



Abschätzung der Kostenwirkung einer zunehmenden Verkabelung von 110-kV-Leitungen

Schlussbericht

im Auftrag von

Oesterreichs Energie, Brahmplatz 3, A-1041 Wien

13. Oktober 2020

Inhalt

1	Hintergrund und Aufgabenstellung	1
1.1	Aktuelle Situation.....	1
1.2	Auftrag und Vorgehensweise.....	1
2	Kostenzusammenhänge und Modellierungsansatz	3
2.1	Analyse der relevanten Kostenwirkungen.....	3
2.1.1	Direkte Mehrkosten.....	3
2.1.2	Indirekte Mehrkosten.....	4
2.2	Abbildung der Kostenwirkungen in einem Berechnungsmodell	7
2.2.1	Definition zweier Vergleichsszenarien.....	7
2.2.2	Ermittlung jährlicher Ersatz- und Erweiterungsmengen und -kosten	8
2.2.3	Ermittlung der Menge und Kosten benötigter Systemintegrationsmaßnahmen	9
2.2.4	Ermittlung der Wirkung von Mehrkosten auf Netztarife	10
3	Ergebnisse	12
3.1	Direkte Mehrkosten.....	12
3.2	Indirekte Mehrkosten	13
3.3	Auswirkungen der Mehrkosten auf Netztarife	15
4	Zusammenfassung	16

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Aktuelle Situation

Das österreichische 110-kV-Netz ist heute mit Ausnahme von städtischen Gebieten nahezu vollständig als Freileitungsnetz aufgebaut und wird praktisch ausschließlich mit sogenannter Erdschlusskompensation betrieben. Im Rahmen von Aus- und Umbaumaßnahmen im 110-kV-Netz werden in jüngerer Zeit vermehrt Forderungen nach einer Verkabelung auch auf der 110-kV-Ebene erhoben. Auch in anderen Ländern gibt es Verkabelungsbestrebungen der 110-kV-Ebene, wie z. B. in der Schweiz¹ und Dänemark². In Dänemark ist allerdings die im Jahr 2009 von der Politik gefällte Entscheidung, die 132- und 150-kV-Netze langfristig praktisch vollständig zu verkabeln, nach einigen Jahren der Umsetzung in Teilen wieder zurückgenommen worden³, u. a. um die Tarifsteigerungen, die durch die teurere Erdverlegung entstanden sind, zu begrenzen.

Auch vor diesem Hintergrund halten die Netzbetreiber die Ausführung in Freileitungstechnik weiterhin in den meisten Fällen für technisch und wirtschaftlich vorteilhaft. Insbesondere befürchten die Netzbetreiber, dass die Netzkosten bei zunehmender Verkabelung nicht nur aufgrund der spezifisch höheren Kosten von Erdkabeln, sondern auch durch technisch bedingte Zusatzmaßnahmen, die häufig beim projektbezogenen Vergleich der Kosten einer Realisierung in Freileitungs- und Erdkabeltechnik nicht beachtet werden, deutlich steigen würden.

Solche Zusatzmaßnahmen können z. B. dadurch bedingt sein, dass mit zunehmendem Verkabelungsanteil ab bestimmten Grenzen die heutige, für Freileitungsnetze grundsätzlich sinnvolle Betriebsweise mit Erdschlusskompensation so nicht beibehalten werden kann oder zumindest technisch-wirtschaftlich nicht mehr optimal ist. In der Folge müssten dann geeignete Maßnahmen ergriffen werden, die mit Mehrkosten verbunden wären, wie beispielsweise eine Verkleinerung der Netzgruppengrößen, um die Möglichkeit des erdschlusskompensierten Betriebs aufrecht zu erhalten, oder die Umstellung der Sternpunktbehandlung.

1.2 Auftrag und Vorgehensweise

Um die möglichen Folgen der zuvor skizzierten Zusammenhänge näher aufzeigen zu können, hat Oesterreichs Energie (OE) in einem ersten Schritt die TU Graz mit der Analyse relevanter technischer und betrieblichen Auswirkungen einer zunehmenden Verkabelung von 110-kV-Netzen beauftragt⁴.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Untersuchung der TU Graz sollen nun im nächsten Schritt die zu erwartenden Auswirkungen auf die Netzkosten und -tarife in Österreich näherungsweise quantifiziert werden. Hierzu wurden im Rahmen der nachfolgend dokumentierten Untersuchung zunächst die relevanten Kostenwirkungen und Einflussgrößen erfasst und analysiert (Abschnitt 2.1) und anschließend ein Modell entwickelt (Abschnitt 2.2), mit dem sich die durch Verkabelung entstehenden Mehrkosten bestimmen lassen. Die ermittelten Mehrkosten und deren

¹ S. Artikel 15c, EleG zum Verkabelungsgebot für Verteilnetzleitungen (<https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19020010/index.html>)

² S. z. B. energinet.dk, System Plan 2013, S. 45 (<https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/System-Plan-2013>)

³ S. z. B. energinet.dk, System Plan 2018, S. 37 (<https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/System-Plan-2018>)

⁴ TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, „Auswirkungen von vermehrtem Einsatz von Kabeln in gelöscht betriebenen 110-kV- Freileitungsnetzen“, Technisches Gutachten, 2020

überschlägig ermittelten Auswirkungen auf die Netztarife werden in Kapitel 3 dargestellt. Abschließend fassen wir die Erkenntnisse der Analysen zusammen (Kap. 4).

2 Kostenzusammenhänge und Modellierungsansatz

2.1 Analyse der relevanten Kostenwirkungen

Die von einer zunehmenden Verkabelung von 110-kV-Leitungen mit Blick auf die Netzkosten ausgehenden Wirkungen lassen sich grob in *direkte*, das heißt auf die jeweilige Trasse oder den jeweiligen Leitungsabschnitt bezogene, und *indirekte* Kostenwirkungen, die infolge eines systembedingten Anpassungsbedarfs entstehen, unterscheiden.

2.1.1 Direkte Mehrkosten

Vielfach werden bei einem projektspezifischen Vergleich von Freileitungs- und Kabelvarianten eines Leitungsbauvorhabens nur die offensichtlichen längenbezogenen Unterschiede der Investitionskosten betrachtet, die beim Einsatz eines Erdkabels anstelle einer existierenden oder zu errichtenden Freileitung entstehen. Die Investitionskosten von Freileitungen und Erdkabeln unterscheiden sich hauptsächlich beim verwendeten Leitermaterial und bei der Verlegung. Die Höhe dieser beiden wesentlichen Kostenbestandteile werden weiter durch unterschiedliche Kostentreiber beeinflusst.

In Rahmen der Untersuchung wurden folgende Kostentreiber identifiziert, die nennenswerten Einfluss auf die Kostenhöhe aufweisen:

- **Geländebeschaffenheit, Boden- und Oberflächentyp**

Bei Leitungsbauprojekten sind die eigentlichen Bauarbeiten sowohl bei Erdkabelverlegung als auch bei Freileitungen *der* wesentliche Kostentreiber. Diese Kosten sind in hohem Maße von den Umgebungsbedingungen und hier konkret von Geländebeschaffenheit sowie Boden- und Oberflächentyp abhängig. Ferner ist festzustellen, dass zwar grundsätzlich die Kosten sowohl bei Erdkabeln als auch bei Freileitungen von „leichten“ zu „schwierigen“ Untergründen hin und bei Erdkabeln zusätzlich mit dem Umfang und Aufwand der Oberflächenversiegelung zunehmen. Allerdings ist das Kostenverhältnis bei Erdkabel- gegenüber Freileitungsausführung keineswegs für alle Umgebungsbedingungen und Oberflächentypen einheitlich. Daher ist es grundsätzlich naheliegend, die spezifischen Kostenansätze für Erdkabel und Freileitungen nach Geländebeschaffenheit und Boden-/Oberflächentyp zu differenzieren.

Allerdings gibt es weitere Einflussfaktoren, die die Errichtungskosten einer Erdkabelstrecke signifikant beeinflussen können. Ein wesentlicher Faktor ist hier die Zahl und Art der notwendigen Querungen von anderen vorhandenen Infrastrukturen. Die Querung vorhandener Infrastrukturen – als Alternative zu deren Umgehung unter Inkaufnahme von Umwegen – erfordert aufwändige Tiefbauarbeiten. Dies kann zum Beispiel in Form von Handschachtungen erfolgen, wie etwa bei der Querung von Wasser- und Gasleitungen. Dies kann aber auch aufwändige Bohrungen, ggf. sogar – je Anforderungen an die Zugänglichkeit im Fehlerfall – den Bau von begehbaren Tunneln erforderlich machen.

Diese Einflussfaktoren lassen sich ohne konkrete Trassenplanung einer Kabelstrecke kaum seriös abschätzen. Eine detaillierte Trassenplanung aller österreichischen Freileitungstrecken für einen Ersatz durch Erdkabel ist aus Aufwands- und Zeitgründen im Rahmen der hier vorgenommenen Grundsatzbetrachtung nicht sinnvoll machbar. Daher werden die Auswirkungen der Einflussfaktoren auf die Verlegekosten hier in Form von *Bandbreiten* aufgezeigt, indem einerseits besonders kostengünstige Verlegebedingungen, z. B. unveriegelte Oberfläche in flachem Gelände, und andererseits besonders kostenintensive

Bedingungen, z. B. Straßen in großstädtischer Umgebung, betrachtet werden. Entsprechend werden die Ergebnisse der Analysen zu verkabelungsbedingten Mehrkosten ebenfalls in Form von Bandbreiten dargestellt.

- **Trassenverlauf/-länge**

Der Verlauf möglicher Trassen hängt bei Freileitungen wie auch bei Erdkabeln in der Praxis von den örtlichen geografischen Gegebenheiten ab. Im ländlichen Bereich lässt sich vielfach bei Freileitungen eine geradlinige Trassenführung realisieren, bei der unwegsame Gelände, Flüsse, Straßen etc. überspannt werden können. Bei Erdkabeln ist die Trassenführung demgegenüber gerade in Fällen, in denen andere Infrastrukturen (z. B. Autobahnen, Flüsse) gequert werden, teilweise komplexer, mit der Folge einer größeren Trassenlänge. Je nach örtlichen Bedingungen kann allerdings die Trassenlänge einer Erdkabellösung auch (deutlich) geringer ausfallen als bei einer Freileitungslösung, etwa wenn Letztere eine großräumige „Umfahrung“ von Bebauungen erfordert. Dies kann nicht nur aufgrund der dann längeren Trassen deutlich höhere Kosten zur Folge haben, sondern auch weil bei einer kurvigen Trassenführung Masten mit höheren Anforderungen an die Statik erforderlich sind. Ähnlich wie der zuvor diskutierte Einfluss von Geländebeschaffenheit, Boden- und Oberflächentyp auf die spezifischen Verlegekosten lassen sich auch die Kostenwirkungen von Trassenführungsunterschieden kaum praktikabel in verallgemeinerter Weise abschätzen. Erfahrungen von österreichischen Netzplanern, die diese Studie fachlich begleitet haben, lassen jedoch im Mittel eine Zunahme der Trassenlänge bei Verkabelung einer Freileitungsstrecke um etwa 20% erwarten. Dieser Wert wird vielfach auch in langfristig ausgerichteten Netzplanungsstudien verwendet und scheint daher ein üblicher Wert für eine pauschale Abschätzung der Trassenlängenveränderung zu sein.

- **Zahl der Systeme**

Grundsätzlich ist es möglich, dass Erdkabel je nach Dimensionierung aufgrund thermischer Restriktionen niedrigere Stromtragfähigkeiten als Freileitungen aufweisen und daher mehr Systeme bei Erdkabel- als bei Freileitungstechnik erforderlich sind. Allerdings ist dieser Aspekt in der hier betrachteten 110-kV-Ebene und der heute verfügbaren Technologie überwiegend nicht relevant, da in der 110-kV-Ebene die Stromtragfähigkeit von Erdkabeln in der Regel so groß ist, dass ein Freileitungsdoppelsystem ohne Einschränkungen der Übertragungsfähigkeit durch ein Erdkabeldoppelsystem ersetzt werden kann.

2.1.2 Indirekte Mehrkosten

Neben den zuvor dargestellten direkten Mehrkosten infolge einer Verkabelung entstehen weitere Kosten für Maßnahmen, die zur Einbindung von Erdkabeln in das Gesamtsystem erforderlich sind, um systemtechnischen Erfordernissen zu genügen. Diese systembedingten Kosten werden nachfolgend als indirekte Mehrkosten bezeichnet.

Diese Kosten können im Gegensatz zu den direkten Mehrkosten in der Regel keinem einzelnen Leitungsbauprojekt zugeordnet werden, sondern werden durch bestimmte Randbedingungen im System 110-kV-Netz ausgelöst.

- **Kosten für Maßnahmen zur Beibehaltung des erdschlusskompensierten Betriebs oder Übergang auf niederohmige Betriebsweise**

In Freileitungsnetzen sind einpolige Fehler das häufigste Fehlerereignis. In Netzen, die mit sogenannter Erdschlusskompensation betrieben werden, führen solche Fehler allerdings in der Regel nicht zu einer Versorgungsunterbrechung, da der mit dem Fehler verbundene

Lichtbogen an der Fehlerstelle selbst wieder erlischt und das System anschließend ohne Versorgungsunterbrechung wieder in den ungestörten Betrieb zurückkehrt. Um diese Funktionsweise sicher zu gewährleisten, darf der sogenannte Erdschlussreststrom einen bestimmten Grenzwert, der als „Löschgrenze“ bezeichnet wird, nicht überschreiten. In der österreichischen Norm ÖVE-B1 wird für Netze mit einer Nennspannung von 110 kV ein Grenzwert von 132 A vorgegeben. Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften liefern Freileitungen nur einen geringfügigen Beitrag zu diesem Grenzwert, sodass dieser Beitrag im Vergleich zur Wirkung von Erdkabeln praktisch vernachlässigt werden kann. Im Wesentlichen bestimmt somit der Erdkabelanteil von 110-kV-Netzen, wann diese Grenze erreicht wird.

Die Studie der TU Graz zu „Auswirkungen von vermehrtem Einsatz von Kabeln in gelöscht betriebenen 110-kV- Freileitungsnetzen“⁴⁴ weist für den Fall, dass eine der zur Berechnung des Reststroms benötigten Einflussgrößen Verstimmungsgrad, Dämpfungsgrad und Oberschwingungsanteile nicht bekannt ist, darauf hin, dass gemäß der in Österreich für diese Fälle anzuwendenden Norm ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 für den Erdungsstrom I_E 10 % des kapazitiven Erdschlussstromes I_{ce} angenommen werden dürfen. Bei den in der Studie abhängig von der Netzkonfiguration als üblich angenommenen Kabeltypen ergeben sich spezifische kapazitive Erdschlussströme von ca. 13 bis 16 A je km Systemlänge, sodass der Grenzwert von $132 \text{ A} / 10\% = 1.320 \text{ A}$ eingehalten werden kann, wenn die Systemlänge einen Bereich von 80 bis 100 km nicht übersteigt. Im Rahmen der Studie wird im Sinne einer Abschätzung der Mehrkosten nach unten ein Wert von 100 km Systemlänge bzw. 50 km Trassenlänge, die als Doppelsystem ausgeführt ist, verwendet. Liegt die Systemlänge der Erdkabel in einem Netzbereich hingegen oberhalb von 100 km, werden Systemintegrationsmaßnahmen erforderlich.

Um diesen Grenzwert, der jeweils für ein zusammenhängendes Netzgebiet gilt, nicht zu überschreiten, können als Gegenmaßnahme bestehende Netzgruppen geteilt und dadurch verkleinert werden („Netztrennung“). Die neu entstehenden Netzgruppen benötigen dann in der Regel zusätzliche Anbindungen an das vorgelagerte Übertragungsnetz, um bei Betriebsmittelausfällen sicher weiter versorgt werden zu können („N-1-sichere“ Netzanbindung), die Kosten verursachen. Alternativ dazu können am Beginn und am Ende von Erdkabelstrecken spezielle Betriebsmittel, sogenannte Trenntransformatoren, errichtet werden, die die Erdkabel in gewisser Weise vom Gesamtsystem entkoppeln und damit nicht mehr zur Erreichung der Löschgrenze beitragen. Auf der Kostenseite sind dann die mit Errichtung, Anbindung und Betrieb der Trenntransformatoren verbundenen Kosten zu berücksichtigen.

Neben der heute in 110-kV-Netzen üblichen Betriebsweise mit Erdschlusskompensation existieren grundsätzlich auch andere Betriebsweisen, wie beispielsweise die sogenannte niederohmige Sternpunktterdung. Diese Betriebsweise hat den Nachteil, dass Netze im Fehlerfall aus Gründen der Personen- und Sachgütersicherheit nicht mehr ohne Abschaltungen weiterbetrieben werden können und damit alle auftretenden Fehler zumindest kurzzeitig zu Versorgungsunterbrechungen führen. Darüber hinaus resultieren durch die sich je nach Fehlerfall und Art der Strombegrenzung ergebenden Fehlerströme Netzurückwirkungen (Spannungseinsenkungen), die empfindliche Kundenanlagen, wie z.B. Industrieanlagen, stören können und damit die Spannungsqualität am Kundenanschluss – als ein Aspekt von Power Quality – negativ beeinflussen können. Der Vorteil der niederohmigen Sternpunktterdung besteht aber darin, dass die Länge der Erdkabel und Freileitungen nicht wie bei der Erdschlusskompensation durch die Löschgrenze begrenzt ist. Um allerdings ein Netz von einem Betrieb mit Erdschlusskompensation auf niederohmige Sternpunktterdung umzustellen, sind im Vorfeld der Umstellung umfangreiche Anpassungsmaßnahmen durchzuführen. Darunter

fallen zum einem z. B. die Anpassung von Erdungswiderständen in den Umspannwerken und an verbliebenen Freileitungsmasten sowie die Umrüstung vorhandener Leistungsschaltfelder mit dreipoligem Antrieb auf einpolige Antriebe. Zum anderen muss aufgrund der prinzipbedingt sehr hohen Fehlerströme bei niederohmiger Sternpunktterdung zunächst die Personensicherheit im Fehlerfall für das gesamte Netz geprüft werden. Darüber hinaus müssen auch die von diesen Strömen ausgehenden Wirkungen auf z. B. Fernmelde- oder Rohrleitungen innerhalb der dafür vorgesehen Grenzen bleiben. Können die Grenzwerte für die Beeinflussung von parallelgeführten oder an Erdungsanlagen des Hochspannungssystems angehängten Einbauten nicht eingehalten werden, müssen entsprechende Maßnahmen (wie z.B. Isolierkupplungen mit Unterteilung in verschiedene Abschnitte, zusätzliche Erdungsmaßnahmen, Verlegung in hochspannungsfesten Isolierrohren) an den beeinflussten Systemen umgesetzt oder ggf. auch der Abstand zwischen Stromleitungen und anderen Leitungen vergrößert werden. Weiter erfolgten die Errichtungs- und Betriebsbewilligungen der Leitungen meist für den Betrieb mit Erdschlusskompensation, sodass im Zusammenhang einer Sternpunktumstellung zu prüfen ist, ob eine erneute Bewilligung für den Betrieb mit niederohmiger Sternpunktterdung erforderlich ist. Ob bestehende Leitungen damit automatisch ihren Bestandsschutz verlieren und potenziell in der Bestandstrasse nicht mehr neu genehmigungsfähig sind, da sie beispielsweise zwischenzeitlich verschärften Mindestabstandsgebieten nicht mehr genügen, und in der Folge in einer anderen Trasse neu zu errichten sind, kann im Rahmen der Studie nicht abschließend geklärt werden. Ebenso kann nicht exakt beziffert werden, in welchem Umfang Maßnahmen an Einbauten Dritter ergriffen werden müssten, bevor die Sternpunktbehandlung umgestellt werden kann. Experten österreichischer Netzbetreiber gehen davon aus, dass bei 20% bis 60% der bestehenden Stromleitungen Einbauten Dritter vorhanden sind, an denen Maßnahmen ergriffen werden müssten. Ein Ersatz oder eine Umrüstung in großem Umfang, wie sie bei den Leistungsschaltfeldern erforderlich ist, kann in der Regel aus Ressourcengründen nicht ad-hoc, sondern nur über einen längeren Zeitraum sowie aus wirtschaftlichen Gründen nur im Zuge von anstehenden Erneuerungsmaßnahmen sinnvoll umgesetzt werden. Insofern ist davon auszugehen, dass für die vorbereitenden Maßnahmen ein Zeitbedarf in der Größenordnung von mindestens 20 bis 50 Jahren entsteht. Ein Übergang auf niederohmige Sternpunktterdung ist somit realistischweise nicht vor Ende des Betrachtungszeitraums dieser Studie, der sich bis 2050 erstreckt, zu erreichen. Während der Umsetzung vorbereitender Maßnahmen muss das Netz weiter mit Erdschlusskompensation betrieben werden, sodass bei zunehmender Verkabelung die zuvor beschriebenen Maßnahmen zur Beibehaltung dieser Betriebsweise zu ergreifen sind. Insgesamt ist daher zu erwarten, dass ein Übergang auf niederohmige Sternpunktterdung bis zum Zeitpunkt der Umstellung nicht zu geringeren Kosten führt als bei den zuvor diskutierten Maßnahmen Netztrennung und Einsatz von Trenntransformatoren. Insofern wird die Möglichkeit eines Übergangs auf niederohmige Sternpunktterdung bei der Mehrkostenbestimmung nicht weiter als eine in Frage kommende Gegenmaßnahme betrachtet.

- **Redundanz- / zuverlässigkeitsbedingte Mehrkosten**

Erdkabel und Freileitungen weisen ein stark unterschiedliches Ausfallverhalten auf. Es ist offensichtlich, dass Freileitungen aufgrund ihrer Exponiertheit anfälliger für witterungsbedingte Störungen sind als Erdkabel. Dem steht der bei Erdkabeln deutlich höhere Zeitbedarf zur Reparatur von Erdkabelfehlern gegenüber, sodass die störungsbedingte Nichtverfügbarkeit einer Erdkabelvariante insgesamt tendenziell höher ist als die einer Freileitungsvariante. Zudem können sich deutliche Unterschiede bei einer Parallelführung mehrerer Systeme auf einer Trasse ergeben (Stichwort „Common-Mode-Fehler“). Insofern kann bei einer Erdkabelvariante – wenn sie die gleiche Zuverlässigkeit bieten soll wie die Freileitungsvariante – zusätzliche Redundanz erforderlich sein. In einer Studie im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie BFE⁵ wurde der zuverlässigkeitsbedingte Leitungsmehrbedarf infolge einer Verkabelung im 110-kV-Netz auf 10% beziffert.

- **Kosten für Blindleistungskompensation**

Beim Betrieb von Freileitungen und Erdkabeln entsteht sogenannte Blindleistung, die u. a. die lokale Spannungshöhe, die sich innerhalb vorgegebener Grenzen bewegen muss, beeinflusst. Bei ihrem Transport über Betriebsmittel verursacht Blindleistung wie auch die von den Kunden bezogene Wirkleistung Verluste. Zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und zur Verringerung der Netzverluste ist es ab einer gewissen Leitungslänge erforderlich die von Erdkabeln verursachte Blindleistung zu verringern. Dafür werden üblicherweise Kompensationsanlagen, wie z. B. Drosselspulen eingesetzt. Für die Kompensationselemente sowie für deren Anschluss benötigte Schaltfelder entstehen Kosten, die den verkabelungsbedingten Mehrkosten zuzurechnen sind.

2.2 Abbildung der Kostenwirkungen in einem Berechnungsmodell

Ziel des entwickelten Modells ist es, direkte und indirekte Mehrkosten infolge der Verkabelung von Freileitungsstrecken im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 zu bestimmen. Für diese Modellierung sind

- Vergleichsszenarien mit unterschiedlichem Verkabelungsgrad zu definieren,
- die gemäß diesen Szenarien bis 2050 zu errichtenden Erdkabel- und Freileitungsmengen zu bestimmen,
- die Umfänge der Maßnahmen abzuleiten, die zur Einbindung von Erdkabeln in das Gesamtsystem erforderlich sind, sowie
- die Leitungsmengen und Maßnahmen mit Preisen zu bewerten.

Diese Modellierungsschritte werden nachfolgend näher erläutert.

2.2.1 Definition zweier Vergleichsszenarien

In der Studie werden modellgestützt die Kosten zweier Szenarien, die sich hinsichtlich des Verkabelungsgrads deutlich unterscheiden, ermittelt. Die Differenz der Kosten für diese beiden

⁵ Consentec, „Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors“, Untersuchung in Auftrag des Bundesamt für Energie BFE, Schweiz, 2013 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxxvYwQvNzNmMwMw==.html>

Szenarien entspricht den zu bestimmenden Mehrkosten, die durch den Unterschied im Verkabelungsgrad verursacht werden.

Für das Szenario mit niedrigem Verkabelungsgrad (Referenzszenario) wird angenommen, dass zwar bestehende Erdkabel bei Erneuerung durch Erdkabel ersetzt werden, ansonsten bei Ersatz- oder Erweiterungsmaßnahmen jedoch Freileitungen eingesetzt werden.

Für das Szenario mit hohem Verkabelungsgrad sind Annahmen zum Umfang der Verkabelung im Betrachtungszeitraum zu treffen. Eine Detailanalyse, die für jede Freileitungsstrecke des österreichischen 110-kV-Netzes prüft, ob und in welchem Umfang sie verkabelt werden könnte, ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich und auch nicht vorgesehen. Zuvor wurde bereits erläutert, dass die Verlegekosten von Erdkabeln deutlich von der Geländebeschaffenheit sowie Boden- und Oberflächentyp abhängen. Insbesondere können bei sehr schwierigen Bodenverhältnissen, z. B. in felsigen Gebieten, sehr hohe Verlegekosten entstehen, so dass eine Verkabelung aus wirtschaftlichen Gründen kaum vertretbar erscheint. Daher wurden mit Experten österreichischer Netzbetreiber gebietsspezifische realistische, aber durchaus ambitionierte Verkabelungsgrade abgestimmt, die im Mittel zu einem Verkabelungsgrad des 110-kV-Netzes von etwa 75% führen. Dieser Wert bedeutet, dass im Durchschnitt von vier bestehenden Freileitungsstrecken, die alterungsbedingt ersetzt werden müssen, drei verkabelt werden. Neben solchen Erneuerungsmaßnahmen wird das Netz in der Praxis auch erweitert, um auf veränderte Erzeugungs- und Lastsituationen zu reagieren. Bei solchen Netzerweiterungen wird ebenfalls von einem Verkabelungsgrad von 75% ausgegangen. Im Weiteren wird dieses Szenario als „ambitionierte Verkabelung“ bezeichnet.

2.2.2 Ermittlung jährlicher Ersatz- und Erweiterungsmengen und -kosten

Um die Kostenhöhe von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu ermitteln, werden Ersatz- und Erweiterungsmengen mit spezifischen Preisen bewertet.

Ausgehend von typischerweise zu erwartenden technischen Lebensdauern von Freileitungen und Erdkabeln (s. a. Gutachten der TU Graz⁴) ergeben sich über einen vollständigen Erneuerungszyklus durchschnittlich **Ersatzmengen** von jährlich 1,25% des Freileitungsbestands und 2% des Erdkabelbestands.

Welcher Umfang an **Netzerweiterungen** bis 2050 entstehen wird, hängt stark von der sich verändernden Erzeugungs- und Lastsituation ab, also z. B. vom weiteren Zubau von PV- und Windenergieanlagen sowie von der Elektrifizierung des Verkehrs, der Gebäudewärmeerzeugung und von Industrieprozessen, und ist daher nicht ohne weiteres bestimmbar. Allerdings liefert der sogenannte „Stromnetz Masterplan Oberösterreich“⁶ für den Planungszeitraum 2018 bis 2028 Angaben zum Erweiterungsbedarf des oberösterreichischen 110-kV-Netzes, der in einer Größenordnung von ein bis zwei Prozent der Trassenlänge liegt. Es wird vereinfachend angenommen, dass dieser Erweiterungsbedarf für Gesamtösterreich repräsentativ ist. In beiden betrachteten Szenarien wird jeweils als Abschätzung nach unten eine durchschnittliche jährliche Erweiterungsmenge von 1% der Trassenlänge angesetzt.

Um im Hinblick auf Einflussfaktoren wie Geländebeschaffenheit, Boden- und Oberflächentyp eine Bandbreite der direkten Mehrkosten aufzeigen zu können (s. Abschnitt 2.1.1), werden die

⁶ Austrian Power Grid et. al., „Stromnetz Masterplan Oberösterreich 2028“, Planungsstand Dezember 2018, https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/Dokumente%20UWD%20Abt_US/us-en_Stromnetz-Masterplan_Oberoesterreich_2028.pdf

Berechnungen einerseits mit einem niedrigen Kostenansatz für Erdkabel, der sich bei günstigen Umgebungsbedingungen ergibt, und andererseits einem hohen Kostenansatz, der aus aufwändigen Verlegebedingungen resultiert, durchgeführt. Die beiden hierfür ermittelten Kostenansätze für Erdkabel betragen 1.250.000 € bzw. 2.500.000 € pro km Trassenlänge (Ausführung als Doppelsystem). Für Freileitungen werden einheitlich 650.000 € pro km Trassenlänge (Belegung mit Doppelsystem) angesetzt. Die Kostenansätze sind aus realen österreichischen 110-kV-Projekten der jüngeren Vergangenheit abgeleitet und enthalten neben Material-, Montage- und Tiefbaukosten auch Engineering-, Servituts- und Entschädigungskosten.

2.2.3 Ermittlung der Menge und Kosten benötigter Systemintegrationsmaßnahmen

Blindleistungskompensation

Die Höhe des Kompensationsbedarfs hängt im Wesentlichen von der Länge und dem Typ der eingesetzten Erdkabel ab. Da in dieser Untersuchung ein einheitlicher Erdkabeltyp unterstellt und die „Stufigkeit“ der in der Praxis verfügbaren Dimensionierungen von Kompensationsdrosseln vernachlässigt wird, ergibt sich ein linearer Anstieg der Kosten mit der Leitungslänge der zugebauten Erdkabel. Bei Verwendung von heute üblichen Kompensationsdrosseln ergeben sich spezifische Investitionskosten für die Blindleistungskompensation von ca. 100.000 € pro km verkabelter Trasse, die mit zwei Leitungssystemen belegt ist.

Bedarf und Kosten für Maßnahmen „Netztrennung“ und „Einsatz Trenntransformatoren“

Grundsätzlich werden erst ab der Überschreitung eines bestimmten Grenzwerts für die Erdkabellänge in einem 110-kV-Teilnetz Systemintegrationsmaßnahmen erforderlich. Von OE wurde das Mengengerüst der 110-kV-Netze Österreichs differenziert nach Bundesländern bereitgestellt, sodass die durchschnittliche Trassen- und Leitungslänge je Netzgruppe berechnet werden kann. Entsprechend der bereits je Netzgruppe durchschnittlich vorhandenen Erdkabellänge lässt sich je Bundesland die Erdkabellänge ermitteln, ab der Systemintegrationsmaßnahmen erforderlich sind. Da sich sowohl der derzeitige Bestand als auch der absolute Erdkabelzubau je Bundesland unterscheiden, ergeben sich je nach Bundesland unterschiedliche Zeitpunkte, ab denen Systemintegrationsmaßnahmen erforderlich werden. Zwar erfolgen die Berechnungen auf Ebene der Bundesländer; die Ergebnisse werden in Kapitel 3 jedoch ausschließlich für Gesamtösterreich dargestellt. Ist dieser Grenzwert, der in der Studie mit 100 km Systemlänge bzw. 50 km Trassenlänge angesetzt wird (s. Abschnitt 2.1.2), erreicht, können als Gegenmaßnahme bestehende Netzgruppen geteilt und dadurch verkleinert werden („Netztrennung“) oder eine neue Netzgruppe gebildet werden, in der die weiteren Erdkabel errichtet werden, sofern dies topologisch möglich. Um aus Redundanzgründen in jeder Netzgruppe mindestens zwei Anbindungen an das vorgelagerte Übertragungsnetz zur Verfügung zu haben, werden in beiden Fällen zwei zusätzliche Anbindungen an das vorgelagerte Übertragungsnetz benötigt, deren Kosten mit je 40 Mio. € angesetzt werden. In diesem Wert sind allerdings keine Kosten für ggf. erforderliche Anpassungen im Übertragungsnetz selbst enthalten, da diese stark einzelfallabhängig sind und daher hier nicht sinnvoll beziffert werden können. Nach Netztrennung können erneut Erdkabel errichtet werden, bis in den Netzgruppen jeweils der Grenzwert von 100 km Systemlänge erreicht ist. Anschließend muss erneut eine Netztrennung erfolgen. Linearisiert betrachtet fallen durchschnittlich je 100 km Erdkabelsystemlänge des hier angenommenen Typs 80 Mio. € Anbindungskosten an. Damit ergeben sich spezifische Kosten von ca. 0,8 Mio. € pro km verkabelter Systemlänge bzw. ca. 1,6 Mio. € pro km verkabelter Trasse (mit Doppelkabelsystem belegt).

Alternativ dazu können ab Erreichung des Grenzwerts bei jeder weiteren Erdkabelstrecke auf beiden Seiten Trenntransformatoren errichtet werden. Hierfür entstehen Kosten in Höhe von ca. 17 Mio. € pro Trasse (mit Doppelkabelsystem belegt)⁷. Heute beträgt die gesamte Trassenlänge des 110-kV-Netzes in Österreich ca. 6.550 km, sodass sich bei ca. 440 Umspannwerken überschlagsweise eine durchschnittliche Trassenlänge zwischen Umspannwerken von etwa 15 km ergibt. Somit ergeben sich bei Einsatz von Trenntransformatoren spezifische Kosten von ca. 1,1 Mio. € pro km verkabelter Trasse nach Erreichung des Grenzwerts. In dieser Studie wird jedoch unterstellt, dass bei Betrachtung der Maßnahmenoption „Trenntransformatoren“ diese ausschließlich und flächendeckend eingesetzt werden. In diesem Fall ist es wahrscheinlich, dass benachbarte Leitungstrassen zu einem Abschnitt zusammengefasst werden können, an dessen Rändern Trenntransformatoren eingesetzt werden. Damit werden nicht immer an beiden Seiten einer Erdkabeltrasse Trenntransformatoren benötigt. Ebenso können Trenntransformatoren, die zunächst an den Enden einer Erdkabeltrasse eingesetzt sind, an andere Punkte des Netzes verschoben werden, um sukzessive verkabelte Leitungstrassen zu kleinen Abschnitten zusammenzufassen. Dieser kostenreduzierende Effekt tritt erst allmählich bei höherer Durchdringung des Netzes mit Erdkabeln ein. Als Abschätzung der Kosten für Trenntransformatoren nach unten wird unterstellt, dass zwar die Anbindungskosten der Transformatoren in Stationen je Erdkabeltrasse in vollem Umfang anfallen, jedoch nur Kosten für zwei (statt vier) Trenntransformatoren je Erdkabeltrasse. Somit reduzieren sich die Kosten auf ca. 12 Mio. € pro Trasse (mit Doppelkabelsystem belegt) und die spezifischen Kosten entsprechend auf ca. 0,8 Mio. € pro km verkabelter Trasse. Die spezifischen Kosten sind damit etwa halb so hoch wie bei der Maßnahme „Netztrennung“, bei der darüber hinaus noch die hier nicht eingerechneten Kosten für die Einbindung der Netzabstützungen in das Höchstspannungsnetz berücksichtigt werden müssten.

Da die Maßnahmenoption „Einsatz von Trenntransformatoren“ die geringsten spezifischen Kosten unter den betrachteten Optionen aufweist, erfolgt die Darstellung der indirekten Mehrkosten nachfolgend im Sinne einer unteren Abschätzung der Mehrkosten ausschließlich für die Maßnahme „Einsatz von Trenntransformatoren“. Zwar können sich in der Praxis im Zuge konkreter Maßnahmenplanungen technisch-wirtschaftliche Vorteile auch für die andere der beiden Maßnahmen ergeben, jedoch können dafür ausschlaggebende Randbedingungen im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt werden.

2.2.4 Ermittlung der Wirkung von Mehrkosten auf Netztarife

Ergebnisse der zuvor beschriebenen Untersuchungsschritte sind Investitionsmehrkosten im Zeitverlauf. Diese Investitionen werden – eine vollständige regulatorische Anerkennung vorausgesetzt – durch die Netznutzer über die Netztarife gedeckt. Die Tarife basieren nicht unmittelbar auf den Investitionskosten, sondern auf den hieraus resultierenden jährlichen Kapitalkosten (CAPEX), die sich aus den Abschreibungen und kalkulatorischen Zinsen (WACC) auf den Restwert während der Abschreibungsdauer zusammensetzen.

Daneben gehen Betriebskosten (OPEX) in die Netztarife ein. Diese werden hier aber nicht berücksichtigt, da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass diese sich zwischen den beiden Szenarien wegen gegenseitiger Ausgleichseffekte nicht signifikant unterscheiden. Zwar verursachen im Betrieb Erdkabeln geringere Verluste als Freileitungen mit gleicher Übertragungsfähigkeit. Jedoch werden im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ zur Systemintegration der

⁷ Ernst & Young, „Gutachten im Auftrag der OÖ Landesholding GmbH zum Investitions- und Kostenvergleich Freileitung – Erdkabel auf der 110-kV-Spannungsebene im ländlichen Raum,“ 2018, https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/Dokumente%20UWD%20Abt_US/4_RK_18_Gutachten_OoeLaHol_FINAL_20181221.pdf

Erdkabel Blindleistungskompensationselemente sowie Trenntransformatoren oder Netzkuppltransformatoren bei der Maßnahme „Netztrennung“ benötigt, die Betriebskosten infolge Wartungen und Verlusten verursachen und damit dem Vorteil der Erdkabel bei den Verlusten entgegenwirken.

Zunächst sind die ermittelten Investitionsmehrkosten somit in CAPEX umzurechnen. Wird unterstellt, dass die tarifrelevanten Netzkosten um die Höhe der ermittelten CAPEX der Investitionsmehrkosten ansteigen, lässt sich aus dem Verhältnis der Netzkosten mit und ohne Mehrkosten eine durchschnittliche Tarifsteigerung aller Netzebenen bestimmen.

Dieses Vorgehen impliziert, dass sich die Netznutzer auf allen Netzebenen in gleichem Maß an der Kostentragung beteiligen und im Ergebnis alle Tarife (prozentual) gleichmäßig ansteigen. Dies ist eine vereinfachende Annahme, da hierbei die Auswirkungen der Kostenwälzung von den oberen zu den unteren Netzebenen nicht abgebildet werden. Um die Kostenwälzung mit zu berücksichtigen, müsste ein detaillierteres Tarifmodell aufgebaut werden, das jedoch zahlreiche Angaben und ggf. auch Annahmen zu Kosten- und Abnahmemengengerüsten je Netzebene erfordert. Diese Mengengerüstdaten sind in den Netzgebieten der österreichischen Netzbetreiber sehr heterogen. Die Tarifwirkungen, die modellhaft für einen durchschnittlichen österreichischen Netzbetreiber in einem detaillierteren Tarifmodell aufgezeigt werden könnten, würden die in der Praxis bei den einzelnen Netzbetreibern tatsächlich auftretenden Effekte wiederum nicht genau abbilden. Um diesbezüglich eine Scheingenauigkeit zu vermeiden, werden die Tarifwirkungen daher in dieser Studie bewusst nur unter der oben erläuterten Vereinfachung abgeschätzt. Auch diese Abschätzung ist jedoch gut geeignet, um einen Eindruck von der Größenordnung der Auswirkungen auf die Netztarife zu vermitteln.

3 Ergebnisse

Nachfolgend werden die quantitativen Ergebnisse der Untersuchung dargestellt. Dabei wird zunächst auf die direkten und anschließend auf die indirekten Mehrkosten eingegangen, die mit der zuvor skizzierten Berechnungsmethodik bestimmt wurden. Abschließend werden die Auswirkungen der Mehrkosten auf die Netztarife überschlägig quantifiziert. Die Darstellungen sind jeweils inflationsbereinigt und enthalten dementsprechend keine Kostensteigerungen.

3.1 Direkte Mehrkosten

Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, werden die Ergebnisse für zwei Szenarien gegenübergestellt. Im Referenzszenario werden aktuell bestehende Erdkabel zum Erneuerungszeitpunkt wieder durch Erdkabel ersetzt, erneuerungsbedürftige Freileitungen sowie Netzerweiterungen hingegen ausschließlich in Freileitungstechnik ausgeführt. Durch die Erweiterungsmaßnahmen sinkt der Verkabelungsgrad im Referenzszenario von initial ca. 7% auf etwa 5% ab, da die Systemlänge zunimmt, die Menge der Erdkabel hingegen gleichbleibt.

Im Szenario „ambitionierte Verkabelung“, bei dem bestehende Freileitungen zum Erneuerungszeitpunkt und Netzerweiterungen im Mittel zu etwa 75% verkabelt werden, sinkt die Freileitungssystemlänge kontinuierlich ab, während der Verkabelungsgrad entsprechend binnen 10 Jahren auf gut 20% und bis 2050 auf ca. 45% ansteigt (Bild 3.1). Mit einem etwa hälftigen Anteil tragen Netzerweiterungen nennenswert zur Menge der Erdkabelänge bei. Allerdings steigt allein durch die Verkabelung von Bestandstrassen die Gesamttrassenlänge um ca. 600 km und die Systemlänge um ca. 1.200 km bis 2050 an, bedingt durch erforderliche Umwege und zusätzliche Leitungen aus Zuverlässigkeitsgründen (Abschnitt 2.1).

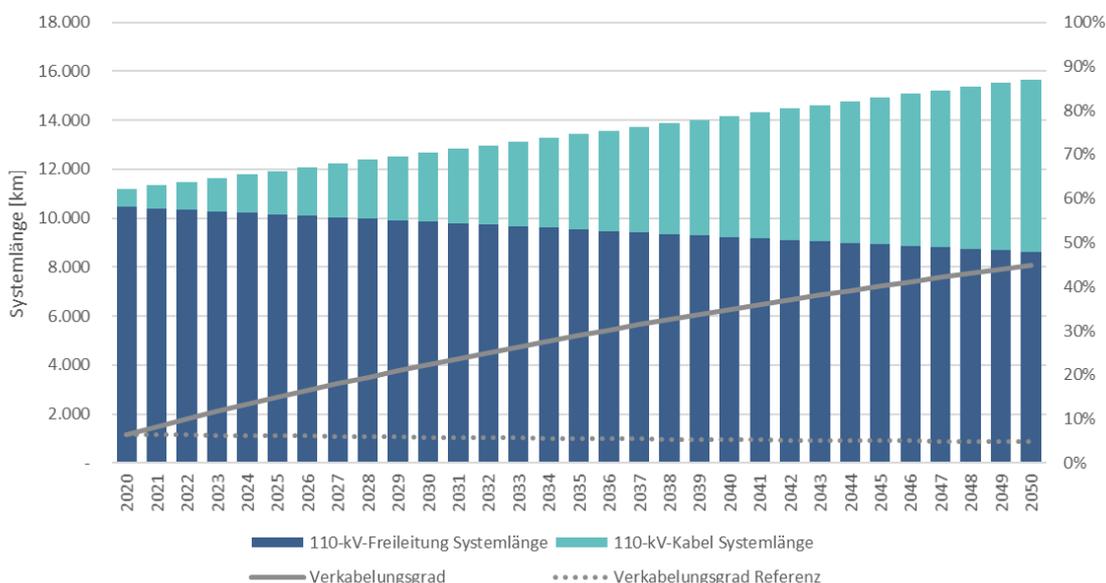


Bild 3.1 Entwicklung Systemlänge (linke Achse) und Verkabelungsgrad (rechte Achse) im Szenario „ambitionierte Verkabelung“

Beim Referenzszenario ergibt sich ein Investitionsbedarf infolge von Ersatz- und Erweiterungsmaßnahmen zwischen knapp 110 Mio. €/a und 125 Mio. €/a (Bild 3.2). Die Bandbreite bei den Kosten ergibt sich aus der Bandbreite der angenommenen spezifischen Kosten für die Erdkabelverlegung. In der Praxis ist damit zu rechnen, dass die Verkabelungskosten innerhalb dieser Bandbreite liegen.

Wegen der spezifisch höheren Preise von Erdkabeln gegenüber Freileitungen und der im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ signifikant höheren Erdkabelnlängen ergeben sich in diesem Szenario insgesamt höhere Investitionskosten und eine höhere absolute Spreizung zwischen dem unteren und dem oberen Rand der Bandbreite der Kabellegungskosten. Bei „ambitionierter Verkabelung“ sind jährlich Investitionskosten zwischen 180 Mio. € und 335 Mio. € zu erwarten, sodass gegenüber dem Referenzszenario Mehrkosten in Höhe von 70 Mio. €/a bis 210 Mio. €/a entstehen. Kumuliert bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 ergibt sich eine Mehrkostenbandbreite von 2,2 Mrd. € bis 6,4 Mrd. €. Im Vergleich mit der im Referenzszenario zu erwartenden Bandbreite der bis 2050 kumulierten Kosten von 3,3 Mrd. € bis 3,8 Mrd. € erhöhen sich somit die Kosten der 110-kV-Ebene bei „ambitionierter Verkabelung“ auf das 1,6 bis 2,7-fache gegenüber dem Referenzszenario.

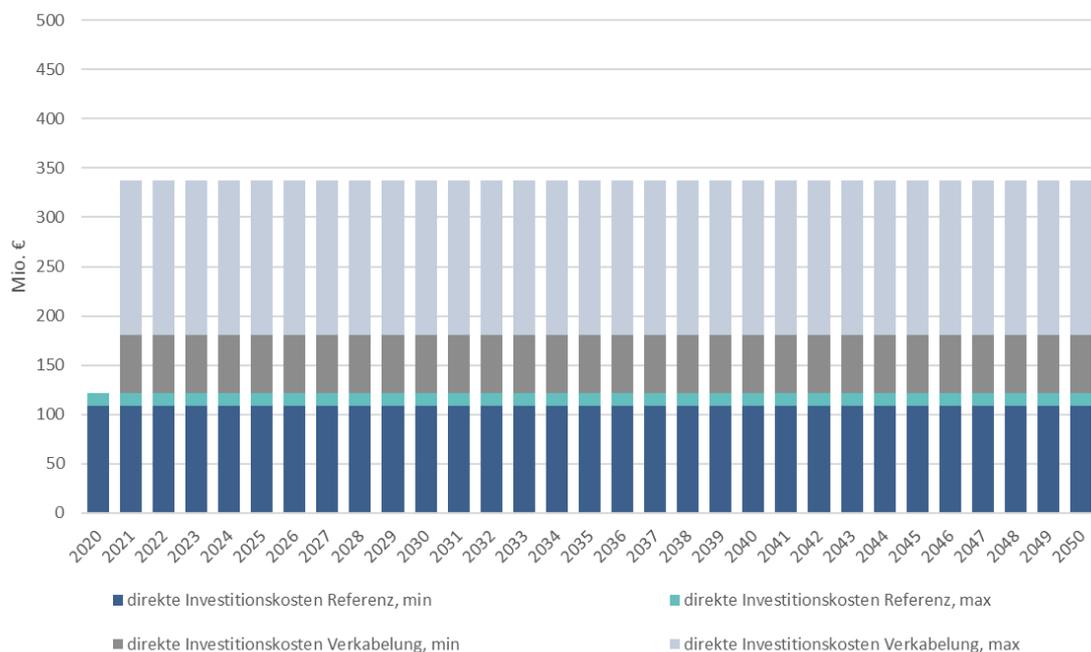


Bild 3.2 Verlauf der direkten Investitionskosten je Betrachtungsjahr in den Szenarien Referenz und „ambitionierte Verkabelung“

Zwischenfazit

Wie bereits wegen der spezifischen Kostenunterschiede zwischen der Verlegung von Erdkabeln und der Errichtung von Freileitungen zu erwarten war, muss bei einer Entwicklung hin zu einem deutlich steigenden Verkabelungsgrad mit signifikanten Mehrkosten gerechnet werden. Selbst ohne Berücksichtigung von Netzerweiterungsmaßnahmen, deren Umfang naturgemäß nur mit Unsicherheiten abgeschätzt werden kann, ergeben sich bis 2050 kumuliert bereits direkte *Mehrkosten*, die in der Größenordnung der im Referenzszenario *insgesamt* anfallenden Investitionskosten liegen. Darüber hinaus sind zur Systemintegration der Erdkabel zusätzliche Maßnahmen erforderlich, die weitere Kosten verursachen. Deren Größenordnung wird im Folgenden quantifiziert.

3.2 Indirekte Mehrkosten

Indirekte Mehrkosten entstehen dadurch, dass bei „ambitionierter Verkabelung“ Maßnahmen zur Blindleistungskompensation und zur Aufrechterhaltung des Betriebs mit Erdschlusskompensation erforderlich werden. Da die Maßnahmenoption „Einsatz von Trenntransformatoren“ die

geringsten spezifischen Kosten unter den betrachteten Optionen aufweist, erfolgt die Darstellung der indirekten Mehrkosten nachfolgend im Sinne einer unteren Abschätzung der Mehrkosten ausschließlich für die Maßnahme „Einsatz von Trenntransformatoren“..

Da entsprechend den Annahmen in jedem Betrachtungsjahr eine gleichbleibende Menge Erdkabel errichtet werden, ist die jährliche Investitionshöhe für Kompensationselemente im Betrachtungszeitraum ebenfalls konstant. Diese Kosten für die Ladestromspulen und deren Anbindung betragen gut 10 Mio. €/a. Im Gegensatz dazu steigen die Kosten für Trenntransformatoren schrittweise, jedoch wesentlich zwischen 2025 und 2030 an und erreichen ab 2033 ihr Maximum von ca. 85 Mio. €/a (Bild 3.3). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Grenzwert für die Erdkabellänge zunächst nur in wenigen Netzgruppen, die bereits heute hohe Erdkabelängen aufweisen, erreicht wird, und erst mit insgesamt zunehmender Erdkabellänge diese Grenze in immer mehr Netzgruppen überschritten wird. Rechnerisch ist ab 2033 in praktisch allen Netzgruppen die Kabelreserve erschöpft, so dass dann jede neue Erdkabelstrecke mittels Trenntransformatoren eingebunden werden muss.

In Summe ergeben sich damit bis 2050 kumuliert direkte und indirekte Mehrkosten in einer Bandbreite von ca. 4,6 Mrd. € bis 8,8 Mrd. € gegenüber den kumulierten Investitionskosten von 3,3 bis 3,8 Mrd. € im Referenzszenario.

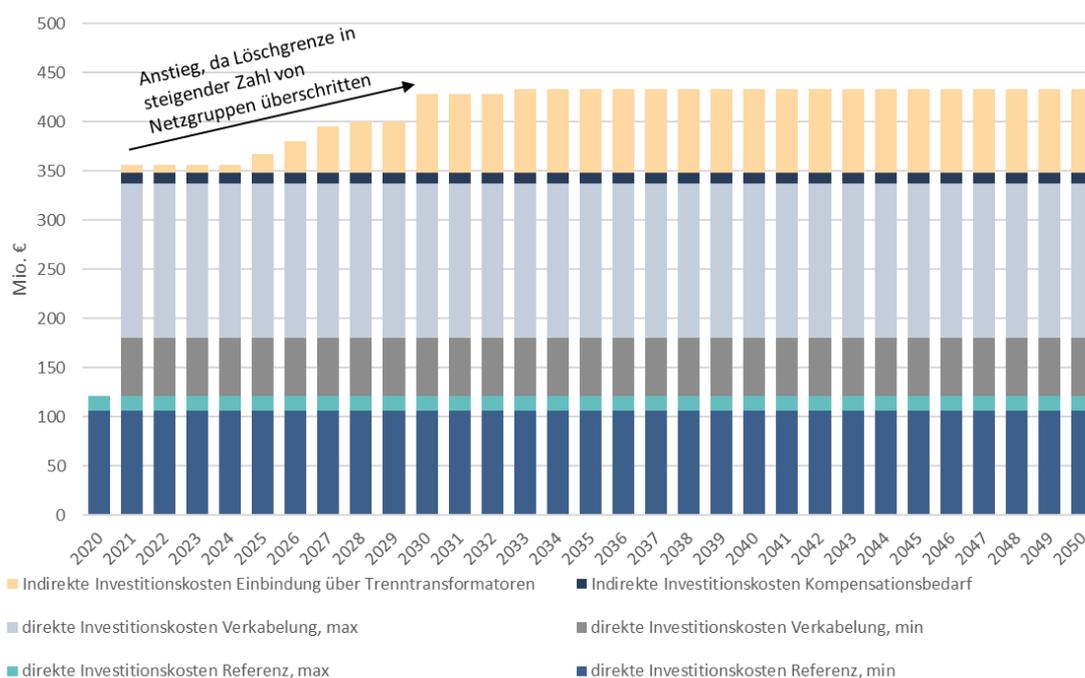


Bild 3.3 Verlauf direkter und indirekter Investitionskosten bei Einsatz von Trenntransformatoren zur Systemintegration von Erdkabeln

Zwischenfazit

Neben den direkten Mehrkosten entstehen bei der Verkabelung auch indirekte Mehrkosten, die in projektspezifischen Kostenvergleichen von Freileitungs- und Erdkabelvarianten vielfach nicht berücksichtigt werden. Die indirekten Mehrkosten liegen in ähnlicher Größenordnung wie die direkten Mehrkosten und dürfen daher keinesfalls vernachlässigt werden. Die Gesamtinvestitionskosten im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ liegen in einer Bandbreite von ca. 8 Mrd. € bis 12,5 Mrd. € gegenüber gut 3 Mrd. € bis knapp 4 Mrd. € im Referenzszenario. Somit liegen die Mehrkosten in einem Bereich von etwa 4,5 Mrd. € bis knapp 9 Mrd. €.

3.3 Auswirkungen der Mehrkosten auf Netztarife

Wie in Abschnitt 2.2.4 erläutert, müssen für die Abschätzung der Auswirkungen auf die Netztarife zunächst die im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ zu erwartenden zusätzlichen Investitionskosten in Kapitalkosten (CAPEX) umgerechnet werden. Die CAPEX wachsen im Betrachtungszeitraum sukzessive an und liegen im Jahr 2050 zwischen ca. 280 Mio. € und 540 Mio. €.

Die Höhe der jährlichen Netzkosten der österreichischen Verteilnetze (Netzebene 3 bis 7) und der an diese Netzebenen weitergewälzten Übertragungsnetzkosten, die durch an die Netzebenen 3 bis 7 angeschlossenen Netzkunden zu tragenden sind, beträgt heute ca. 1,8 Mrd. €. Die infolge der Mehrkosten im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ am Ende des Betrachtungszeitraums (2050) entstehenden zusätzlichen CAPEX liegen somit zwischen 16% und 30% der heutigen jährlichen Netzkosten. Wird davon ausgegangen, dass die zusätzlichen CAPEX die Erlöse in gleichem Umfang erhöhen, resultieren über alle Netzebenen durchschnittliche Tarifsteigerungen in gleicher Höhe (16% bis 30%). Da die CAPEX erst sukzessive anwachsen, nehmen entsprechend auch die Tarifsteigerungen erst schrittweise zu.

Wie ebenfalls in Abschnitt 2.2.4 erläutert, bildet diese überschlägige Betrachtung die Kostenwälzung bei der Netztarifierung nicht ab. Auch ohne deren explizite rechnerische Berücksichtigung lässt sich aber feststellen, dass die Tarife in den höheren Netzebenen – und zwar v. a. in der 110-kV-Ebene – stärker ansteigen werden als in den unteren Netzebenen. Daher wären bei Umsetzung des Szenarios „ambitionierte Verkabelung“ für Haushaltskunden etwas geringere Tarifsteigerungen – voraussichtlich im einstelligen Prozentbereich – zu erwarten, für Industriekunden insbesondere auf der 110-kV-Ebene hingegen höhere Tarifsteigerungen im deutlich zweistelligen Prozentbereich, was sich negativ auf die Attraktivität des Standorts Österreich für Industrieunternehmen auswirken kann. Weiter ist zu berücksichtigen, dass der sich im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ langfristig im Mittel einstellende Verkabelungsgrad von ca. 75% zum Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht erreicht ist, sodass auch nach 2050 bei weiter zunehmender Verkabelung von Freileitungen weiter steigende CAPEX und entsprechend zunehmende Tarife zu erwarten sind.

4 Zusammenfassung

Das österreichische 110-kV-Netz ist heute mit Ausnahme von städtischen Gebieten nahezu vollständig als Freileitungsnetz aufgebaut und wird praktisch ausschließlich mit Erdschlusskompensation betrieben. Im Rahmen von Aus- und Umbaumaßnahmen im 110-kV-Netz werden in jüngerer Zeit vermehrt Forderungen nach einer Verkabelung auch auf der 110-kV-Ebene erhoben. Auch in anderen Ländern gibt es Verkabelungsbestrebungen der 110-kV-Ebene, wie z. B. in der Schweiz und Dänemark. In Dänemark ist allerdings die im Jahr 2009 von der Politik gefällte Entscheidung, die 132- und 150-kV-Netze langfristig praktisch vollständig zu verkabeln, nach einigen Jahren der Umsetzung in Teilen wieder zurückgenommen worden, u. a. um die Tarifsteigerungen, die durch die teurere Erdverlegung entstanden sind, zu begrenzen.

Oesterreichs Energie (OE) hat Consentec daher damit beauftragt, die infolge einer vermehrten Verkabelung in Österreich zu erwartenden *direkten*, das heißt auf die jeweiligen Trassen oder Leitungsabschnitte bezogenen, und *indirekten* Mehrkosten, die infolge eines systembedingten Anpassungsbedarfs entstehen, näherungsweise zu quantifizieren. Hierzu werden in der Studie modellgestützt die Kosten für zwei Szenarien mit deutlich unterschiedlichen Verkabelungsgraden („Referenz“ und „ambitionierte Verkabelung“) und hieraus die mit der verstärkten Verkabelung verbundenen Mehrkosten abgeschätzt.

Entwicklung des Verkabelungsgrads im Szenario „ambitionierte Verkabelung“

Im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ sinkt die Freileitungssystemlänge entsprechend den Vorgaben kontinuierlich ab, während der Verkabelungsgrad binnen 10 Jahren auf gut 20% und bis 2050 auf ca. 45% ansteigt. Mit einem etwa hälftigen Anteil tragen Netzerweiterungen nennenswert zur Menge der Erdkabellänge bei. Allerdings steigt allein durch die Verkabelung von Bestandstrassen die Gesamtrassenlänge um ca. 600 km und die Systemlänge um ca. 1.200 km bis 2050 an, bedingt durch erforderliche Umwege und zusätzliche Leitungen aus Zuverlässigkeitsgründen.

Ergebnisse direkte Mehrkosten

Beim Referenzszenario ergibt sich ein Investitionsbedarf infolge von Ersatz- und Erweiterungsmaßnahmen zwischen knapp 110 Mio. €/a und 125 Mio. €/a. Die Bandbreite bei den Kosten ergibt sich aus der Bandbreite der angenommenen spezifischen Kosten für die Erdkabelverlegung. In der Praxis ist damit zu rechnen, dass die Verkabelungskosten innerhalb dieser Bandbreite liegen.

Im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ sind jährlich Investitionskosten zwischen 180 Mio. € und 335 Mio. € zu erwarten, sodass gegenüber dem Referenzszenario Mehrkosten in Höhe von 70 Mio. €/a bis 210 Mio. €/a entstehen. Kumuliert bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 ergibt sich eine Mehrkostenbandbreite von 2,2 Mrd. € bis 6,4 Mrd. €. Im Vergleich mit der im Referenzszenario zu erwartenden Bandbreite der bis 2050 kumulierten Kosten von 3,3 Mrd. € bis 3,8 Mrd. € erhöhen sich somit die Kosten der 110-kV-Ebene bei „ambitionierter Verkabelung“ auf das 1,6 bis 2,7-fache gegenüber dem Referenzszenario.

Wie bereits wegen der spezifischen Kostenunterschiede zwischen der Verlegung von Erdkabeln und der Errichtung von Freileitungen zu erwarten war, muss bei einer Entwicklung hin zu einem deutlich steigenden Verkabelungsgrad mit signifikanten Mehrkosten gerechnet werden. Selbst ohne Berücksichtigung von Netzerweiterungsmaßnahmen, deren Umfang naturgemäß nur mit Unsicherheiten abgeschätzt werden kann, ergeben sich bis 2050 kumuliert bereits direkte

Mehrkosten, die in der Größenordnung der im Referenzszenario *insgesamt* anfallenden Investitionskosten liegen. Darüber hinaus sind zur Systemintegration der Erdkabel zusätzliche Maßnahmen erforderlich, die weitere Kosten verursachen.

Ergebnisse indirekte Mehrkosten

Indirekte Mehrkosten entstehen dadurch, dass bei „ambitionierter Verkabelung“ Maßnahmen zur Blindleistungskompensation und zur Aufrechterhaltung des Betriebs mit Erdschlusskompensation erforderlich werden. Grundsätzlich könnte alternativ zum Betrieb mit Erdschlusskompensation auch auf Betrieb mit niederohmiger Sternpunkterdung übergegangen werden. Allerdings sind dafür umfangreiche vorbereitende Netzumstrukturierungsmaßnahmen und temporäre Übergangsmaßnahmen erforderlich, die insgesamt dazu führen, dass während des hier betrachteten Zeitraums bis zum Jahr 2050 mit höheren Kosten als bei Aufrechterhaltung des Betriebs mit Erdschlusskompensation zu rechnen ist. Daher wird ein Übergang auf einen Betrieb mit niederohmiger Sternpunkterdung hier nicht weiter betrachtet. Da die spezifischen Kosten der alternativ betrachteten Maßnahme „Einsatz von Trenntransformatoren“ geringer sind als die der weiteren untersuchten Maßnahme „Netztrennung“ und die Studie das Ziel verfolgt, Mehrkosten überschlüssig zu quantifizieren, erfolgt die Darstellung der indirekten Mehrkosten ausschließlich für die Maßnahme „Einsatz von Trenntransformatoren“.

Da entsprechend den Annahmen in jedem Betrachtungsjahr eine gleichbleibende Menge Erdkabel errichtet werden, ist die jährliche Investitionshöhe für Kompensationselemente im Betrachtungszeitraum ebenfalls konstant. Diese Kosten für die Ladestromspulen und deren Anbindung betragen gut 10 Mio. €/a. Im Gegensatz dazu steigen die Kosten für Trenntransformatoren schrittweise, jedoch wesentlich zwischen 2025 und 2030 an und erreichen ab 2033 ihr Maximum von ca. 85 Mio. €/a. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Grenzwert für die Erdkabellänge zunächst nur in wenigen Netzgruppen, die bereits heute hohe Erdkabelängen aufweisen, erreicht wird, und erst mit insgesamt zunehmender Erdkabellänge diese Grenze in immer mehr Netzgruppen überschritten wird. Rechnerisch ist ab 2033 in praktisch allen Netzgruppen die Kabelreserve erschöpft, so dass dann jede neue Erdkabelstrecke mittels Trenntransformatoren eingebunden werden muss.

Die indirekten Mehrkosten liegen in ähnlicher Größenordnung wie die direkten Mehrkosten und dürfen daher keinesfalls vernachlässigt werden. Die Gesamtinvestitionskosten bis 2050 liegen im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ in einer Bandbreite von ca. 8 Mrd. € bis 12,5 Mrd. € gegenüber gut 3 Mrd. € bis knapp 4 Mrd. € im Referenzszenario (Bild 4.1). Somit liegen die Mehrkosten in einem Bereich von etwa 4,5 Mrd. € bis knapp 9 Mrd. €.

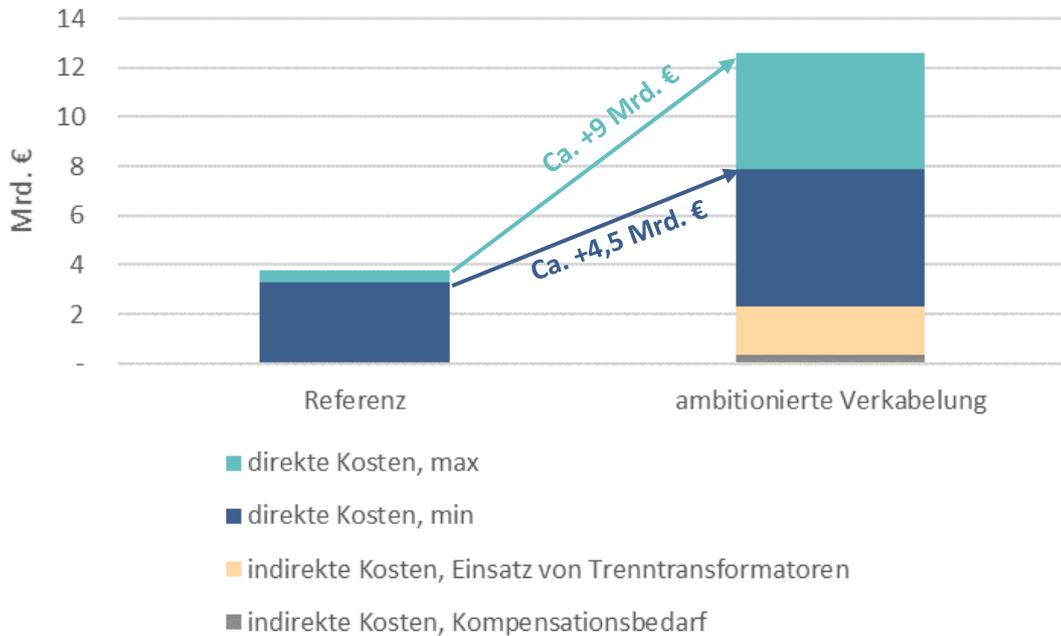


Bild 4.1 Kumulierte Gesamtkosten bis 2050 im Szenario „Referenz“ und „ambitionierte Verkabelung“ im Vergleich

Auswirkungen auf Tarife

Zur Abschätzung der Auswirkungen auf die Netztarife müssen zunächst die im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ zu erwartenden zusätzlichen Investitionskosten in Kapitalkosten (CAPEX) umgerechnet werden. Die CAPEX wachsen im Betrachtungszeitraum sukzessive an und liegen im Jahr 2050 zwischen ca. 280 Mio. € und 540 Mio. €.

Die Höhe der jährlichen Netzkosten der österreichischen Verteilnetze (Netzebene 3 bis 7) und der an diese Netzebenen weitergewälzten Übertragungsnetzkosten, die durch an die Netzebenen 3 bis 7 angeschlossenen Netzkunden zu tragenden sind, beträgt heute ca. 1,8 Mrd. €. Die infolge der Mehrkosten im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ am Ende des Betrachtungszeitraums (2050) entstehenden zusätzlichen CAPEX liegen somit zwischen 16% und 30% der heutigen jährlichen Netzkosten. Wird davon ausgegangen, dass die zusätzlichen CAPEX die Erlöse in gleichem Umfang erhöhen, resultieren über alle Netzebenen durchschnittliche Tarifsteigerungen in gleicher Höhe (16% bis 30%). Da die CAPEX erst sukzessive anwachsen, nehmen entsprechend auch die Tarifsteigerungen erst schrittweise zu.

Diese überschlägige Betrachtung bildet die Kostenwälzung bei der Netztarifierung nicht ab. Auch ohne deren explizite rechnerische Berücksichtigung lässt sich aber feststellen, dass die Tarife in den höheren Netzebenen – und zwar v. a. in der 110-kV-Ebene – stärker ansteigen werden als in den unteren Netzebenen. Daher wären bei Umsetzung des Szenarios „ambitionierte Verkabelung“ für Haushaltskunden etwas geringere Tarifsteigerungen – voraussichtlich im einstelligen Prozentbereich – zu erwarten, für Industriekunden insbesondere auf der 110-kV-Ebene hingegen höhere Tarifsteigerungen im deutlich zweistelligen Prozentbereich, was sich negativ auf die Attraktivität des Standorts Österreich für Industrieunternehmen auswirken kann. Weiter ist zu berücksichtigen, dass der sich im Szenario „ambitionierte Verkabelung“ langfristig im Mittel einstellende Verkabelungsgrad von ca. 75% zum Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht erreicht ist, sodass auch nach 2050 bei weiter zunehmender Verkabelung von Freileitungen weiter steigende CAPEX und entsprechend zunehmende Tarife zu erwarten sind.