet).

Die Abschätzung des resultierenden Ausbaubedarfs auf Basis der Entwicklung installierter Kapazitäten der Treibertechnologien ist herausfordernd, da dieser von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig ist (u.a. von den Strukturparametern des Netzes sowie der Verteilung zusätzlicher Anlagen).

Für eine vereinfachte Abschätzung wird daher auf eine Auswertung öffentlich verfügbarer Netzausbaupläne deutscher Verteilnetzbetreiber zurückgegriffen. Diese Auswertung, dargestellt in Abbildung 6, zeigt die im Durchschnitt zusätzlich notwendigen Ausbaumaßnahmen je Netzebene in Bezug auf das bestehende Mengengerüst auf Basis der von den Netzbetreibern durchgeführten Netzausbauplanung (so genannte Ausbaufaktoren). So werden beispielsweise für die Niederspannungsebene bzw. Netzebene 7 im deutschen Durchschnitt zusätzliche 3,1 km (31 %) Leitungsausbaumaßnahmen auf 10 km bestehende Leitungen ausgewiesen.

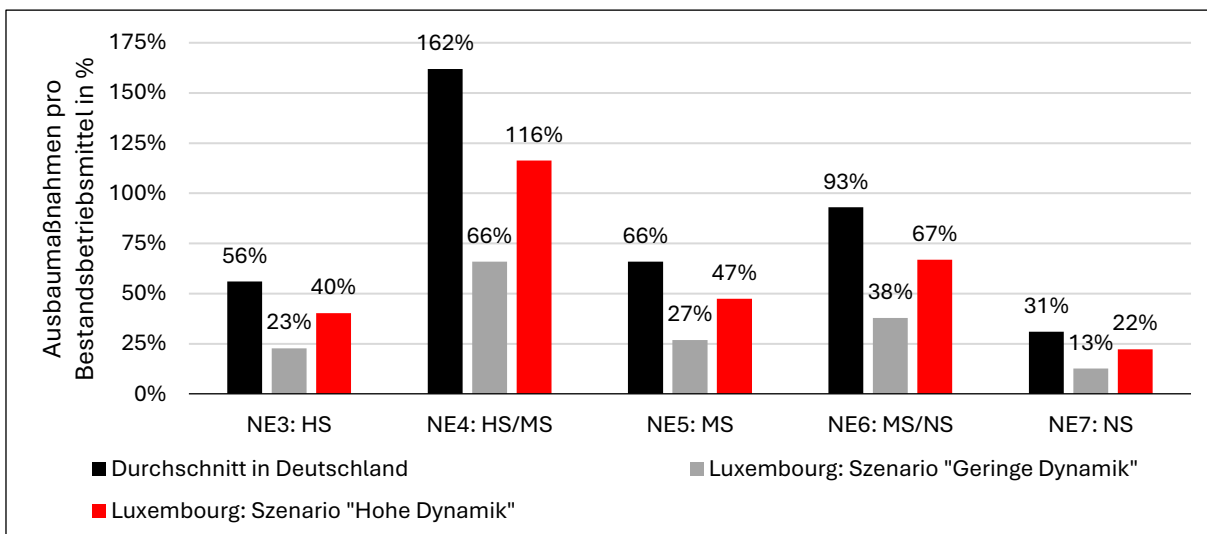


Abbildung 6: Ausbaufaktoren zur Abschätzung des Ausbaubedarfs

Die sich für Deutschland ergebenden Ausbaufaktoren sind jedoch nicht zwangsläufig auch in Luxemburg gültig, da sich aufgrund nationaler Ziele und Vorgaben unterschiedliche Hochlaufkurven für die Treiber des Netzausbaus ergeben. Aus diesem Grund wurde ein Vergleich des Hochlaufs von EE-Anlagen, Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen zwischen Deutschland und Luxemburg durchgeführt. Die für Luxemburg bestimmte Hochlaufdynamik in den beiden Szenarien wurde mit den deutschen Hochlauffaktoren auf Basis des deutschen *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan*⁷ verglichen. Dabei zeigt sich in Luxemburg eine etwas geringe

⁷ Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf

antizipierte Zubaudynamik (50-80 % der deutschen Zubauraten bei EE-Anlagen sowie Wärmepumpen, 25-60 % bei Elektrofahrzeugen je nach Szenario). Aufgrund der etwas geringeren antizipierten Zubaudynamik wird auch die Zahl notwendiger Netzausbaumaßnahmen geringer ausfallen. Dementsprechend werden die in Abbildung 6 gezeigten Ausbaufaktoren mit den gemittelten Hochlauffaktoren korrigiert. So werden in der Abschätzung für die Niederspannungsebene je nach Szenario zwischen 1,3-2,2 km Leitungszubau pro 10 km bestehender Leitung notwendig.

4.2. Weitere Einflussfaktoren des Ausbaubedarfs

Der entstehende Netzausbaubedarf wird wesentlich von der Entwicklung der Treibertechnologien sowie der geänderten Versorgungsaufgabe bestimmt. Zudem existieren Faktoren, welche den resultierenden Ausbaubedarf reduzieren und bei der Bestimmung als Minderungsfaktoren angesetzt wurden.

Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit

Die zunehmende Digitalisierung der Verteilnetze sowie die zunehmende Anzahl steuerbarer Verbraucher und Erzeuger ermöglichen einen aktiveren Netzbetrieb sowie die aktive Beeinflussung von Last- und Einspeisesituationen. Dies eröffnet Netzbetreibern die technische Möglichkeit im Falle von auslegungsrelevanten Netzbelastungen (bspw. Hochlast- oder Hocheinspeisesituationen) steuernd einzugreifen und die Belastung im Netzbetrieb zu senken. Dementsprechend stellt die Digitalisierung der Verteilnetze eine effiziente Alternative zum Netzausbau dar und kann den Netzausbaubedarf absenken. Die Gemeinde Ettelbrück ist als aktives Mitglied im Rahmen der Interessengemeinschaft Luxmetering aktiv, welche den gemeinsamen und interoperablen Betrieb der Smart-Meter-Infrastruktur gewährleisten sowie die Beteiligung der Verbraucher fördern soll.

Die Abschätzung der Auswirkungen der Digitalisierung auf den Netzausbaubedarf ist abhängig von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren und mit hoher Unsicherheit belegt. Realbeispiele zeigen unterschiedliche Reduktionspotentiale. Für die Abschätzung im Rahmen dieses Berichts wird auf eine von BET im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Jahr 2025 angefertigte Studie zurückgegriffen⁸. Die darin enthaltene Analyse zu Einsparpotentialen durch Digitalisierung geht von rund 30 % Maßnahmenreduktion aus.

Im Rahmen der Untersuchungen im vorliegenden Bericht wird von einem etwas geringeren Potential ausgegangen und für beide Szenarien von einem Reduktionspotential durch Digitalisierung von 15 % verwendet.

Reserven

Die vorhandene Netzinfrastruktur verfügt üblicherweise über ein hohes Maß an betrieblichen Planungsreserven insbesondere in 20-kV Mittelspannungsnetzen, sodass zusätzliche Leistungsbedarfe kurzfristig in das Netz integriert werden können. Zudem waren die Beobachtbarkeit und die Kenntnis über die im Betrieb auftretenden Belastungen der Betriebsmittel stark eingeschränkt. Im Zuge der zunehmenden Netzdigitalisierung verändert sich

⁸ Quelle: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24

dies. Mithilfe verfügbarer Echtzeitinformationen über die Betriebsmittelzustände kann die Netzinfrastruktur höher ausgelastet und näher an der physikalischen Auslastungsgrenze betrieben werden.

Zur Analyse der Auslastungen der Betriebsmittel wurden heutige und zukünftige Auslastungsdaten im Mittelspannungsnetz herangezogen, welche im Rahmen einer Studie der Creos im Jahr 2025 bestimmt wurden. Die Analysen zeigen im östlichen Bereich des Netzes Überlastungen im n-1 Fall sowie die Notwendigkeit einer dritten Einspeisung bzw. eines zusätzlichen Übergabepunktes zur Creos im südlichen Bereich. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Einspeisung im Süden betragen die Auslastungen im ungestörten Fall maximal 70%. Auf Basis dieser Analysen wird kein zusätzlicher Minderungsfaktor des Ausbaubedarfs aufgrund vorhandener zusätzlicher Reserven verwendet.

Synergien von Erneuerung und Ausbau

Zudem existieren Synergien zwischen der Erneuerungsplanung sowie dem Ausbau von Betriebsmitteln, welche den Ausbaubedarf senken. Möglich wird dies, wenn aus praktischer Überlegung im Zuge einer Erneuerung von Kabeln und Transformatoren Betriebsmittel mit angepassten Leistungsklassen / Querschnitten verwendet werden, sodass diese nicht im Rahmen des zusätzlichen Ausbaus berücksichtigt werden müssen. Eine natürliche Obergrenze bildet dabei die Menge der im Rahmen der Erneuerungsplanung ausgetauschten Betriebsmittel.

Aufgrund des Alters des vorhandenen Netzes in Ettelbrück zeigen sich vergleichsweise geringe Synergien im Bereich der Mittelspannungskabel. Für diese wurde ein Minderungsfaktor von 10 % verwendet. Im Bereich der Niederspannungskabel sowie Ortsnetztransformatoren ergibt sich ein altersbedingt höherer Erneuerungsbedarf, weshalb für den Ausbau ein synergiebedingter Minderungsfaktor von 30 % für NS-Kabel sowie 50% für Ortsnetztransformatoren angenommen wurde.

4.3. Resultierender Investitionsbedarf für Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung

Basierend auf dem bestehenden Mengengerüst, den szenarienspezifischen Ausbaufaktoren sowie der Minderungsfaktoren können Ausbaumengen abgeschätzt werden⁹. Für die Betriebsmittelklasse der Hauptverteilerstationen wird keine Hochrechnung vorgenommen, da unter anderem auf Basis der Studie der Creos bereits heute die Notwendigkeit der Errichtung einer dritten Station in den nächsten Jahren absehbar ist.

Abbildung 7 zeigt die jährlich anfallenden Investitionskosten für Ausbaumaßnahmen für unterschiedliche Betriebsmittelkategorien in 5-Jahres-Scheiben für das Szenario *Geringe Dynamik*. In Summe betragen die Ausbauinvestitionen in diesem Szenario bis 2045 knapp 6,7 Mio. € bzw. 0,3 Mio. € jährlich. Es zeigt sich ein erhöhtes Investitionsniveau von knapp 0,8 Mio. € jährlich im Zeitraum bis 2030, welches auf die zusätzliche Hauptverteilerstation zurückzuführen ist. Anschließend beträgt das Investitionsniveau aufgrund der Gleichverteilung

⁹ Für die weitergehende Erläuterung des Vorgehens sei auf den Anhang verwiesen.

ca. 0,2 Mio. € jährlich. Dominiert wird der Investitionsbedarf insbesondere von den Mittel- und Niederspannungskabeln.

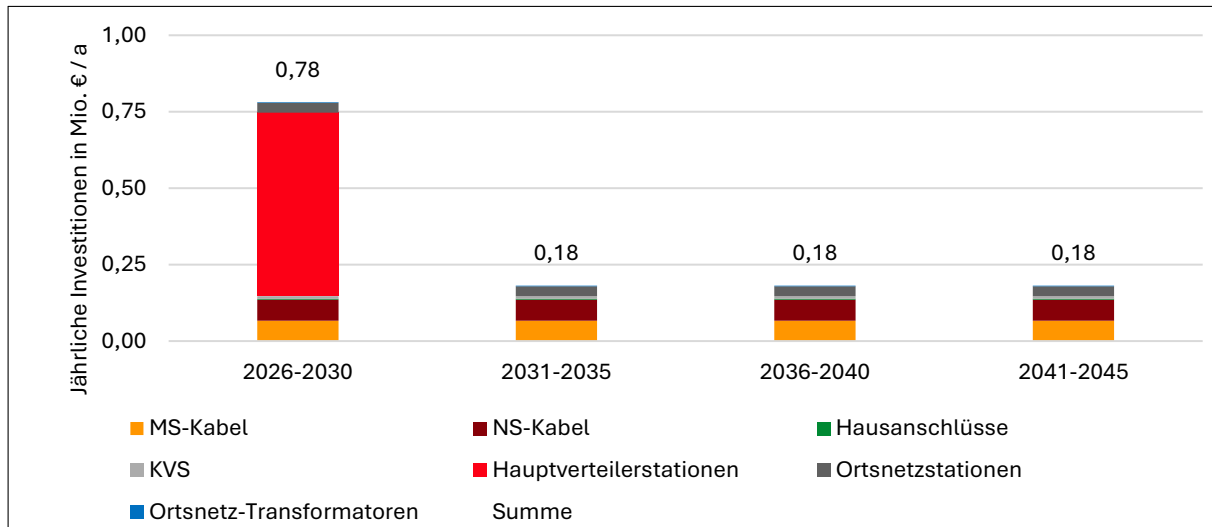


Abbildung 7: Bestimmtes jährliches Investitionsvolumen für Ausbaumaßnahmen im Szenario Geringe Dynamik

Im Szenario *Hohe Dynamik* wird von einem starken Zubau der Treibertechnologien ausgegangen, was zu einem erhöhten summierten Investitionsbedarf führt. Bis 2045 beträgt dieser in Summe knapp 9,3 Mio. € bzw. 0,5 Mio. € pro Jahr. Im Zeitraum 2026-2030 umfasst dieser rund 0,9 Mio. € jährlich, in den nachfolgenden 5-Jahres-Scheiben rund 0,3 Mio. €/a.

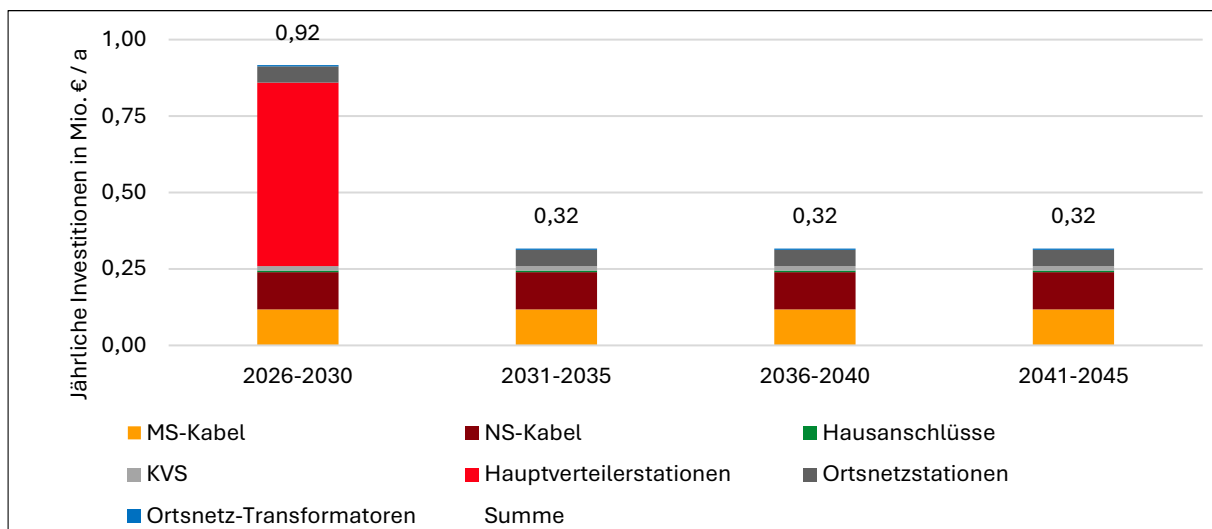


Abbildung 8: Bestimmtes jährliches Investitionsvolumen für Ausbaumaßnahmen im Szenario Hohe Dynamik

5. Zusätzlicher Investitionsbedarf

Mit Blick auf die realisierten Investitionen in der Vergangenheit zeigt sich, dass eine ausschließliche Betrachtung der Investitionen für den Substanzerhalt sowie Ausbaumaßnahmen den realen Investitionsbedarf unterschätzt. Aus diesem Grund werden zusätzlich auftretende Investitionsbedarfe in Sockelpositionen zusammengefasst.

Investitionsbudget für unvorhergesehene Maßnahmen

Neben den Investitionen in Betriebsmittel aufgrund des Substanzerhalt oder auf Basis der Ausbauplanung werden Maßnahmen in der Praxis durch die Anforderungen von Dritten ausgelöst. Dies umfasst beispielsweise Maßnahmen der Niederspannung, bei welchen Synergiepotentiale mit anderen Maßnahmen bestehen. Beispielhaft wäre hierbei die Durchführung von Straßensanierungsmaßnahmen, welche vom Netzbetreiber als Anlass genutzt werden kann, die vorhandenen Netzinfrastruktur ebenfalls zu ertüchtigen.

Eine genaue Bestimmung der Investitionssumme für unvorhergesehene Maßnahmen ist naturgemäß schwierig. Für die Jahre 2026-2029 sind Maßnahmen vorrangig im westlichen Versorgungsgebiet bereits bekannt, für deren Umsetzung insgesamt knapp 2,4 Mio. € vorgesehen sind. Für die Jahre nach 2029 wird 20% der historischen, jährlichen Investitionssumme als zusätzlicher Investitionsbedarf (200.000 € pro Jahr) angesetzt.

Sonstige Investitionen

In der Erneuerungs- und Ausbauplanung wurden ausschließlich Primärbetriebsmittel berücksichtigt. Zur Berücksichtigung von notwendigen Investitionen in weiteren Bereichen wie beispielsweise Messtechnik, Softwarelizenzen, Nutzfahrzeuge, Gebäude und Mobiliar wird ebenfalls ein pauschaler Ansatz mithilfe eines gleichbleibenden Sockelbetrages verwendet. Basis dieses Sockelbetrages sind 20% der historischen, jährlichen Investitionssumme (200.000 € pro Jahr).

6. Resultierender, vollständiger Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur

Die Investitionsbedarfe zur Instandhaltung und Erneuerung (siehe Abschnitt 3), sowie zur Verstärkung und Erweiterung (siehe Abschnitt 4.3) sowie für unvorhergesehene Maßnahmen und Sonstiges (siehe Abschnitt 5) ergeben den gesamten zukünftigen Investitionsbedarf der Gemeinde Ettelbrück.

Der summierte jährliche Investitionsbedarf für das Szenario *Geringe Dynamik* ist in Abbildung 9 dargestellt. Es zeigt sich bis zum Zieljahr 2045 ein summierter Investitionsbedarf in Höhe von 28,9 Mio. € bzw. knapp 1,4 Mio. € jährlich. Im Durchschnitt entfallen 44 % auf Maßnahmen zur Instandhaltung und Erneuerung, 23 % auf Maßnahmen zur Verstärkung und Erweiterung sowie 33 % auf den fixen Sockel für unvorhergesehene Maßnahmen und sonstiges. Im Vergleich der 5-Jahres-Scheiben zeigt sich ein erhöhter Investitionsbedarf im Zeitraum bis 2030, was insbesondere auf die Errichtung der dritten Hauptverteilerstation sowie die geplanten Maßnahmen im westlichen Versorgungsgebiet zurückzuführen ist. Im Bereich der Erneuerung führen insbesondere Maßnahmen bei den Niederspannungskabeln zu steigenden Investitionen in den Zeiträumen ab 2036 bis 2045.

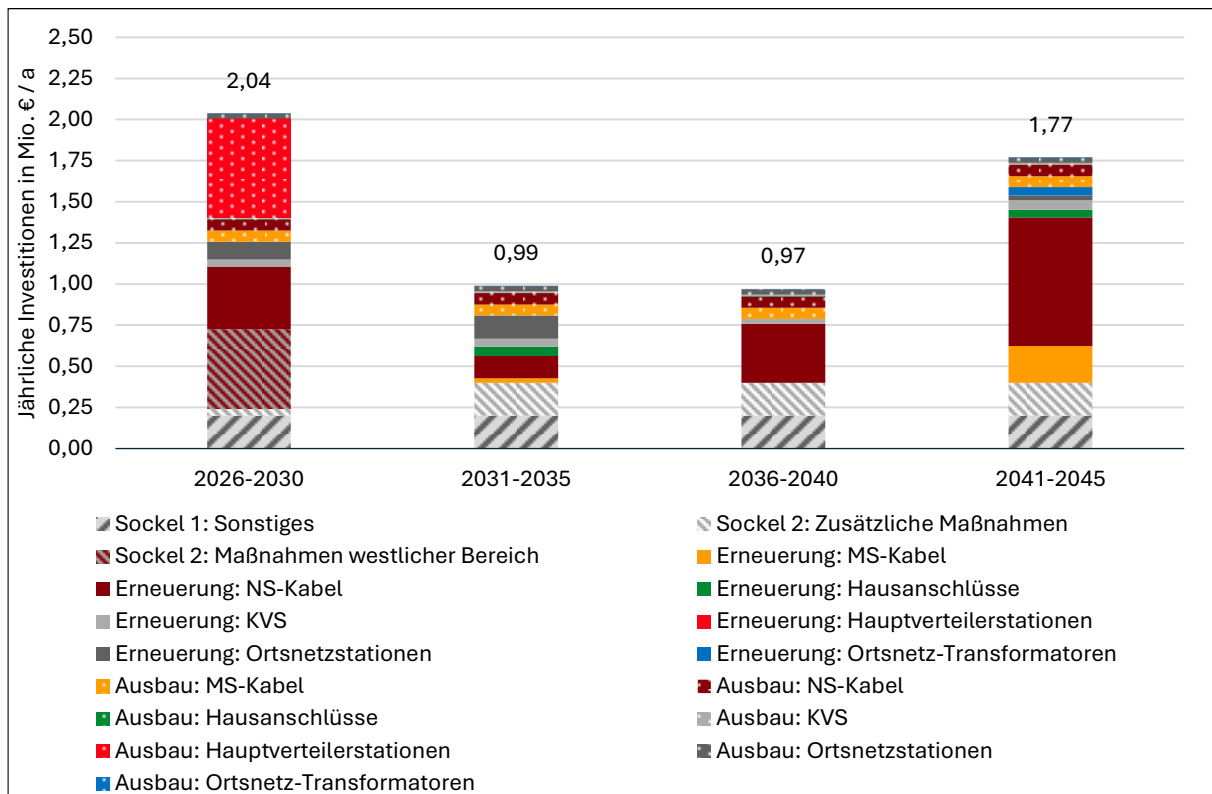


Abbildung 9: Summierter jährlicher Investitionsbedarf im Szenario Geringe Dynamik

Die in Abbildung 10 gezeigten summierten Investitionen im Szenario *Hohe Dynamik* haben grundsätzlich den gleichen Verlauf, zeichnen sich jedoch durch ein leicht höheres Niveau der Ausbauinvestitionen aus. In Summe zeigt sich bis 2045 ein summierter Investitionsbedarf von 31,6 Mio. € bzw. 1,6 Mio. € jährlich. Demnach entfällt ein etwas höherer Anteil von 30 % auf Ausbaumaßnahmen, während die Anteile für die Erneuerung 40 % sowie 30 % für die Sockelbeträge betragen.

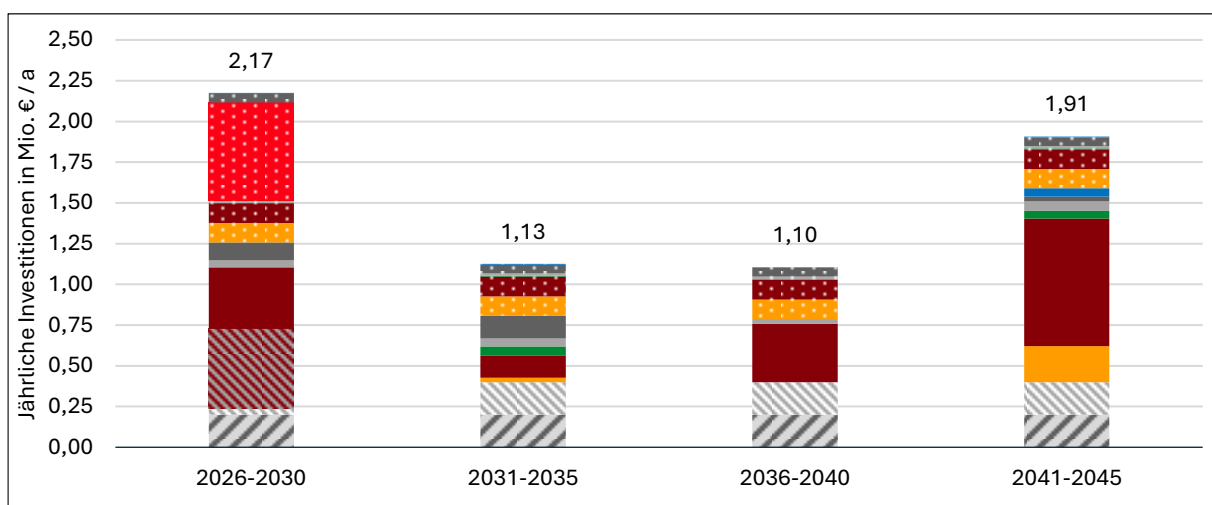


Abbildung 10: Summierter jährlicher Investitionsbedarf im Szenario Hohe Dynamik

7. Anhang

Methodisches Vorgehen zur Bestimmung der Ausbauinvestitionen

Für die Bestimmung des Ausbaubedarfs werden die in Abbildung 6 gezeigten, szenarienspezifischen Ausbaufaktoren für Kabel sowie Ortsnetztransformatoren verwendet. Weitere Betriebsmittel wie Hausanschlüsse, Kabelverteilschränke und Gebäude von Ortsnetzstationen (ONS) werden auf dem heutigen Verhältnis zu einer Bezugsgröße hochgerechnet¹⁰. Mit Blick auf die Hauptverteilerstationen ist der Bedarf für eine dritte Station in den nächsten Jahren bereits heute erkennbar, sodass ebenfalls keine Hochrechnung erfolgt.

Aus dem bestehenden Mengengerüst sowie den Ausbaufaktoren können die Ausbaumengen abgeschätzt werden, welche zunächst ohne Berücksichtigung von Minderungsfaktoren (siehe Tabelle 2) bestimmt werden. Die so erhaltenen Ausbaumengen werden anschließend durch die betriebsmittelspezifischen Minderungsfaktoren gedämpft und mit den Preisansätzen bewertet, sodass sich ein summiertes Investitionsvolumen je Betriebsmittelkategorie bis zum Zieljahr ergibt.

Tabelle 2: Übersicht über die Ausbau- und Minderungsfaktoren je Betriebsmittelkategorie

Assets Strom	m / Stk.	Bestehendes Mengen- gerüst in Stk. / in m	Ausbaufaktoren		Minderungs- faktoren Digitalisierung und Reserven		Minderungs- faktoren Synergie von Erneuerung & Ausbau
			Hohe Dynamik	Geringe Dynamik	Hohe Dynamik	Geringe Dynamik	
MS-Kabel	m	27.862	47%	27%	15% + 0%	15% + 0%	10%
NS-Kabel	m	116.006	22%	13%			30%
Hausanschlüsse	Stk.	2021	Hochrechnung im Verhältnis zur Länge der NS-Kabel im Bestand				-
KVS	Stk.	603	Hochrechnung im Verhältnis zur Länge der NS-Kabel im Bestand				-
Hauptverteilerstationen	Stk.	2	Keine Hochrechnung				
ONS (Gebäude)	Stk.	27	Hochrechnung im Verhältnis zur Zahl der ONT im Bestand		15% + 0%	15% + 0%	-
ONT (MS-NS- Umspannung)	Stk.	42	67%	38%			50%

¹⁰ So wird beispielsweise für die Gebäude von Ortsnetzstationen sichergestellt, dass auch im ausgebauten Zustand dasselbe Verhältnis der Zahl der Gebäude von ONS zur Anzahl Ortsnetztransformatoren existiert.