



Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann



Leibniz
Universität
Hannover

Leibniz Universität Hannover

Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung

Wirtschaftlichkeitsvergleich von mehreren Ausführungsvarianten für die 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar

Bearbeiter: Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Hannover, 26.02.2016

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Aufgabenstellung | 4 |
| 2 | Beschreibung der Varianten der Leitungsausführung | 7 |
| 2.1 | Variante FL: Leitungsausführung als Freileitung | 7 |
| 2.2 | Variante FL-1-ZVK und FL-2-ZVK: Leitungsausführung als Freileitung mit einem oder zwei Zwischenverkabelungsabschnitten | 8 |
| 2.3 | Variante HGÜ-K: Leitungsausführung als VSC HGÜ mit Erdkabeln | 14 |
| 3 | Annahmen, Kostenarten und Kostenberechnung | 17 |
| 3.1 | Annahmen für die Kostenrechnung | 17 |
| 3.1.1 | Parameter für die Kostenrechnung | 17 |
| 3.1.2 | Projektabgrenzung und Vernachlässigungen | 18 |
| 3.2 | Kostenarten | 19 |
| 3.3 | Verluste und Verlustkosten | 20 |
| 3.3.1 | Spannungsabhängige Verluste und Verlustkosten der HDÜ | 20 |
| 3.3.2 | Stromabhängige Verluste und Verlustkosten der HDÜ | 21 |
| 3.3.3 | Stromabhängige Verluste und Verlustkosten der HGÜ | 22 |
| 3.3.4 | Kompensationsverluste und Verlustkosten der HDÜ | 23 |
| 3.3.5 | Stromrichterverluste und Verlustkosten der HGÜ | 24 |
| 3.4 | Investitionen | 25 |
| 4 | Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs | 28 |
| 4.1 | Diskussion der Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs | 28 |
| 4.2 | Vergleich der Investitionen | 31 |
| 4.3 | Vergleich der jährlichen Verlustkosten | 32 |
| 4.4 | Vergleich der Barwerte der Verlustkosten | 33 |
| 4.5 | Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten | 34 |
| 5 | Vergleich ZVK- mit Freileitungsabschnitten | 35 |
| 5.1 | Diskussion der Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs | 35 |
| 5.2 | Ergebnisdarstellungen | 38 |
| 6 | Zusammenfassung | 40 |
| 7 | Literaturverzeichnis | 44 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 8 | Wirtschaftlichkeitsvergleich bei Variation des Energiepreises..... | 45 |
| 8.1 | Ergebnisübersicht..... | 45 |
| 8.2 | Barwerte der jährlichen Verlustkosten für $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$ | 47 |
| 8.3 | Barwerte der jährlichen Verlustkosten für $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$ | 48 |
| 8.4 | Barwerte der Gesamtkosten für $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$ | 49 |
| 8.5 | Barwerte der Gesamtkosten für $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$ | 50 |
| 9 | Vergleich ZVK- mit Freileitungsabschnitten bei Variation des Energiepreises | 51 |
| 9.1 | Ergebnisübersicht..... | 51 |
| 9.2 | Ergebnisdarstellungen | 53 |
| 10 | Normierte Lastprognose für die Leitung Wahle – Mecklar | 55 |

1 Aufgabenstellung

Die TenneT TSO GmbH (im Folgenden TenneT) plant eine 2-systemige 380-kV-Drehstromleitungsverbindung zwischen den Umspannwerken (UW) Wahle und Mecklar mit einer Trassenlänge von 230 km (siehe **Bild 1.1**). Die Notwendigkeit dieser Netzausbaumaßnahme wurde u. a. in den Studien der Deutschen Energie-Agentur (dena) [1], [2] zur Integration der Windenergie ins deutsche Stromnetz festgestellt und z. B. bereits 2009 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Netzentwicklungsplan 2012 [3] als „Startmaßnahme“ bestätigt [4].

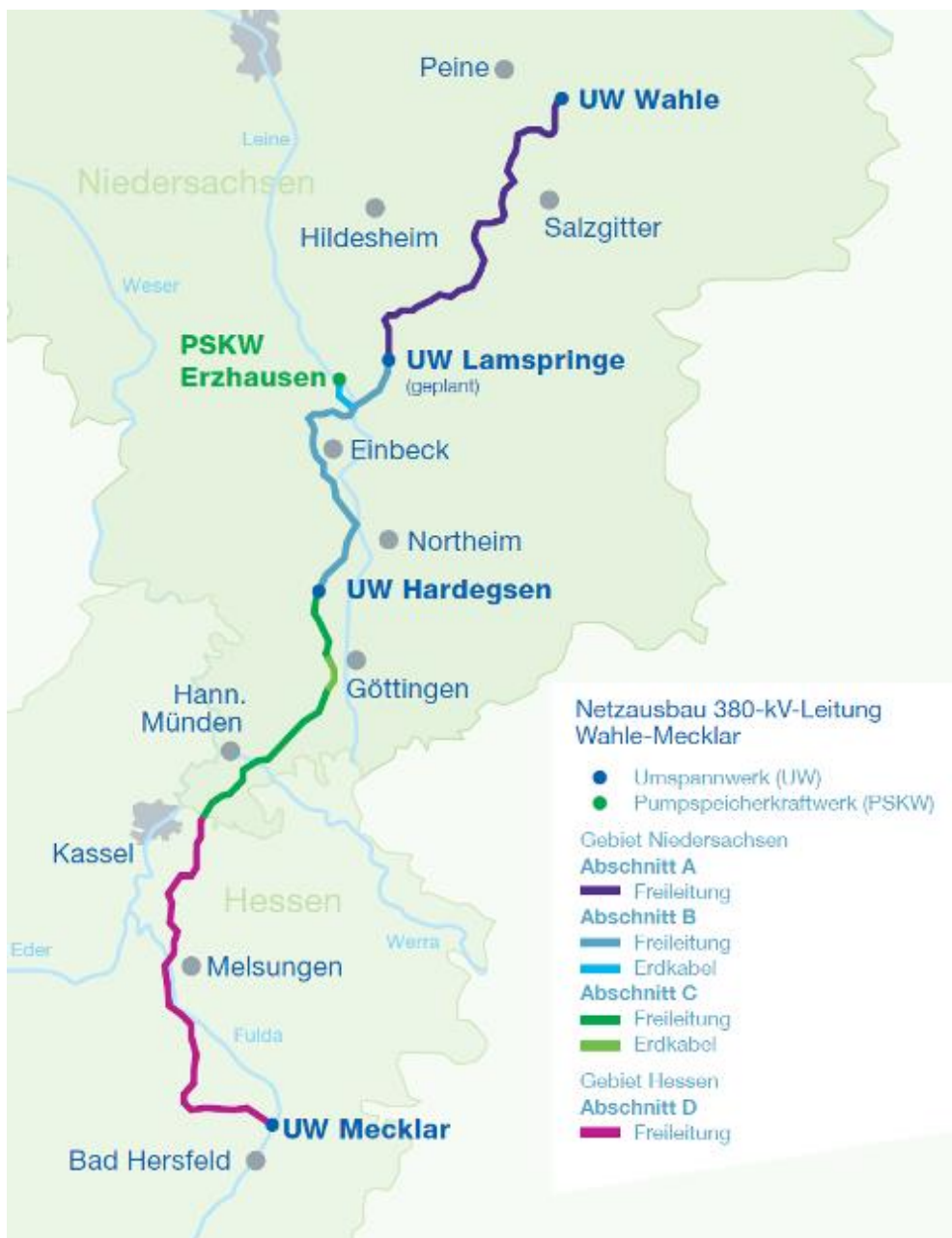


Bild 1.1 Trassenverlauf für die geplante 380-kV-Leitungsverbindung Wahle – Mecklar [5]

Ziel dieser Maßnahme ist es, für die Abführung der wachsenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland eine Erhöhung der Transportkapazität in Nord-Süd-Richtung zu erreichen. Mit der Leitungsbaumaßnahme sind auch der Ausbau der Umspannwerke Wahle und Mecklar, ein Erweiterungsumbau des Umspannwerks Hardeggen und der Neubau des Umspannwerks Lamspringe sowie die Netzanbindung des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen geplant [4]. Insgesamt soll eine zusätzliche Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 2×2180 MVA im (n-0)-Fall in Form einer Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ) bereitgestellt werden.

Für die 380-kV-Leitungsverbindung Wahle – Mecklar kommen gemäß Vorgabe von TenneT drei Ausführungsvarianten mit zwei Stromkreisen in Frage, die sich hinsichtlich der Anzahl der Zwischenverkabelungen (ZVK) und damit auch hinsichtlich des möglichen Kabelanteils unterscheiden (siehe **Tabelle 1.1**). Diese Varianten sind:

- Ausführung als Freileitung (keine Zwischenverkabelung, Variante FL)
- Ausführung als Freileitung mit einer Zwischenverkabelung im Raum Göttingen auf einer Trassenlänge von 5,4 km (Variante FL-1-ZVK)
- Ausführung als Freileitung mit einer Zwischenverkabelung im Raum Göttingen auf einer Trassenlänge von 5,4 km und einer Zwischenverkabelung auf einer Trassenlänge von 12 km im Abschnitt A (Variante FL-2-ZVK)

Tabelle 1.1 HDÜ-Ausführungsvarianten für die 380-kV-Leitungsverbindung Wahle – Mecklar (siehe **Bild 1.1**)

| Beschreibung | Kurzbezeichnung | Trassenlänge Freileitung in km | Trassenlänge Kabel in km |
|---|-----------------|--------------------------------|--------------------------|
| Ausführung als Freileitung | FL | 230,0 | --- |
| Ausführung als Freileitung mit einer Zwischenverkabelung | FL-1-ZVK | 224,6 | 5,4 |
| Ausführung als Freileitung mit zwei Zwischenverkabelungen | FL-2-ZVK | 212,6 | 5,4 12,0 |

Zusätzlich zu diesen drei HDÜ-Varianten soll für Vergleichszwecke auch eine hypothetische Ausführungsvariante der Leitungsverbindung mit 2×2 Voltage Source Converter

Hochspannungsgleichstromübertragungen (VSC HGÜ) mit Erdkabeln¹⁾ betrachtet werden (Kurzbezeichnung HGÜ-K).

Im Rahmen des Gutachtens soll ein Wirtschaftlichkeitsvergleich mit der für Leitungsbauvorhaben üblichen Barwertmethode durchgeführt werden. Dafür werden für die drei Ausführungsvarianten und auch für die HGÜ-Variante die Kosten (Investitionen und Betriebskosten) ermittelt sowie darauf aufbauend die Barwerte der Betriebs- und Gesamtkosten über einen definierten Betrachtungszeitraum von 40 Jahren berechnet und schließlich miteinander verglichen. Des Weiteren werden die zukünftig zu erwartenden Energiepreise im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in ihrer Größe variiert, um ihren Einfluss auf die Barwerte und den Kostenvergleich zu bestimmen. Volkswirtschaftliche Auswirkungen und damit ggf. verbundene Kosten werden nicht berücksichtigt. Die zwei geplanten 380/110-kV-Abgänge und die Anbindung des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen entlang der Leitungsverbindung werden in den Kostenberechnungen nicht mit berücksichtigt, wodurch die HGÜ-Variante, bei der diese Abgänge mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden wären, begünstigt wird. Auf den Vergleich der drei HDÜ-Varianten hat diese Vernachlässigung keinen Einfluss. Weiterhin wird mit durchschnittlichen Investitionskosten für die Freileitungen und Kabel gerechnet, die den Annahmen aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2025 [6], [7] und Kostenschätzungen von TenneT entsprechen. Zusätzliche Kosten in Folge von Querungen von Verkehrswegen wie Autobahnen, Eisenbahnwegen und Wasserstraßen, z. B. mit Hilfe von HDD²⁾-Bohrungen, werden ebenfalls nicht berücksichtigt, wodurch die Varianten mit Zwischenverkabelungen und auch die HGÜ-Variante gegenüber der Freileitungsvariante ohne Zwischenverkabelung begünstigt werden.

Die vorliegenden Untersuchungen beruhen auf dem gegenwärtigen Stand der Technik und den von TenneT zur Verfügung gestellten bzw. festgelegten Betriebsmitteldaten, Kostenangaben und finanzwirtschaftlichen Daten.

¹⁾ Mit dem Gesetz zur Änderung der Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) sind Leitungen zur Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung der im Bundesbedarfsplan mit „E“ gekennzeichneten Vorhaben als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern.

²⁾ HDD = horizontal directional drilling (deutsch: Horizontalspülbohrverfahren)

2 Beschreibung der Varianten der Leitungsausführung

2.1 Variante FL: Leitungsausführung als Freileitung

In der Variante FL wird die Leitung als Freileitung mit zwei Stromkreisen (zwei Drehstromsystemen) auf einem gemeinsamen Donau-Mast (siehe **Bild 2.1**) mit Aluminium/Stahl-Bündelleitern 4×565-AL1/72-ST1A (Finch-Leiterseile, siehe **Bild 2.2**) ausgeführt. Der stromtragende Aluminium-Querschnitt eines solchen Bündelleiters beträgt somit $4 \times 565 \text{ mm}^2 = 2260 \text{ mm}^2$.

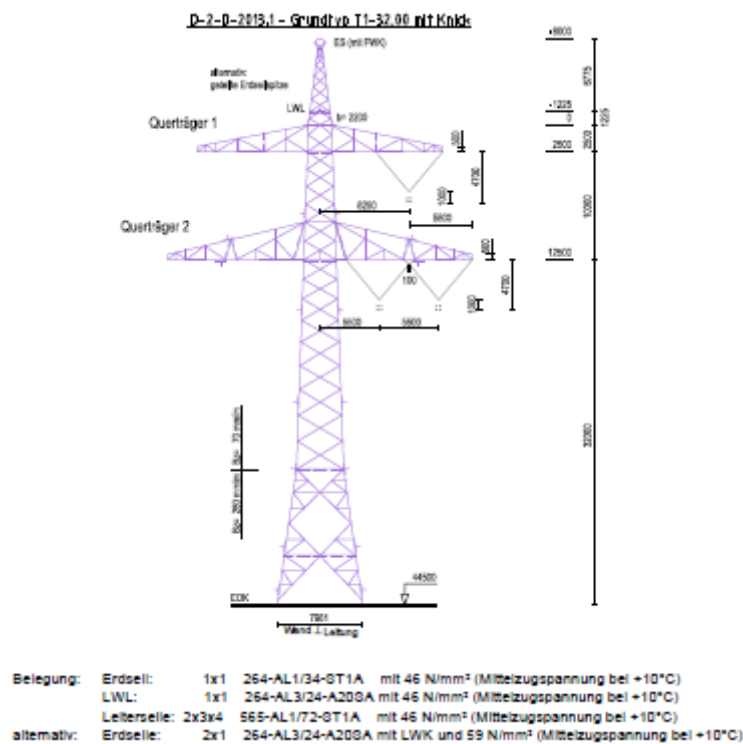


Bild 2.1 Mastprinzipbild Tragmast T1 - 32,00 mit Knick (Quelle: TenneT)

Die Dauerstromtragfähigkeit unter Normbedingungen (0,6 m/s Windgeschwindigkeit und 35 °C Umgebungstemperatur) bei einer maximalen Leiterseiltemperatur von 80 °C beträgt $4 \times 1050 \text{ A} = 4200 \text{ A}^{1),2)}$ pro Stromkreis (siehe **Bild 2.2**). Dem entspricht eine

¹⁾ Die tatsächlich nutzbare maximale Übertragungskapazität kann aufgrund von geringeren Werten für die maximal zulässigen Ströme von anderen Betriebsmitteln (z. B. Leistungsschalter, Wandler) in der Leitungsverbindung oder aus Stabilitätsgründen geringer sein.

²⁾ TenneT teilte hierzu mit, dass "der thermische Grenzstrom der Leiterseile in der Praxis nicht relevant ist. Die Leiterseile werden nicht rein anhand des Maximalstromes ausgewählt, sondern in der Auslegung werden weitere Parameter (z. B. Verlustminimierung, Koronageräusche) berücksichtigt".

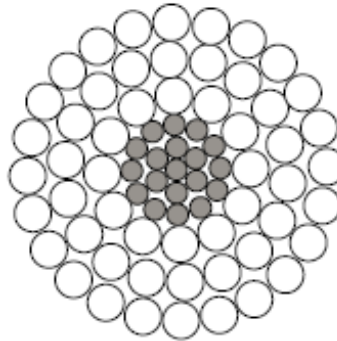
maximale Übertragungsfähigkeit von 2910 MVA bei einer verketteten Betriebsspannung von 400 kV.

Datenblatt für Außenleiter

565-AL1/72-ST1A

nach DIN EN 50182/12.01

| Aufbau | | | |
|--------|-------------|-------------|---------|
| ST1A | Kern | Drahtanzahl | 1 |
| | | Durchmesser | 2,19 mm |
| Lage 1 | | Drahtanzahl | 6 |
| | | Durchmesser | 2,19 mm |
| Lage 2 | | Drahtanzahl | 12 |
| | | Durchmesser | 2,19 mm |
| AL1 | Lage 3 | Drahtanzahl | 12 |
| | | Durchmesser | 3,65 mm |
| | Lage 4 | Drahtanzahl | 18 |
| | | Durchmesser | 3,65 mm |
| | Lage 5 | Drahtanzahl | 24 |
| | Durchmesser | 3,65 mm | |



| | |
|--|------------------------------|
| Seilquerschnitt | 636,6 mm ² |
| Gesamtquerschnitt ST1A | 71,6 mm ² |
| Gesamtquerschnitt AL1 | 565,0 mm ² |
| Querschnittsverhältniszahl AL1/ST1A: | 7,9 |
| Seildurchmesser: | 32,85 mm |
| Leitergewicht mit Fett: | 2138,7 kg/km |
| Gewicht ST1A | 561,2 kg/km |
| Gewicht AL1 | 1561,8 kg/km |
| Gewicht Fett | 15,73 g/m |
| AL1-Anteil vom Gesamtgewicht | 73,0 % |
| Rechnerische Bruchkraft: | 174,14 kN |
| Mittelzugspannung: | 52,0 N/mm ² |
| E-Modul: | 68.000 N/mm ² |
| Längenausdehnungskoeffizient: | 19,4 x 10 ⁻⁶ 1/°C |
| Gleichstromwiderstand (20°): | 0,0512 Ohm/km |
| Dauerstrombelastbarkeit: | 1050 A |
| <small>Windgeschw. 0,6m/s, Umgebungstemp. 35°C, Leitertemp. 80°C</small> | |
| Eislast (einfach) nach DIN EN 50341-3-4 | 8,285 N/m |
| nach VDE 0210 5.62 | 10,121 N/m |
| nach VDE 0210 5.69 | 8,128 N/m |

Bild 2.2 Datenblatt 565-AL1/72-ST1A-Leiterseile (Quelle: TenneT)

2.2 Variante FL-1-ZVK und FL-2-ZVK: Leitungsausführung als Freileitung mit einem oder zwei Zwischenverkabelungsabschnitten

Bei einer Ausführung der Leitung als Freileitung mit einem (Variante FL-1-ZVK) oder zwei Zwischenverkabelungsabschnitten (Variante FL-2-ZVK) werden die Freileitungsabschnitte entsprechend Abschnitt 2.1 ausgeführt. Für die Kabelabschnitte sollen VPE-

Einleiterkabel 2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/250 230/400 kV (siehe Beispiel in **Bild 2.3**) mit Kupferleitern mit einem Querschnitt von 2500 mm² zum Einsatz kommen.

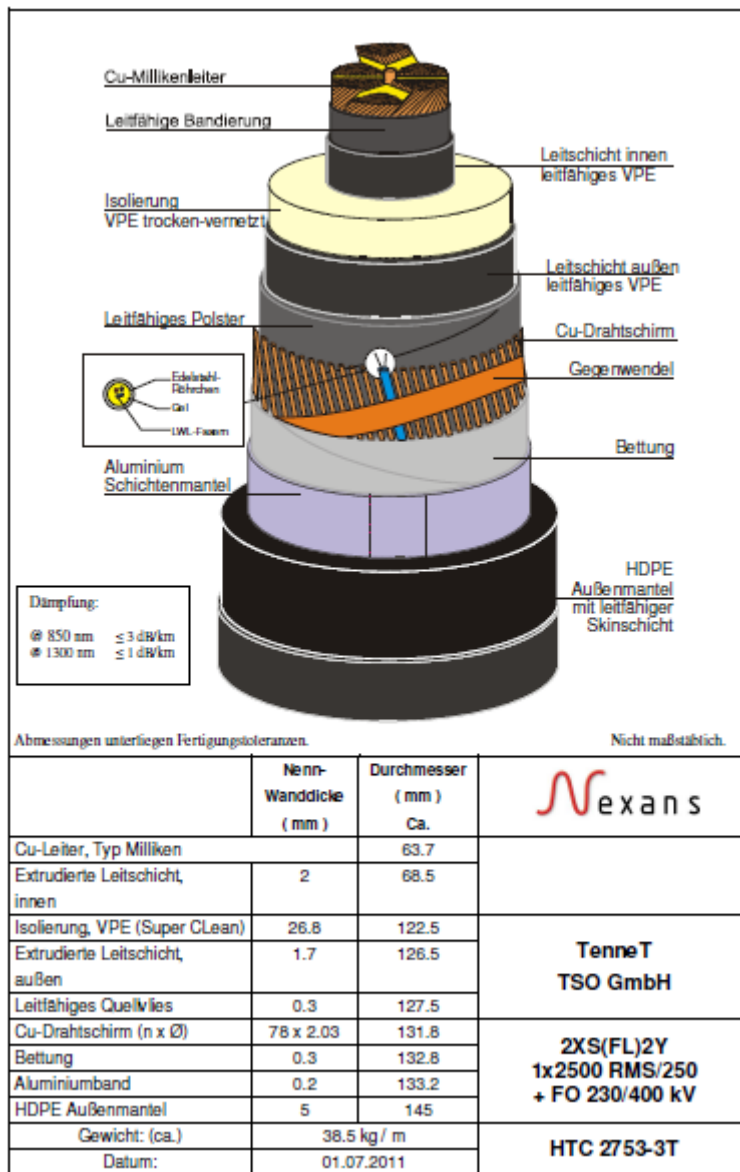


Bild 2.3 Datenblatt 2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/250 230/400 kV Einleiterkabel (Quelle: Nexans)

Grundsätzlich hängt die maximal dauernd zulässige Strombelastbarkeit eines Erdkabels von der Querschnittsfläche und dem Leitermaterial des Kabels, der Legeart, dem Belastungsgrad, der zulässigen Temperatur der Isolierung (VPE, Papier), der Bodenzusammensetzung (ggf. Bettung), der Bodenfeuchtigkeit, der Umgebungstemperatur, der Witterung und externen Wärmequellen, z. B. bei Kabelhäufung, ab. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die zum Einsatz kommenden 380-kV-VPE-Kabel mit einem

schnitt 2.1) ein ca. 19-facher Kapazitätsbelag mit einem ebenso erhöhten kapazitiven Blindleistungsbedarf. Dieser Blindleistungsbedarf muss dem Kabel über einen entsprechenden Blindstrom zugeführt werden, der seinerseits mit wachsender Kabellänge die Übertragungsfähigkeit des Kabels erheblich einschränkt und zu zusätzlichen Verlusten führt. Zur Kompensation des kapazitiven Blindleistungsbedarfs sind deshalb am Anfang und Ende und ggf. auch entlang einer Kabelstrecke in regelmäßigen Abständen Drosselspulen aufzustellen (**Bild 2.8**). Zumindest ein Teil dieser Kompensationsspulen sollte schaltbar sein.

Dementsprechend soll gemäß Vorgabe von TenneT auch der kapazitive Blindleistungsbedarf der Kabelabschnitte der beiden Varianten mit einer Zwischenverkabelung FL-1-ZVK und FL-2-ZVK durch Drosselspulen kompensiert werden. Die Bestimmung der Größe und Anzahl der für die Kompensation erforderlichen Drosselspulen ist eigentlich im Rahmen einer netzplanerischen Analyse mit Leistungsflussberechnungen für den Stark- und Schwachlastfall zu klären. Im Rahmen dieses Gutachtens sollten keine Leistungsflussberechnungen durchgeführt werden. Die Kompensationsblindleistung ist deshalb auf Basis der Ladeleistung und der Vorgabe eines Kompensationsgrades von 100 % durch TenneT abgeschätzt worden. Dabei wurde angenommen, dass die Drosselspulen für die ZVK im Raum Göttingen nur in der nördlichen KÜA und für die ZVK im Abschnitt A in beiden KÜA aufgestellt werden und über eigene Schaltfelder schaltbar sind. Grundsätzlich erhöht die Aufstellung von Kompensationsdrossel die Investitionskosten, und ihr Betrieb verursacht zusätzliche Verluste (Kompensationsverluste). Allerdings werden durch die hier gewählte Aufstellung der Drosselspulen in den KÜA keine zusätzlichen Kabelendverschlüsse und Überspannungsableiter erforderlich.

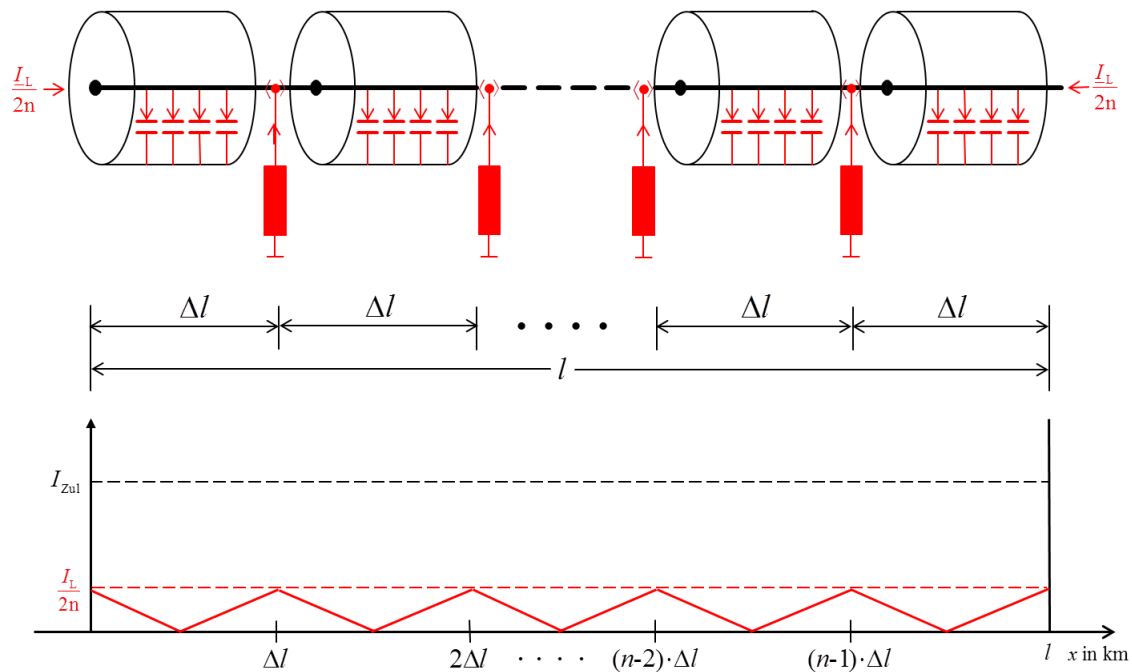


Bild 2.8 Ladestromverlauf I_L entlang einer Leitung mit der Länge l mit $n-1$ Blindleistungskompensationsdrosselspulen in regelmäßigen Abständen Δl (idealisierte Annahmen)

2.3 Variante HGÜ-K: Leitungsausführung als VSC HGÜ mit Erdkabeln

Die Leitungsausführung als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) erfolgt in Form der HGÜ mit einem Gleichspannungszwischenkreis mit Glättungskondensatoren (**Bild 2.9**), die auch als VSC HGÜ (Voltage Source Converter HGÜ) bezeichnet wird. Die VSC HGÜ basiert auf selbstgeführten pulsmodulierten Stromrichtern oder modularen Multi-Level-Konvertern (MMC) mit Voll- und Halbbrücken Submodulen, die in der Regel mit abschaltbaren IGBT-Ventilen aufgebaut sind. Gegenüber der klassischen, auf Thyristoren basierenden netzgeführten HGÜ mit einem Gleichstromzwischenkreis können hier auch die ölfreien VPE-Kabeln verwendet werden.

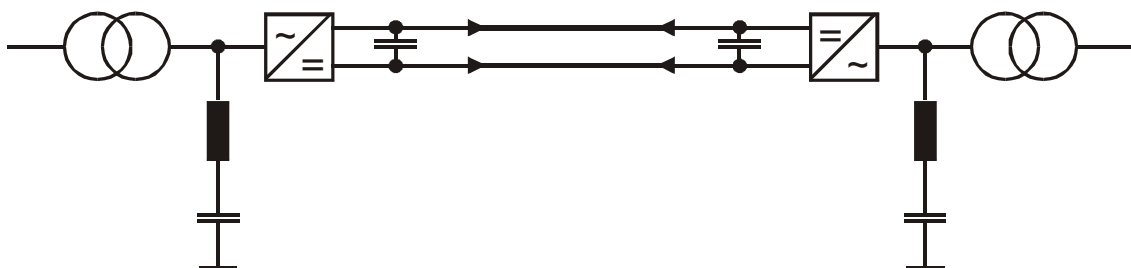


Bild 2.9 Selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstromübertragung mit Gleichspannungszwischenkreis (VSC HGÜ) mit jeweils einer Konverterstationen, einem Stromrichtertransformator und ggf. einer Filteranlagen an jedem Ende der VSC HGÜ

Die VSC HGÜ wird zurzeit mit VPE-Kabeln für Übertragungsleistungen bis 1200 MW pro System bei Spannungen von ± 320 kV angeboten. Ausgeführt bzw. im Bau sind bislang Anlagen bis 1000 MW pro System bei ± 320 kV. Seit August 2014 sind auch 525-kV-VPE-Gleichstromkabel verfügbar, mit denen Übertragungsleistungen von bis zu 2600 MW bei Kupferleiterkabeln bzw. 2000 MW bei Aluminiumleiterkabeln pro System möglich sind [8]. Dieses Kabel hat mittlerweile auch die notwendigen Langzeittests bestanden, wurde aber noch nicht im Netzbetrieb erprobt.

Für die in diesem Gutachten untersuchte hypothetische Ausführungsvariante der Leitungsverbindung mit 2×2 VSC HGÜ-Systemen mit Erdkabeln (Kurzbezeichnung HGÜ-K) werden vier 320-kV-VSC HGÜ jeweils in Ausführung als symmetrischer Monopol für die Übertragung von 4×1 GW entsprechend **Bild 2.10** angenommen.

Jedes VSC HGÜ-System enthält zwei Gleichstromkabel als Hin- und Rückleiter, so dass insgesamt acht Einleiter-Gleichstromkabel zu verlegen wären. Des Weiteren wird ein Kupferkabel mit einem Querschnitt von 2000 mm^2 und einer Stromtragfähigkeit von jeweils 1600 A angenommen. Dies entspricht einer Übertragungskapazität von 1024 MW je System bei einer Betriebsspannung von ± 320 kV. Eine schematische Darstellung einer möglichen HGÜ-Erdkabeltrasse, allerdings nur für eine Übertragungskapazität von 2 GW, ist in **Bild 2.11** für die Bau- und die Betriebsphase dargestellt. Für eine Übertragungskapazität von 2×2 GW sind vier Kabelsysteme erforderlich, die nach Angaben von TenneT jeweils in einem separaten Kabelgraben gelegt werden.

Ein Betrieb der HGÜ mit den beiden zu berücksichtigenden Abzweigungen in das 110-kV-Netz und der Anbindung des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen würde einen sogenannten Multi-Terminal-Betrieb erfordern. Er erfordert neben zusätzlichen Gleichstromleistungsschaltern (wird von einem Hersteller angeboten, sind aber noch nicht im Netzbetrieb eingesetzt worden) einen zusätzlichen Aufwand für die Regelungstechnik und Informationsübertragung und insbesondere zusätzliche Konverterstationen für die Leistungsauskopplung und Verknüpfung mit dem Drehstromsystem. Aufgrund der Vorgabe von TenneT soll für die Vergleichsberechnungen auf die Berücksichtigung der dadurch entstehenden zusätzlichen Kosten verzichtet werden.

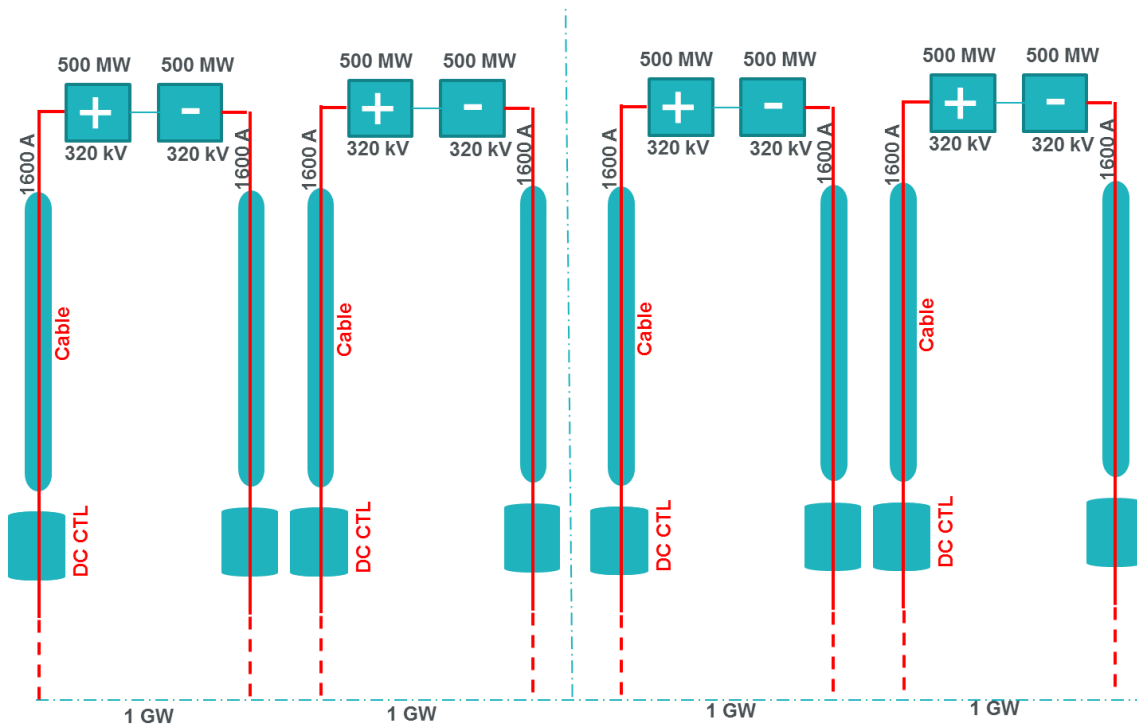


Bild 2.10 2x2 320-kV-VSC-HGÜ mit Erdkabeln als symmetrischer Monopol für die Übertragung von 4x1 GW (Quelle: TenneT)

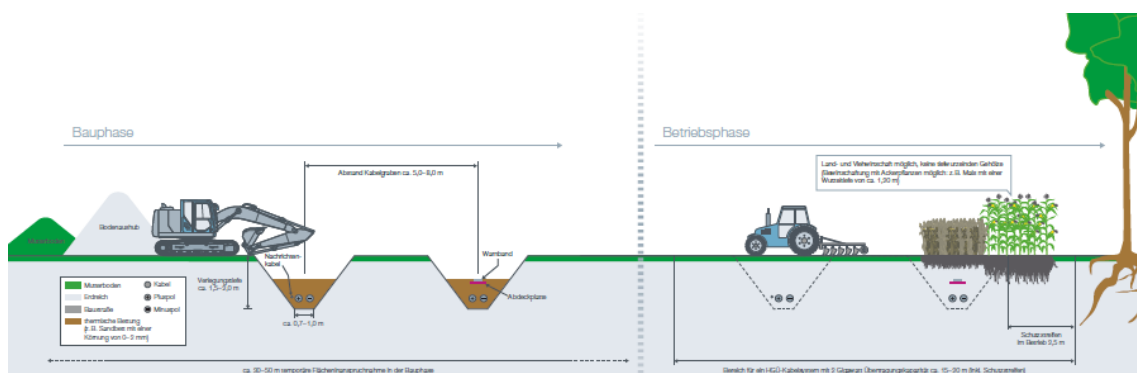


Bild 2.11 Schematische Darstellungen einer möglichen HGÜ-Erdkabeltrasse für eine Übertragungskapazität von 2 GW in der Bau- und Betriebsphase (Quelle: TenneT)

3 Annahmen, Kostenarten und Kostenberechnung

Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich kann für die hier zu untersuchenden Ausführungsvarianten für das Leitungsbauvorhaben „380-kV-Leitung Wahle – Mecklar“ auf einen Kostenvergleich zurückgeführt werden. Dieser Kostenvergleich erfordert die Berücksichtigung aller über den Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten für das jeweilige Leitungssystem. Dabei sind die Kosten auf einen Zeitpunkt, z. B. den Zeitpunkt Null (Beginn der Maßnahme), abzuzinsen. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich von unterschiedlichen Leitungssystemen wird in der Regel mit der Barwertmethode [9] durchgeführt. Dabei ergibt sich der Barwert aller Kosten B_0 bezogen auf den Zeitpunkt 0 aus der Abzinsung der Investitionen I_x und der Abzinsung der jährlich anfallenden Betriebskosten K_x bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes von n Jahren mit dem Zinsfaktor $q = 1 + p$ und dem Zinssatz (WACC¹⁾ Zins) p .

$$B_0 = I_0 + \frac{1}{q^1} I_1 + \frac{1}{q^2} I_2 + \dots + \frac{1}{q^x} I_x + \frac{1}{q^1} K_1 + \frac{1}{q^2} K_2 + \dots + \frac{1}{q^n} K_n = B_I + B_K$$

3.1 Annahmen für die Kostenrechnung

3.1.1 Parameter für die Kostenrechnung

Die Kostenrechnungen für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung basieren auf den Angaben in **Tabelle 3.1**. Die Parameter wurden durch TenneT festgelegt.

Der Jahresbelastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor wurden aus einer von TenneT bereitgestellten Prognose einer Zeitreihe der Leitungsbelastung für die Leitung Wahle – Mecklar für das Jahr 2020 (siehe Anhang in Kapitel 10) bestimmt.

Des Weiteren wird vorausgesetzt, dass alle Stromkreise bzw. deren Stromsysteme elektrisch ideal symmetrisch belastet sind.

¹⁾ Weighted Average Cost of Capital (WACC, deutsch: gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz)

Tabelle 3.1 Parameter für die Kostenrechnung

| | |
|--|----------------------------------|
| WACC-Zinssatz | 6,1 % |
| Betrachtungsdauer T_n | 40 Jahre |
| spezifische Verlustkosten k_l | 30 €/MWh |
| Jahresbelastungsgrad m_a | 0,3540 ¹⁾ |
| Arbeitsverlustfaktor \mathcal{G} | 0,1865 ¹⁾ |
| AC-Betriebsspannung U_n | 400 kV |
| DC-Betriebsspannung Du | 640 kV ²⁾ |
| maximale Übertragungsleistung $S_{\bar{u}}$ für die HDÜ | $2 \times 2180 \text{ MVA}^{3)}$ |
| maximale Übertragungsleistung $P_{\bar{u}}$ für die HGÜ | $2 \times 2000 \text{ MW}$ |
| durchschnittl. Betriebstemperatur HDÜ-Freileitung $\mathcal{G}_{bAC,FL}$ | 30 °C |
| durchschnittl. Betriebstemperatur HDÜ-Kabel $\mathcal{G}_{bAC,K}$ | 30 °C |
| durchschnittl. Betriebstemperatur HGÜ-Kabel $\mathcal{G}_{bDC,K}$ | 30 °C |

¹⁾ Der Jahresbelastungsgrad und der Arbeitsverlustfaktor wurden aus der von TenneT bereitgestellten normierten Lastprognose für die Leitung Wahle – Mecklar bestimmt (s. Kapitel 10).

²⁾ entspricht der Potentialdifferenz der beiden Polspannungen $\pm 320 \text{ kV}$

³⁾ Die Übertragungswirkleistung wurde für alle Varianten fest zu $2 \times 2000 \text{ MW}$ angenommen, da für diesen Wert im NEP Strom 2025 [7] passende Kostenannahmen für den Neubau von VSC HGÜ Konverter und Gleichstrom-Erdkabel vorliegen. Der $\cos\varphi$ für die Ermittlung der HDÜ-Scheinleistung aus der Übertragungsleistung liegt damit mit einem Wert von 0,917 in einem laut Aussage von TenneT typischen Bereich zwischen 0,9 und 0,95.

3.1.2 Projektbegrenzung und Vernachlässigungen

Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich ist der Untersuchungsraum einzugrenzen, d. h. es ist zu definieren, welche Investitionen zu berücksichtigen sind, um den Betriebsmittelaufwand für die unterschiedlichen Varianten bei einer gleichen Übertragungsaufgabe bestimmen zu können. Für die Projektbegrenzung sind deshalb die Sammelschienen in den beiden UW Wahle und Mecklar als Schnittstellen zu einem für alle Varianten gleichen Randsystem gewählt worden. Das bedeutet, dass bei den HDÜ-Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK jeweils zwei dreiphasige Schaltfelder in den UW Wahle und Mecklar zu berücksichtigen sind, während für die HGÜ-Variante HGÜ-K die Investitionen für den Drehstrom-Anschluss bereits in den Investitionen für die Konverterstationen enthalten sind.

In dem Wirtschaftlichkeitsvergleich werden die folgenden Kostenfaktoren nicht berücksichtigt, da sie entweder schwer zu erfassen oder aufgrund ihrer Größe vernachlässigbar sind:

- Reparaturkosten,

- Wartungs- und Instandhaltungskosten (insb. für die Konverter in Variante HGÜ-K),
- zusätzliche Kosten in Folge von besonderen Aufwendungen für die Querung von Verkehrswegen wie z. B. Autobahnen, Eisenbahnstrecken und Wasserwegen z. B. mit HDD-Bohrungen für die HDÜ-Zwischenverkabelungsvarianten FL-1-ZVK und FL-2-ZVK sowie die VSC HGÜ-Kabelvariante HGÜ-K,
- Investitionen für die 110-kV-Abgänge (zusätzliche Schaltfelder für die Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK, zusätzliche Konverterstationen für die Variante HGÜ-K),
- Verluste der Konverterstationen in den 110-kV-Abgängen für die Variante HGÜ-K, Unterschiede in den Verlusten der Drehstrom- und Stromrichtertransformatoren in den 110-kV-Abgängen,
- Verluste durch die Ladeströme der Drehstromfreileitung und -kabel,
- unterschiedlich große Risikofaktoren bei den Investitionskosten,
- Kosten eines ggf. notwendig werdenden Ersatzneubaus nach 40 Jahren für die Kabelsysteme in den Varianten FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K aufgrund der geringeren Nutzungsdauer von Kabeln (ca. 40-50 Jahre) gegenüber Freileitungen (ca. 80 Jahre),
- ggf. am Ende des Betrachtungszeitraums vorhandene Restwerte.

Die Berücksichtigung dieser Kostenfaktoren würde sich in der Summe zu Ungunsten der Varianten mit einer Zwischenverkabelung (FL-1-ZVK und FL-2-ZVK) und der HGÜ-Varianten (HGÜ-K) auswirken.

3.2 Kostenarten

Die bei der Errichtung und dem Betrieb von Leitungssystemen entstehenden Kosten setzen sich im Wesentlichen aus den zu bestimmten Zeitpunkten stattfindenden Investitionen und den jährlich anfallenden Betriebskosten zusammen (**Bild 3.1**). Sonstige Kosten, wie z. B. Reparaturkosten, treten stochastisch z. B. bei Störereignissen mit Schäden auf. Da sie nur schwer und mit großen Unsicherheiten (z. B. aufgrund fehlender statistischer Angaben) abzuschätzen sind, werden sie nicht berücksichtigt. Bei den Betriebskosten machen die Verlustkosten den größten Anteil aus. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden gemäß Vorgabe von TenneT deshalb ebenfalls vernachlässigt. Grundsätzlich ist aber festzuhalten, dass die Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Konverterstationen in der Variante HGÜ-K erheblich höher ausfallen als die der anderen Varianten.

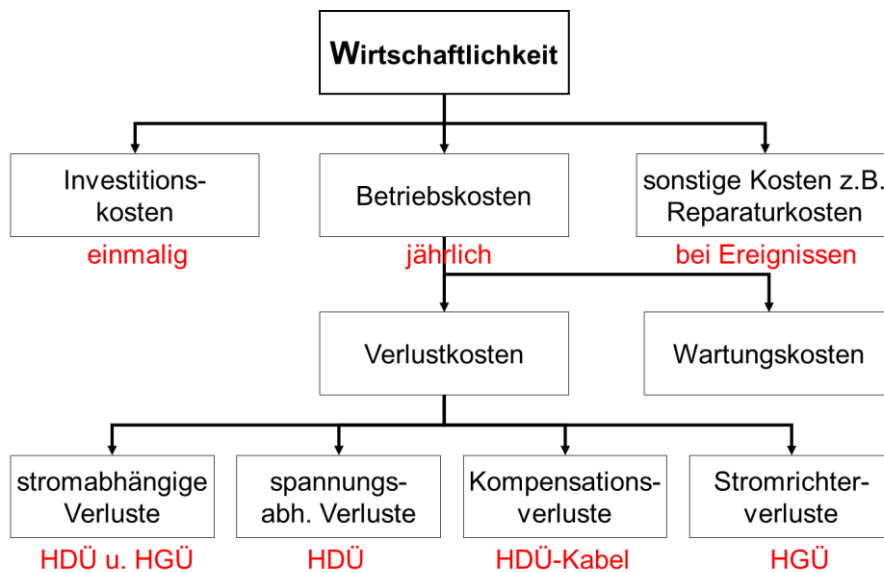


Bild 3.1 Kostenanteile bei der Errichtung und dem Betrieb von Leitungssystemen

3.3 Verluste und Verlustkosten

Die Verlustkosten haben ihre Ursache in den Verlusten, die zum einen auf der Leitung selbst und zum anderen aber auch in den zum Betrieb erforderlichen Nebenanlagen, z. B. in den Kompensationsdrosselspulen und Konvertern der VSC HGÜ, entstehen. Die Leitungsverluste unterteilt man nach ihrer Abhängigkeit noch in spannungsabhängige Verluste oder Leerlaufverluste und stromabhängige Verluste oder Lastverluste.

3.3.1 Spannungsabhängige Verluste und Verlustkosten der HDÜ

Die spannungsabhängigen Verluste treten nur bei der HDÜ mit Freileitungen und Kabeln auf. Sie entstehen, sobald die Leitung unter Spannung gesetzt wird. Ihre Größe kann aufgrund der nahezu konstant bleibenden Netzspannung als zeitlich konstant angenommen werden. Die längenbezogenen spannungsabhängigen Verluste berechnen sich für ein Drehstromsystem aus:

$$P'_{\text{VU,AC}} = G' \cdot U_n^2$$

mit dem Ableitungsbelag pro km G' und der Netzbetriebsspannung U_n .

Die sich daraus ergebenden jährlichen Verlustkosten K_{aPVU} sind dann:

$$K_{\text{aPVU}} = n_{\text{AC}} \cdot P'_{\text{VU,AC}} \cdot l \cdot k_1 \cdot T_a$$

mit der Anzahl der Freileitungs- bzw. Kabelsysteme n_{AC} , der jeweiligen Trassenlänge l , den spezifischen Verlustkosten k_I (s. **Tabelle 3.1**) und der Dauer T_a , in der diese Verluste anfallen (hier: ein Jahr = 8760 h).

Für die nachfolgenden Berechnungen wurden die Annahmen in **Tabelle 3.2** getroffen. Die Trassen- und Leitungsabschnittslängen können **Tabelle 1.1** entnommen werden.

Tabelle 3.2 Parameter für ein Drehstrom-Leitungssystem (s. Abschnitte 2.1 und 2.2)

| Parameter ¹⁾ | Freileitung 4×565/72-ST1A | Kabel 2XS(FL)2Y 1×2500 RMS/250 230/400 kV |
|-------------------------------------|---------------------------|---|
| Anzahl der Systeme n_{AC} | 2×1 | 2×2 |
| Ableitungsbelag G' | 17,0 nS/km | 30,0 nS/km ($\tan\delta = 0,0004$) |
| Widerstandsbelag ²⁾ R' | 13,3 mΩ/km | 10,7 mΩ/km ³⁾ |
| Kapazitätsbelag C' | 12,5 nF/km | 239,0 nF/km |

¹⁾ Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

²⁾ Wechselstromwiderstand bei Betriebstemperatur (s. **Tabelle 3.1**)

³⁾ einschließlich der Wechselstromwiderstandanteile für die Nachbildung der im Schirm und in der Bewehrung auftretenden Verluste

3.3.2 Stromabhängige Verluste und Verlustkosten der HDÜ

Die längenbezogenen stromabhängigen Verluste von HDÜ-Freileitungen und -Kabeln ergeben sich unter Berücksichtigung der nahezu konstanten Netzbetriebsspannung für ein System aus:

$$P'_{VI,AC} = R' \cdot \frac{S_{ü,i}^2}{U_n^2} = R' \cdot \frac{(S_{ü,i}/n_{AC})^2}{U_n^2}$$

mit dem Wechselstromwiderstand pro km R' , der Netzbetriebsspannung U_n und der übertragenen Leistung pro System $S_{ü,i}$. Der Wechselstromwiderstand ist auf die durchschnittlich zu erwartende Betriebstemperatur ϑ_b umzurechnen und muss für die Netzfrequenz von 50 Hz bestimmt werden. Bei den Kabeln sind zusätzlich noch die im Schirm und in der Bewehrung auftretenden Verluste durch entsprechende Faktoren bei der Widerstandsberechnung zu berücksichtigen.

Die jährlichen Verlustkosten K_{aPVI} der stromabhängigen Verluste ergeben sich aus:

$$K_{aPVI} = n_{AC} \cdot \vartheta \cdot P'_{VImax,AC} \cdot l \cdot k_I \cdot T_a$$

mit der Anzahl der Freileitungs- bzw. Kabelsysteme n_{AC} , dem Arbeitsverlustfaktor \mathcal{G} (s. **Tabelle 3.1**), der jeweiligen Trassenlänge l , den spezifischen Verlustkosten k_I (s. **Tabelle 3.1**) und der Dauer des Jahres T_a . $P'_{V\text{Imax,AC}}$ sind die innerhalb eines Jahres maximal (bei maximaler Übertragungsleistung $S_{\text{ümax},i}$) auftretenden längenbezogenen stromabhängigen Verluste eines Systems.

Für die nachfolgenden Berechnungen wurden die Annahmen in **Tabelle 3.2** getroffen. Die Trassen- und Leitungsabschnittslängen können **Tabelle 1.1** entnommen werden.

3.3.3 Stromabhängige Verluste und Verlustkosten der HGÜ

Die längenbezogenen stromabhängigen Verluste von Gleichstrom-Freileitungen und – Kabeln pro System ergeben sich aus:

$$P'_{VI,DC} = 2 \cdot R'_g \cdot \frac{P_{\text{ü},i}^2}{U_d^2} = 2 \cdot R'_g \cdot \frac{(P_{\text{ü}}/n_{DC})^2}{U_d^2}$$

mit dem Gleichstromwiderstand pro km R'_g , der Betriebsgleichspannung U_d , und der übertragenen Leistung pro System $P_{\text{ü},i}$. Auch hier ist der Gleichstromwiderstand auf die durchschnittlich zu erwartende Betriebstemperatur \mathcal{G}_b umzurechnen.

Die entsprechenden jährlichen Verlustkosten der stromabhängigen Verluste der Gleichstromkabel berechnen sich aus:

$$K_{aPVI,DC} = n_{DC} \cdot \mathcal{G} \cdot P'_{V\text{Imax,DC}} \cdot l_{DC} \cdot k_I \cdot T_a$$

mit der Anzahl der HGÜ-Systeme n_{DC} , der Trassenlänge l_{DC} , dem Arbeitsverlustfaktor \mathcal{G} (s. **Tabelle 3.1**), den spezifischen Verlustkosten k_I (s. **Tabelle 3.1**) und der Dauer eines Jahres T_a . $P'_{V\text{Imax,DC}}$ sind die innerhalb eines Jahres maximal (bei maximaler Übertragungsleistung $P_{\text{ümax},i}$) auftretenden längenbezogenen stromabhängigen Verluste eines Systems.

Für die nachfolgenden Berechnungen wurden die Annahmen in **Tabelle 3.3** getroffen. Die Trassen- und Leitungsabschnittslängen können **Tabelle 1.1** entnommen werden.

Tabelle 3.3 Parameter für ein Gleichstrom-Leitungssystem (s. Abschnitt 2.3)

| Parameter ¹⁾ | 320-kV-VPE-Gleichstromkabel |
|--|-----------------------------|
| Anzahl der HGÜ-Systeme n_{DC} | 2×2 |
| Widerstandsbelag ²⁾ R'_{rg} | 9,2 mΩ/km |

¹⁾ Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

²⁾ Gleichstromwiderstand bei Betriebstemperatur (s. **Tabelle 3.1**)

3.3.4 Kompensationsverluste und Verlustkosten der HDÜ

Die Verluste in den Blindleistungs-Kompensationsspulen fallen während der gesamten Betriebsdauer einer Spule an und berechnen sich gemäß:

$$P_{VC} = (1 - g) \cdot Q_{Cr}$$

mit der Güte g und der Bemessungsblindleistung Q_{Cr} der Kompensationsspule. Damit ist es erforderlich, die Anzahl der Kompensationsdrosselspulen aus dem Kompensationsgrad k und der kapazitiven Ladeleistung eines Kabelsystems pro km Q'_L , der Länge eines Kabelsystems l_{KA} bzw. der Betriebskapazität pro km C'_b und der Netzbetriebsspannung U_n durch entsprechende Rundung auf ganzzahlige Werte zu bestimmen.

$$n_{C,i} = k \cdot Q'_L \cdot l_{KA} / Q_{Cr} = k \cdot \omega C'_b \cdot l_{KA} \cdot U_n^2 / Q_{Cr}$$

Mit der Gesamtanzahl der Kompensationsdrosselspulen $n_C = \sum n_{C,i} = n_{AC} n_{C,i}$, den spezifischen Verlustkosten k_I (s. **Tabelle 3.1**) und der Dauer des Jahres T_a berechnen sich die jährlichen Verlustkosten der Kompensationsverluste für die Kabelabschnitte wie folgt:

$$K_{aPVC,KA} = n_C \cdot P_{VC} \cdot k_I \cdot T_a$$

Für die nachfolgenden Berechnungen wurden die Werte in **Tabelle 3.4** angenommen bzw. berechnet. Die Trassen- und Leitungsabschnittslängen können **Tabelle 1.1** entnommen werden. Dabei wurde vorgegeben, dass jeweils die beiden parallelen Kabelsysteme eines Stromkreises gemeinsam durch eine im UW Hardeggen für die ZVK im Raum Göttingen bzw. durch zwei schaltbare Drosselspulen in den KÜA für die ZVK im Abschnitt A (vgl. Abschnitt 2.2) kompensiert werden. Die dafür notwendigen Schaltfelder werden separat in den Investitionskosten berücksichtigt.

Tabelle 3.4 Parameter der Kompensationsdrosselspulen

| Parameter | Kompensationsdrosselspule |
|--|---|
| Kompensationsgrad k | 100 % |
| Spulengüte g | 99,73 % |
| Anzahl $n_{c,i}$ und Bemessungsblindleistung Q_{Cr} der Kompensationsdrosselspulen je System – ZVK im Raum Göttingen: – ZVK im Abschnitt A | $1 \times 129,75$ Mvar im UW Hardegsen $1 \times 144,16$ Mvar in jeder KÜA |

3.3.5 Stromrichterverluste und Verlustkosten der HGÜ

Bei der VSC HGÜ treten neben den Leitungsverlusten Verluste in den Konvertern auf, die sich ihrerseits aus den Verlusten in den Halbleiterventilen, den Stromrichtertransformatoren, den Filteranlagen, den Glättungskondensatoren im Gleichspannungszwischenkreis sowie denen des Eigenbedarfs zusammensetzen. Diese Verluste sind typischerweise nichtlinear von der übertragenen Leistung $P_{ü,i}$ abhängig und werden hier für einen Konverter durch eine quadratische Funktion abgeschätzt.

$$P_{V,HGÜ} = P_{V0,HGÜ} + P_{V1,HGÜ} \cdot \frac{P_{ü,i}}{P_r} + P_{V2,HGÜ} \cdot \left(\frac{P_{ü,i}}{P_r} \right)^2$$

mit der Bemessungsleistung eines HGÜ-Systems P_r .

Die jährlichen Verlustkosten der Konverterstationen der HGÜ-Systeme berechnen sich aus:

$$K_{aPV,HGÜ} = 2 \cdot n_{DC} \cdot \left[P_{V0,HGÜ} + P_{V1,HGÜ} \cdot m_a \cdot \frac{P_{ümax,i}}{P_r} + P_{V2,HGÜ} \cdot \mathcal{G} \cdot \left(\frac{P_{ümax,i}}{P_r} \right)^2 \right] \cdot k_I \cdot T_a$$

mit der Anzahl der HGÜ-Systeme n_{DC} , dem Jahresbelastungsgrad m_a , dem Arbeitsverlustfaktor \mathcal{G} , der maximal übertragenen Leistung pro System $P_{ümax,i} = P_{ü} / n_{DC}$, den spezifischen Verlustkosten k_I (s. **Tabelle 3.1**) und der Dauer eines Jahres T_a . Die Konstanten $P_{V0,HGÜ}$, $P_{V1,HGÜ}$ und $P_{V2,HGÜ}$ ergeben sich aus den Angaben in **Tabelle 3.5**.

Tabelle 3.5 Parameter der Konverter der VSC-HGÜ mit Erdkabeln

| Parameter | VSC HGÜ |
|---|----------------------------|
| Bemessungsleistung P_r | 1000 MW |
| Verluste $P_{V_{\max}}$ im Bemessungsbetrieb je Konverter | $1,1 \% \cdot P_r$ |
| Verluste $P_{V_{50\%}}$ im Betrieb mit $P_r/2$ je Konverter | $P_{V_{\max}} / 2$ |
| Leerlaufverluste P_{V_0} je Konverter | $10 \% \cdot P_{V_{\max}}$ |
| $\Rightarrow P_{V_0, \text{HGÜ}}$ | P_{V_0} |
| $\Rightarrow P_{V_1, \text{HGÜ}}$ | $P_{V_{\max}} - 3 P_{V_0}$ |
| $\Rightarrow P_{V_2, \text{HGÜ}}$ | $2 P_{V_0}$ |
| Anzahl der Konverter | $2 \times n_{\text{DC}}$ |

In **Bild 3.2** sind die Konvertergesamtverluste eines VSC HGÜ-Systems in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung für die in **Tabelle 3.5** angegebenen Daten dargestellt.

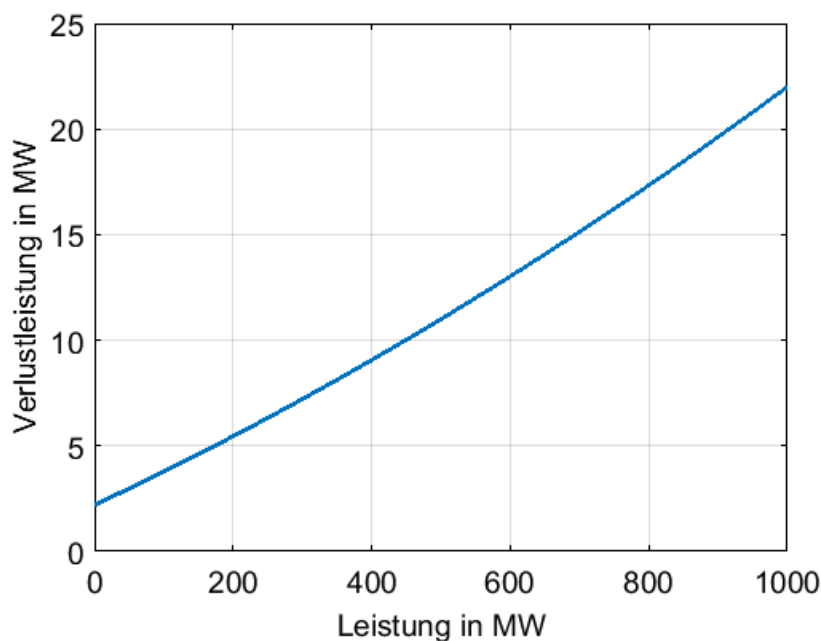


Bild 3.2 Konvertergesamtverluste in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung $P_{\text{ü}}$ für eine 1000-MW-VSC HGÜ

3.4 Investitionen

Die Investitionen für die Betriebsmittel in den vier Varianten sind in **Tabelle 3.6** zusammengefasst. Die Kostenannahmen wurden von TenneT vorgegeben, basieren auf Erfahrungswerten der Übertragungsnetzbetreiber und entsprechen bis auf den Kosten für die Drehstromkabel (im NEP Strom 2025 nicht angegeben) und denen für die Schaltfel-

der (hier wurden niedrigere Annahmen getroffen) den auch aktuell im Netzentwicklungsplan Strom 2025 [6], [7] verwendeten Kostenannahmen. Die Annahmen konnten nicht im Detail überprüft sondern nur einer Plausibilitätsprüfung unterzogen werden.

Tabelle 3.6 Annahmen für die Investitionen

| Maßnahme | Investition |
|---|----------------|
| 380-kV-Drehstromfreileitung mit zwei Systemen und Beseilung 4×565-AL1/72-ST1A inkl. Trassierung und Montage | 1500 T€ pro km |
| vier parallele 380-kV-Drehstrom-Kabelsysteme 3×1×2500 mm ² 2XS(FL)2Y in zwei Gräben inkl. Legung, Trassierung, Garnituren, Prüfungen, etc. | 9000 T€ pro km |
| Kabelübergangsanlage (KÜA) für Übergang von zwei Drehstrom-Freileitungsauf vier Drehstrom-Kabelsysteme | 1500 T€ |
| 380-kV-Drehstrom-Schaltfeld (dreiphasig) | 1700 T€ |
| 3-phasige Kompensationsdrosselspule (ohne Schaltfeld) | 15 T€/Mvar |
| 1000 MW VSC HGÜ Konverterstation mit Nebenanlagen, Grundstück, etc. einschließlich der Kosten für den Drehstrom-Anschluss | 200000 T€ |
| vier parallele 320-kV-Gleichstrom-Kabelsysteme (Hin- und Rückleiter) für 2×2 GW in vier Gräben inkl. Legung, Trassierung, Garnituren, Prüfung, etc. | 8000 T€ pro km |

Die längenbezogenen Kosten für 380-kV-Drehstromkabelsysteme unterliegen zum einen aufgrund der Abhängigkeit der Kupfer- und Kabelhohlpreise von den Weltmarktpreisen einem Beschaffungsrisiko und zum anderen durch Unwägbarkeiten beim Tiefbau und durch die mögliche Notwendigkeit von HDD-Bohrungen für die Querung von z. B. Verkehrswegen Preisschwankungen. Eine von TenneT durchgeführte Kostenabschätzung für die längenbezogenen Kosten für vier parallele 380-kV-Drehstromkabelsysteme in überwiegend offener Bauweise im Regelgrabenprofil (s. **Bild 2.4**) ergab mit mittleren Kostenannahmen längenbezogene Kosten in Höhe von 10,6 Mio. € / km. Diese längenbezogenen Kosten umfassen die Kosten für Materialien und Rohstoffe in Höhe von 5,9 Mio. € / km, die sich aus dem Kabelhohlpreis, den Preisen für Kupfer und Garnituren und Sonstigem zusammensetzen, die Kosten für den Tiefbau, inkl. angenommener durchschnittlicher Kosten für HDD-Bohrungen, die Kabellegung und Montage sowie Weiteres in Höhe von 4,5 Mio. € / km sowie Kosten für Eigenleistungen und die Planung in Höhe von 0,2 Mio. € / km. TenneT rechnet, wenn man die genannten Unsicherheiten bei der Kostenbestimmung einbezieht, mit einer Kostenspanne von 9 bis 12 Mio. € / km für die beschriebene Anordnung mit vier Kabelsystemen. Für die nachfolgenden Untersuchungen wird ein Wert von 9 Mio. € / km verwendet (s. **Tabelle 3.6**).

Die längenbezogenen Kosten für die 380-kV-Freileitung mit zwei Systemen (Doppelleitung) von insgesamt 1,5 Mio. € / km ergeben sich aus den Materialkosten für die Leiterseile, Isolatorketten und den Stahl für die Maste in Höhe von 0,6 Mio. € / km, den Kosten für die Gründung, Konstruktion und Errichtung inkl. dem Seilzug in Höhe von 0,7 Mio. € / km sowie den Kosten für Eigenleistungen, Provisorien, Zuwegungen und Sonstiges in Höhe von 0,2 Mio. € / km.

4 Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs der vier Varianten für die in Kapitel 3 angegebenen Annahmen und Parameterangaben dargestellt. In Abschnitt 4.1 werden die Ergebnisse erläutert und vergleichend diskutiert. In den Abschnitten 4.2 bis 4.5 sind ausschließlich die zugehörigen graphischen Darstellungen der Ergebnisse enthalten. Um den Einfluss unterschiedlicher Energiepreise (spezifische Verlustkosten k_l in **Tabelle 3.1**) auf den Wirtschaftlichkeitsvergleich analysieren zu können, werden Sensitivitätsanalysen und Vergleichsrechnungen durchgeführt und im Anhang in Kapitel 8 zusammenfassend dargestellt.

4.1 Diskussion der Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs

- Der Vergleich der Investitionen (K_{Inv}) in Abschnitt 4.2 und **Tabelle 4.1** zeigt, dass mit einem steigenden Anteil an Zwischenverkabelungen die Investitionen um mehr als 50 Mio. € bzw. 159 Mio. € ansteigen. Dies entspricht einem Anstieg der Investitionen für die gesamte Leitung um 14,4 % bei insgesamt 5,4 km Kabelstrecke bzw. um 45,3 % bei insgesamt 17,4 km Kabelstrecke gegenüber den Investitionen für die reine Freileitungsvariante FL in Höhe von 351,8 Mio. €.

Die HGÜ-Variante HGÜ-K weist mit Investitionen von mehr als 3,4 Mrd. € einen Mehrkostenfaktor von nahezu 8,8 gegenüber der Drehstrom-Freileitungsvariante FL auf. Dies entspricht einem Kostenverhältnis von nahezu 9,8 und Mehrkosten in Höhe von mehr als 3 Mrd. €.

Tabelle 4.1 Vergleich der Investitionen K_{Inv} für die vier Varianten

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|--|-------|----------|----------|--------|
| K_{Inv} in Mio. € | 351,8 | 402,6 | 511 | 3440 |
| ΔK_{Inv} zu $K_{Inv,FL}$ in Mio. € | 0 | 50,8 | 159,2 | 3088,2 |
| $\Delta K_{Inv} / K_{Inv,FL}$ in % | 0 | 14,4 | 45,3 | 877,8 |

- Die Vergleiche der jährlichen Verlustkosten K_{aPV} in Abschnitt 4.3 und **Tabelle 4.2** und der Barwerte der Verlustkosten B_{PV} in Abschnitt 4.4 und **Tabelle 4.3** zeigen, dass bei den Drehstromvarianten die jährlichen Verlustkosten und die Barwerte der Verlustkosten durch die Kosten der stromabhängigen Verluste dominiert werden, diese aber mit wachsendem Kabelanteil abnehmen. Es kommen dann aber steigende

Kosten und Barwerte für die Kompensationsverluste hinzu, so dass die jährlichen Gesamtverlustkosten für die Varianten FL-1-ZVK und FL-2-ZVK geringfügig um ca. 100 T€ und 300 T€ bzw. die Barwerte um 1,2 Mio. € und 3,7 Mio. € zunehmen. Dies entspricht jeweils einem Anstieg um 0,8 % und 2,7 % gegenüber der Variante FL. Die spannungsabhängigen Verlustkosten unterscheiden sich für alle Varianten nur geringfügig, wobei sie mit steigendem Kabelanteil ebenfalls ansteigen.

Die jährlichen Verlustkosten und deren Barwerte für die Variante HGÜ-K sind am höchsten. Sie werden jeweils durch die Verluste in den Konvertern dominiert. Gegenüber den jährlichen Verlustkosten für die Drehstrom-Freileitungsvariante FL sind sie um 1,7 Mio. € höher, während die Barwerte der Verlustkosten um 25,0 Mio. € höher ausfallen. Dies entspricht jeweils einer Erhöhung um 18,2 % gegenüber der Variante FL.

Tabelle 4.2 Vergleich der jährlichen Verlustkosten K_{PV} für die vier Varianten

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|--|-----|----------|----------|-------|
| K_{aPV} in Mio. € | 9,2 | 9,3 | 9,5 | 10,9 |
| ΔK_{aPV} zu $K_{aPV,FL}$ in Mio. € | 0 | 0,1 | 0,3 | 1,7 |
| $\Delta K_{aPV} / K_{aPV,FL}$ in % | 0 | 0,8 | 2,7 | 18,2 |

Tabelle 4.3 Vergleich der Barwerte der Verlustkosten B_{PV} für die vier Varianten

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|--|-------|----------|----------|-------|
| B_{PV} in Mio. € | 137,3 | 138,5 | 141,1 | 162,4 |
| ΔB_{PV} zu $B_{PV,FL}$ in Mio. € | 0 | 1,2 | 3,7 | 25,0 |
| $\Delta B_{PV} / B_{PV,FL}$ in % | 0 | 0,8 | 2,7 | 18,2 |

Der Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} in Abschnitt 4.5 und **Tabelle 4.4** zeigt, dass die Barwerte der Gesamtkosten durch die Investitionen dominiert werden und relativ dazu die Unterschiede der Barwerte der Verlustkosten der einzelnen Varianten keine Verschiebung der Gesamtbarwertverhältnisse bewirken können. Die Barwerte der Verlustkosten der Variante HGÜ-K bewirken allerdings eine weitere Vergrößerung des absoluten Kostenunterschieds. Die Variante HGÜ-K ist mit einem Barwert der Gesamtkosten von 3,6 Mrd. € um das ca. 7,4-fache teurer als die Drehstrom-Freileitungsvariante FL auf. Dies entspricht einem Mehrkostenfaktor

von ca. 6,4 und Mehrkosten in Höhe von mehr als 3,1 Mrd. €. Aufgrund der im Vergleich zu den Trassenlängen der im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) genannten HGÜ-Verbindungen kurzen Trassenlänge wirken sich die Investitionen für die Konverter relativ zu den reinen Leitungskosten stark auf die Gesamtkosten aus. Auch schlagen sich die hohen Verluste der Konverter in entsprechend hohen Verlustkostenanteilen nieder, so dass sich die geringeren Leitungsverluste der HGÜ-Kabel gegenüber den HDÜ-Varianten auf dieser kurzen Trassenlänge nicht entscheidend auf die Verlustkostenverhältnisse auswirken können. Diese Vorteile der HGÜ würden sich erst bei größeren Trassenlängen positiv auf die Gesamtkosten auswirken.

Insgesamt ist die reine Freileitungsvariante FL mit einem Barwert von 489,1 Mio. € die wirtschaftlichste Variante.

Tabelle 4.4 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} für die vier Varianten

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|---|-----------|-----------------|-----------------|--------------|
| B_{ges} in Mio. € | 489,1 | 541,1 | 652,1 | 3602,4 |
| ΔB_{ges} zu $B_{\text{ges,FL}}$ in Mio. € | 0 | 52 | 163 | 3113,2 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 10,6 | 33,3 | 636,5 |

4.2 Vergleich der Investitionen

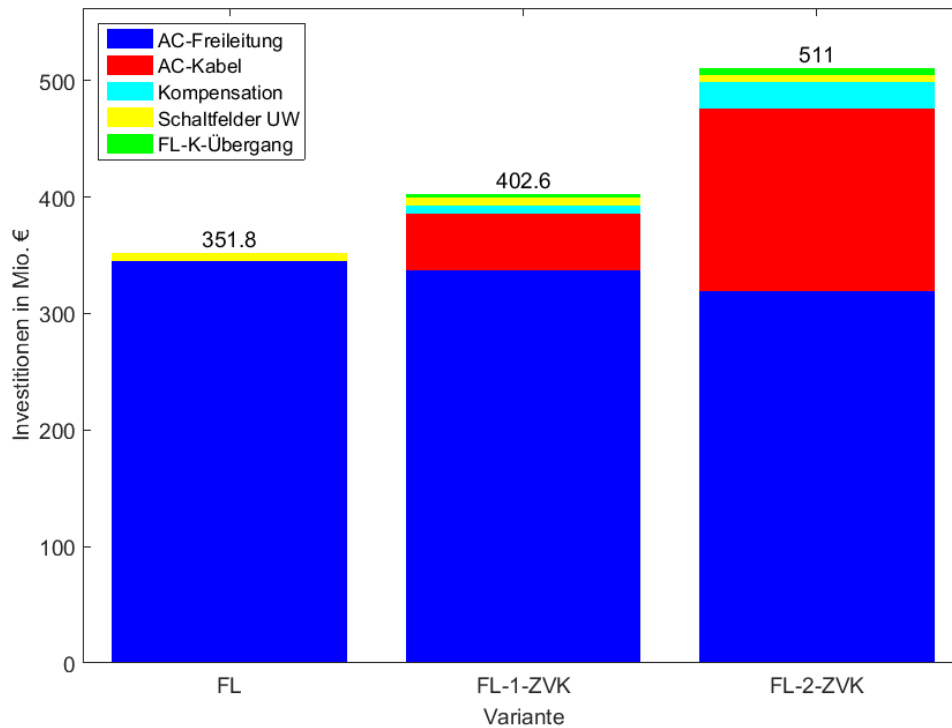


Bild 4.1 Investitionen für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK

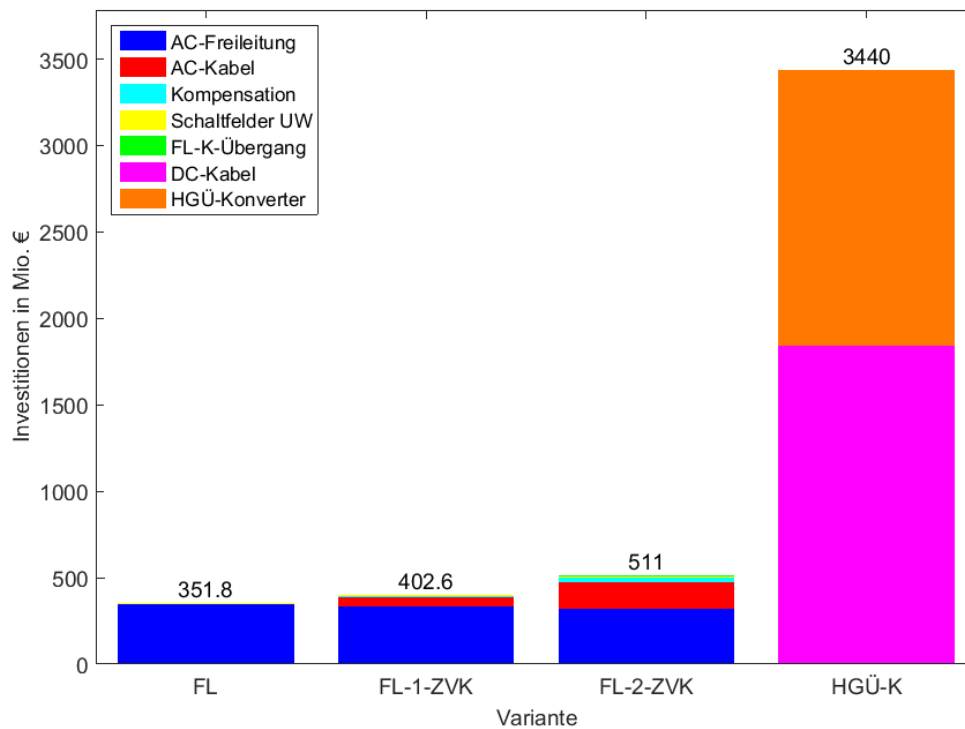


Bild 4.2 Investitionen für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K

4.3 Vergleich der jährlichen Verlustkosten

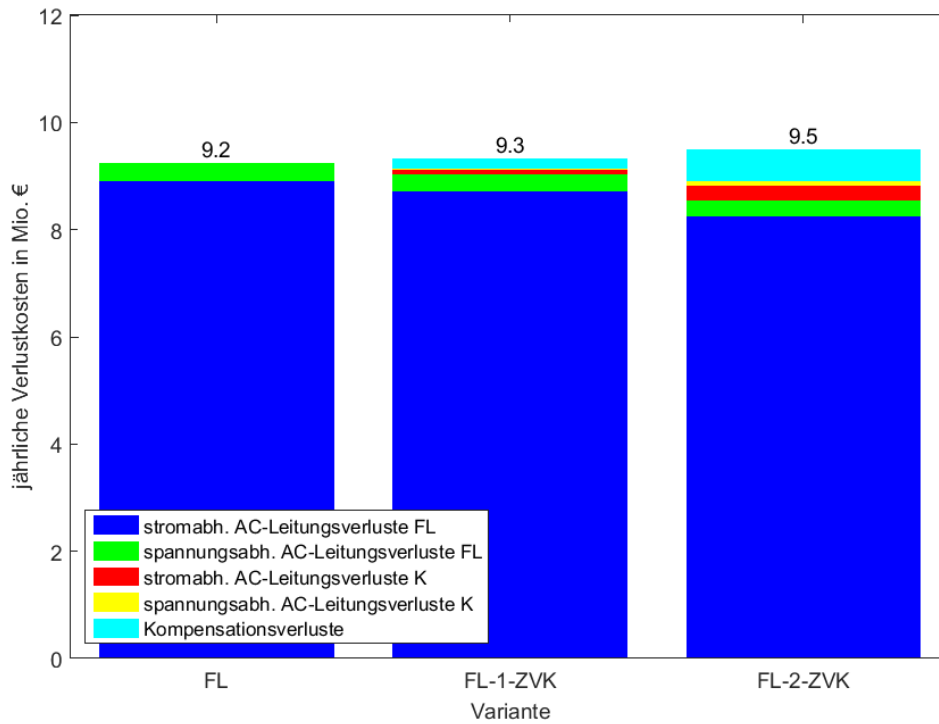


Bild 4.3 Jährliche Verlustkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK

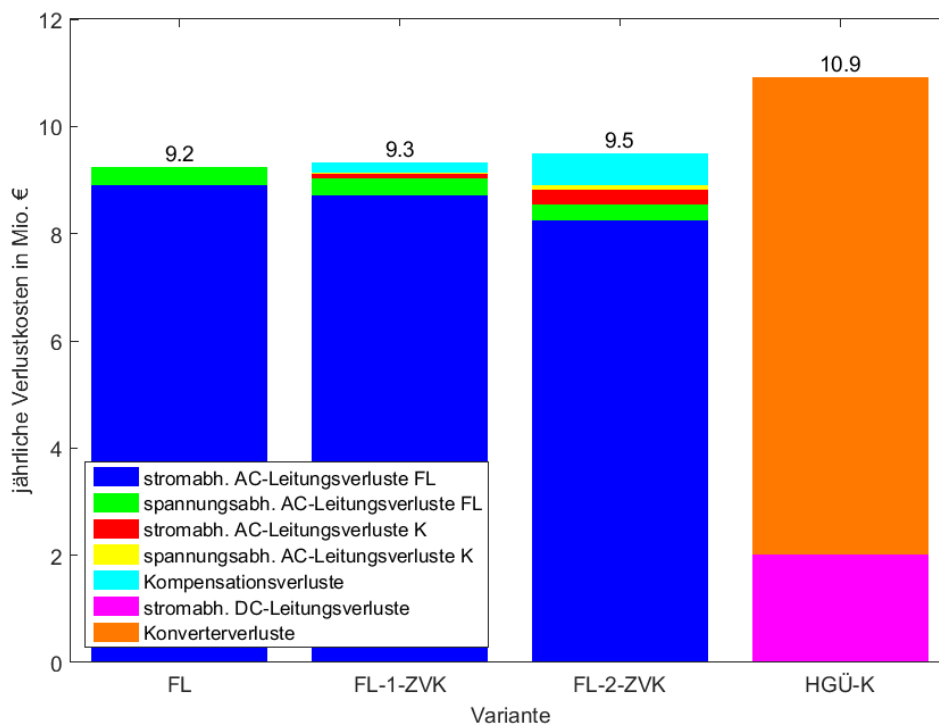


Bild 4.4 Jährliche Verlustkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K

4.4 Vergleich der Barwerte der Verlustkosten

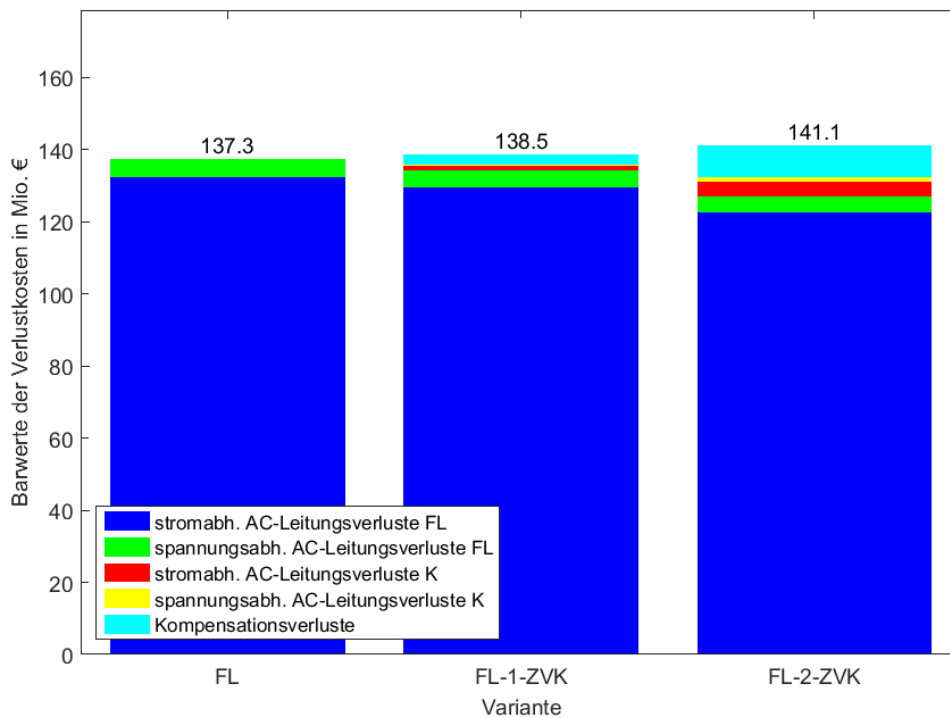


Bild 4.5 Barwerte der Verlustkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK

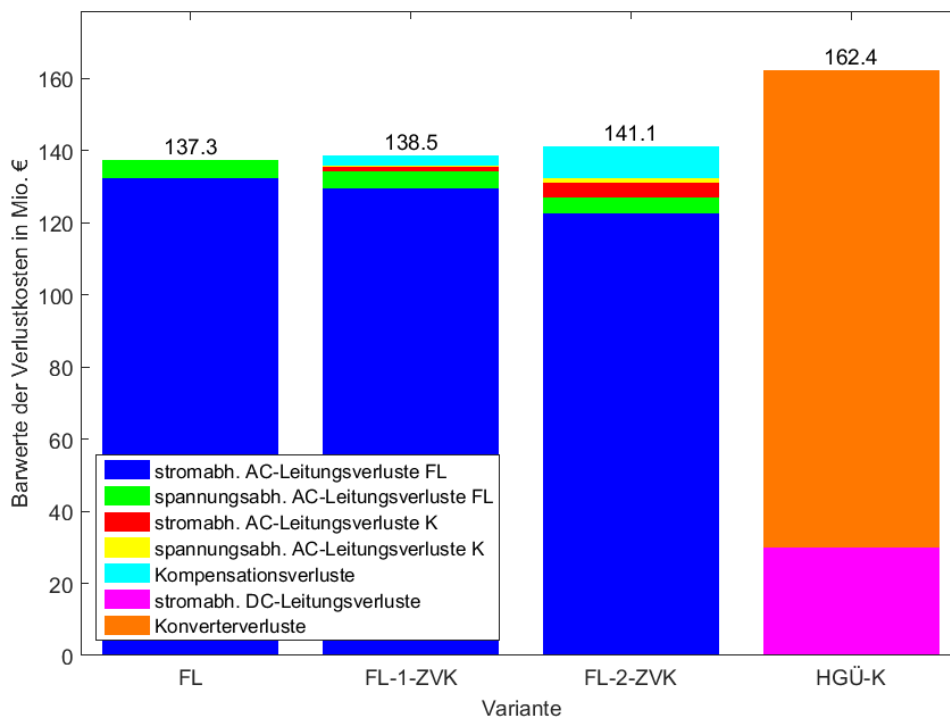


Bild 4.6 Barwerte der Verlustkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K

4.5 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten

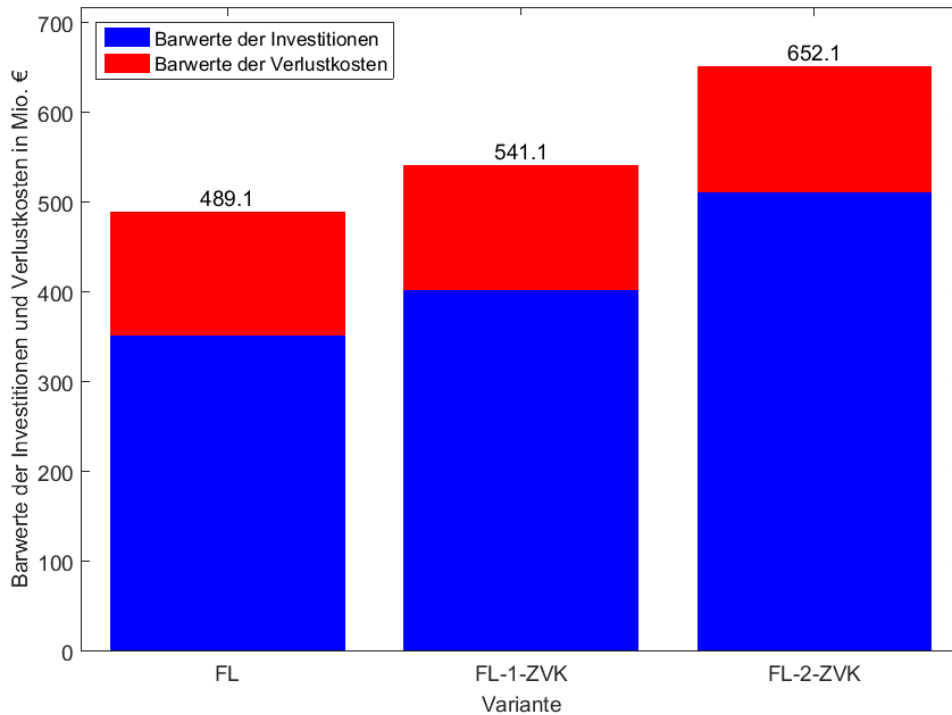


Bild 4.7 Barwerte der Gesamtkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK

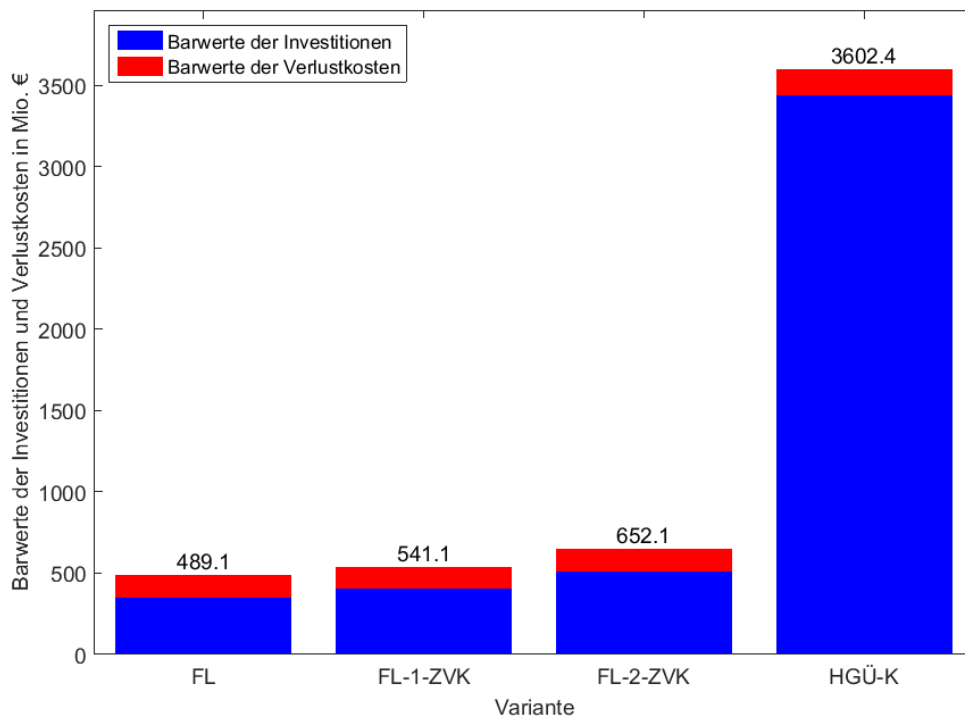


Bild 4.8 Barwerte der Gesamtkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K

5 Vergleich ZVK- mit Freileitungsabschnitten

In den beiden folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse eines Wirtschaftlichkeitsvergleichs der Zwischenverkabelungsabschnitte mit gleich langen Freileitungsabschnitten für die in Kapitel 3 angegebenen Annahmen und Parameterangaben dargestellt. Dabei umfassen die berücksichtigten Kosten der Zwischenverkabelungsabschnitte auch die Investitionen für die Kompensationsanlagen und die KÜA sowie die Verlustkosten der Kompensationsanlagen.

In Abschnitt 5.1 werden die Ergebnisse erläutert und vergleichend diskutiert. Im Abschnitt 5.2 sind die zugehörigen graphischen Darstellungen der Ergebnisse enthalten. Um den Einfluss unterschiedlicher Energiepreise (spezifische Verlustkosten k_l in **Tabelle 3.1**) auf diesen Wirtschaftlichkeitsvergleich analysieren zu können, werden Sensitivitätsanalysen und Vergleichsrechnungen durchgeführt und im Anhang in Kapitel 9 zusammenfassend dargestellt.

5.1 Diskussion der Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs

- Der Vergleich der Investitionen K_{Inv} für die Zwischenverkabelungsabschnitte mit denen für gleich lang angenommene Freileitungsabschnitte in **Tabelle 5.1** und **Bild 5.1** zeigt, dass die Investitionen für die Zwischenverkabelungsabschnitte mehr als dem 7-fachen der Investitionen für einen gleich langen Freileitungsabschnitt entsprechen. Dies entspricht für die untersuchten Abschnittslängen Mehrkosten von mehr als 50 Mio. € (Variante FL-1-ZVK) bzw. 159 Mio. € (Variante FL-2-ZVK).

Tabelle 5.1 Vergleich der Investitionen K_{Inv} für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ¹⁾ ZVK |
|---|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|----------------------------|
| K_{Inv} in Mio. € | 8,1 | 58,9 | 18 | 126,4 | 26,1 | 185,3 |
| ΔK_{Inv} zu $K_{Inv,FL}$ in Mio. € | 0 | 50,8 | 0 | 108,4 | 0 | 159,2 |
| $\Delta K_{Inv} / K_{Inv,FL}$ in % | 0 | 627,1 | 0 | 602,5 | 0 | 610,1 |

¹⁾ 5,4 km ZVK + 12,0 km ZVK einschließlich Kompensationsanlagen und 2 × 2 KÜA

- Die Vergleiche der jährlichen Verlustkosten K_{aPV} in **Tabelle 5.2** und **Bild 5.2** und der Barwerte der Verlustkosten B_{PV} in **Tabelle 5.3** und **Bild 5.3** zeigen, dass die jährlichen Verlustkosten und die zugehörigen Barwerte für die Zwischenverkabelungsabschnitte um 36,1 % höher sind als die von gleich langen Freileitungsabschnitten. Dies entspricht zusätzlichen Barwerten der Verlustkosten in Höhe von 1,2 Mio. € für die Variante FL-1-ZVK bzw. 3,7 Mio. € für die Variante FL-2-ZVK. Diese gegenüber den Verlustkosten von gleich langen Freileitungsabschnitten erhöhten Verlustkosten der ZVK-Abschnitte sind durch die zusätzlichen Verluste in den Kompensationsanlagen begründet, die die Verlusteinsparungen durch die gegenüber der Freileitung geringeren stromabhängigen Verluste in den Kabeln mehr als aufwiegen.

Tabelle 5.2 Vergleich der jährlichen Verlustkosten K_{aPV} für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|--------------|
| K_{aPV} in T€ | 217 | 295,3 | 482,3 | 656,2 | 699,3 | 951,5 |
| ΔK_{aPV} zu $K_{aPV,FL}$ in T€ | 0 | 78,3 | 0 | 173,9 | 0 | 252,2 |
| $\Delta K_{aPV} / K_{aPV,FL}$ in % | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 |

Tabelle 5.3 Vergleich der Barwerte der jährlichen Verlustkosten B_{PV} für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|--------------|
| B_{PV} in Mio. € | 3,2 | 4,4 | 7,2 | 9,8 | 10,4 | 14,1 |
| ΔB_{PV} zu $B_{PV,FL}$ in Mio. € | 0 | 1,2 | 0 | 2,6 | 0 | 3,7 |
| $\Delta B_{PV} / B_{PV,FL}$ in % | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 |

- Der Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} in **Tabelle 5.4** und **Bild 5.4** zeigt, dass die Barwerte der Gesamtkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte

um mehr als das 5,4-fache höher sind als die von gleich langen Freileitungsabschnitten. Dies entspricht einem Mehrkostenfaktor von mehr als 4,4 und Mehrkosten in Höhe von 52 Mio. € für die Variante FL-1-ZVK bzw. von 163,0 Mio. € für die Variante FL-2-ZVK.

Tabelle 5.4 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| B_{ges} in Mio. € | 11,3 | 63,3 | 25,2 | 136,2 | 36,5 | 199,5 |
| ΔB_{ges} zu $B_{\text{ges,FL}}$ in Mio. € | 0 | 52,0 | 0 | 111,0 | 0 | 163,0 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 458,8 | 0 | 441,2 | 0 | 446,7 |

5.2 Ergebnisdarstellungen

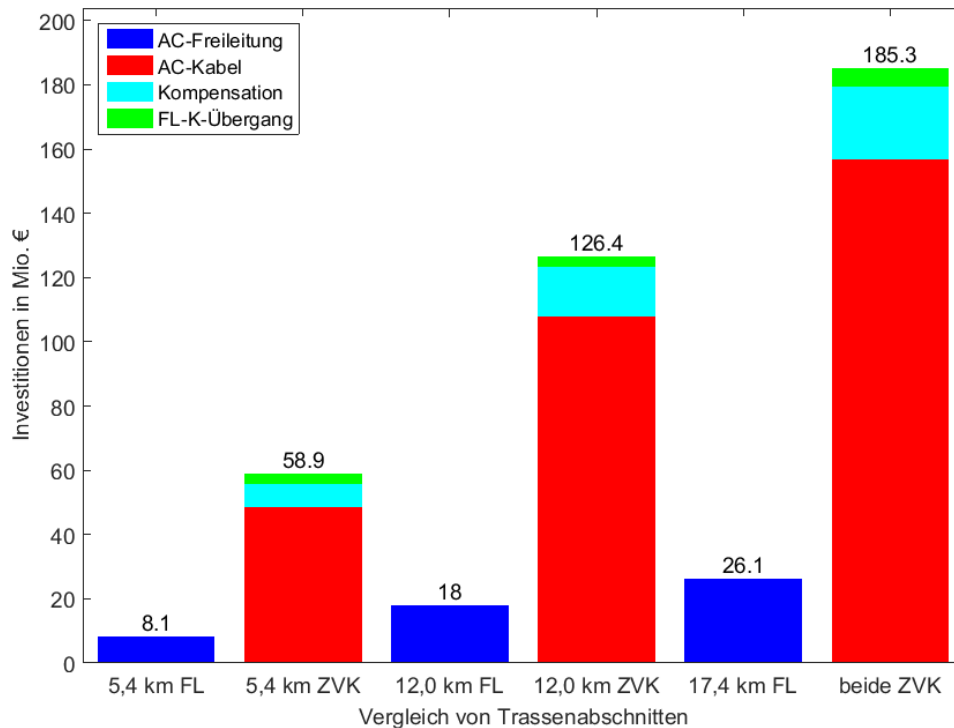


Bild 5.1 Investitionen für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

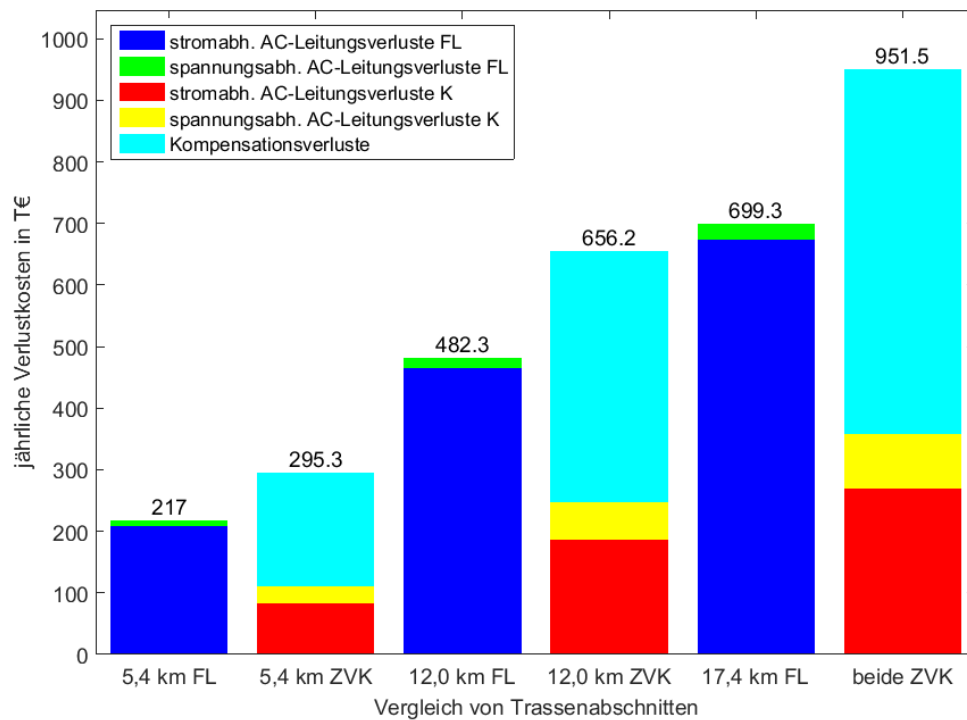


Bild 5.2 Jährliche Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

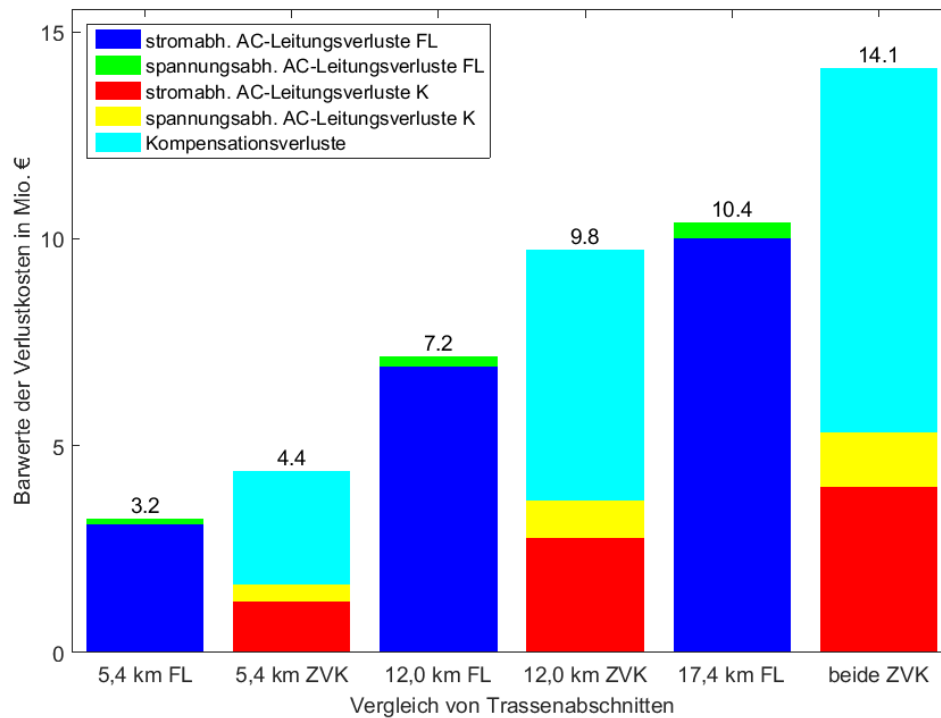


Bild 5.3 Barwerte der Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

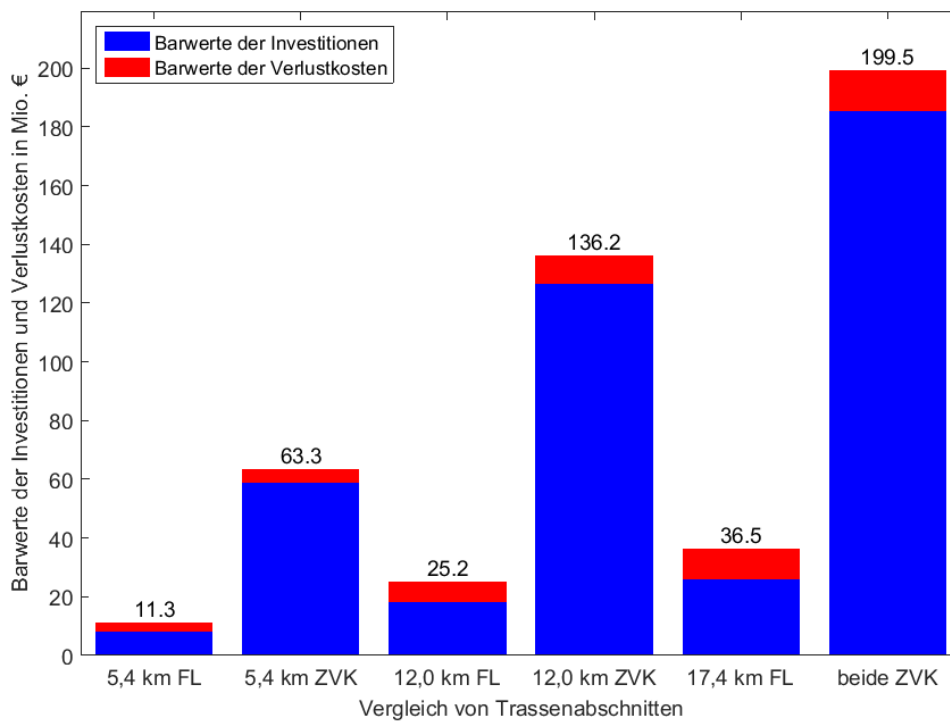


Bild 5.4 Barwerte der Gesamtkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten

6 Zusammenfassung

Es wurde entsprechend der Aufgabenstellung ein Wirtschaftlichkeitsvergleich auf Basis der Barwerte der Investitionen und Betriebskosten für drei Ausführungsvarianten der 380-kV-Leitungsverbindung Wahle – Mecklar, die sich hinsichtlich der Anzahl der Zwischenverkabelungen und damit auch hinsichtlich des möglichen Kabelanteils unterscheiden, durchgeführt. Die Varianten sind:

- Ausführung als Freileitung (Variante FL)
- Ausführung als Freileitung mit einer Zwischenverkabelung im Raum Göttingen auf einer Trassenlänge von 5,4 km (Variante FL-1-ZVK)
- Ausführung als Freileitung mit einer Zwischenverkabelung im Raum Göttingen auf einer Trassenlänge von 5,4 km und einer Zwischenverkabelung auf einer Trassenlänge von 12 km im Abschnitt A (Variante FL-2-ZVK)

Zusätzlich zu diesen drei Varianten wurde für Vergleichszwecke auch eine hypothetische Ausführungsvariante der Leitungsverbindung mit einer 2×2 Voltage Source Converter Hochspannungsgleichstromübertragung (VSC HGÜ) mit vier Erdkabelsystemen betrachtet (Variante HGÜ-K).

Die Parameter für die Kostenrechnung und die Kostenannahmen für die Betriebsmittel wurden von TenneT vorgegeben. Die Kostenannahmen entsprechen bis auf denen für die Drehstrom-Erdkabel und die Schaltfelder den auch aktuell im Netzentwicklungsplan Strom 2025 verwendeten Kostenannahmen. Für die Drehstrom-Erdkabel wurden die auf einer Kostenschätzung von TenneT basierenden Annahmen auf Plausibilität geprüft und verwendet.

In allen Varianten wurden u. a. die Investitionen und Betriebskosten für zwei Abzweigungen zur Speisung unterlagerter 110-kV-Netze, Reparaturkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, zusätzliche Kosten in Folge von besonderen Aufwendungen für die Querung von Verkehrswegen, ein möglicherweise notwendiger Ersatzneubau nach 40 Jahren für die Kabelsysteme sowie ggf. am Ende des Betrachtungszeitraums vorhandene Restwerte nicht berücksichtigt. Die Berücksichtigung dieser Kostenfaktoren würde sich in der Summe zu Ungunsten der Varianten mit einer Zwischenverkabelung (FL-1-ZVK und FL-2-ZVK) und der VSC HGÜ-Variante (HGÜ-K) auswirken.

Die Gegenüberstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Leitungsvarianten zeigt, dass die Leitungsausführung als reine Freileitung (Variante FL) mit einem Barwert von 489,1 Mio. € über einen Zeitraum von 40 Jahren bei Energiepreisen

von 30 €/MWh von allen Varianten die wirtschaftlichste Variante ist (s. **Tabelle 6.1**). Da die Barwerte der Verlustkosten im Vergleich zu den Investitionen gering ausfallen und keinen entscheidenden Einfluss auf die Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten haben, wirken sich die Variationen der Energiekosten zwischen 25 €/MWh bis 35 €/MWh (siehe Anhang) auch nur vergleichsweise geringfügig auf die Barwertverhältnisse aus. Die Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten der Varianten HGÜ-K und FL variieren zwischen 7,1 bis 7,7 und nehmen mit steigenden Energiepreisen ab. Allerdings nimmt der absolute Unterschied zwischen den Barwerten der Gesamtkosten aufgrund der höheren Verluste der Variante HGÜ-K mit steigenden Energiepreisen von 3,109 Mrd. € bei Energiekosten von 25 €/MWh auf 3,117 Mrd. € bei Energiekosten von 35 €/MWh um 8,3 Mio. € zu.

Tabelle 6.1 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} für die vier Varianten für unterschiedliche Energiepreise k_1

| $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$ | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|--|-------|----------|----------|--------|
| B_{ges} in Mio. € | 466,3 | 518 | 628,6 | 3575,3 |
| ΔB_{ges} in Mio. € | 0 | 51,8 | 162,4 | 3109,1 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 11,1 | 34,8 | 666,8 |
| $k_1 = 30 \text{ €/MWh}$ | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
| B_{ges} in Mio. € | 489,1 | 541,1 | 652,1 | 3602,4 |
| ΔB_{ges} in Mio. € | 0 | 52 | 163 | 3113,2 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 10,6 | 33,3 | 636,5 |
| $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$ | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
| B_{ges} in Mio. € | 512,0 | 564,2 | 675,6 | 3629,5 |
| ΔB_{ges} in Mio. € | 0 | 52,1 | 163,6 | 3117,4 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 10,2 | 32,0 | 608,8 |

Bei der HGÜ-Variante HGÜ-K wirken sich aufgrund der im Vergleich zu den Trassenlängen der im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) genannten HGÜ-Verbindungen kurzen Trassenlänge die Investitionen für die Konverter und auch die hohen Verluste der Konverter vergleichsweise stark auf die Gesamtkosten aus. Auch schlagen sich die hohen Verluste der Konverter in entsprechend hohen Verlustkostenanteilen nieder, so dass sich die geringeren Leitungsverluste der HGÜ-Kabel gegenüber den HDÜ-Varianten auf dieser kurzen Trassenlänge nicht entscheidend auf die Verlustkostenverhältnisse

auswirken können. Diese Vorteile der HGÜ würden sich erst bei größeren Trassenlängen positiv auf die Gesamtkosten auswirken.

Die Barwerte der Gesamtkosten der Varianten FL-1-ZVK und FL-2-ZVK sind zwischen 10,2 % bis 11,1 % bei insgesamt 5,4 km Kabelstrecke bzw. zwischen 32,0 % bis 34,8 % bei insgesamt 17,4 km Kabelstrecke höher als die Barwerte der Gesamtkosten der Freileitungsvariante FL in Höhe von 470,6 Mio. €. Die Differenzen der Barwerte der Gesamtkosten nehmen dabei aufgrund der durch die Kompensationsverluste bedingten höheren Verluste der Varianten FL-1-ZVK und FL-2-ZVK mit steigenden Energiepreisen geringfügig zu, während dabei die Mehrkostenfaktoren aufgrund der mit den Energiepreisen ebenfalls steigenden Barwerte der Variante FL abnehmen. Insgesamt sind die Barwerte der Gesamtkosten der Freileitungsvariante FL um mindestens 51,8 Mio. € bzw. 162,4 Mio. € geringer als die der Varianten FL-1-ZVK und FL-2-ZVK.

Die Fokussierung des Wirtschaftlichkeitsvergleichs auf den Vergleich der Zwischenverkabelungsabschnitte mit gleich lang angenommenen Freileitungsabschnitten zeigt für unterschiedliche Energiepreise k_1 (s. **Tabelle 6.2**), dass die Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} für die Zwischenverkabelungsabschnitte um mehr als das 5,2-fache höher sind als die von gleich langen Freileitungsabschnitten. Dies entspricht je nach angenommenen Energiepreisen Mehrkosten in Höhe von mindestens 51,8 Mio. € für die Variante FL-1-ZVK bzw. von mindestens 162,4 Mio. € für die Variante FL-2-ZVK.

Das vorliegende Gutachten beschränkt sich auftragsgemäß auf einen Wirtschaftlichkeitsvergleich der vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Ausführungsvarianten hinsichtlich der Investitions- und Verlustkosten bei Zugrundelegung der dargestellten Annahmen. Bei der Entscheidung für eine Variante der Ausführung der Leitung Wahl – Mecklar sind neben den hier angegebenen Barwerten der Gesamtkosten (Investitionen und jährliche Verlustkosten) auch die technischen Übertragungseigenschaften, die Anforderungen an und Auswirkungen auf die Netzbetriebsführung, umweltfachliche und soziale Auswirkungen der einzelnen Ausführungsvarianten zu berücksichtigen.

Tabelle 6.2 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} für die Zwischenverkabelungsabschnitte mit denen gleich langer Freileitungsabschnitten für unterschiedliche Energiepreise k_1

| | | | | | | |
|--|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$ | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide¹⁾ ZVK |
| B_{ges} in Mio. € | 10,8 | 62,5 | 24 | 134,6 | 34,8 | 197,1 |
| ΔB_{ges} in Mio. € | 0 | 51,8 | 0 | 110,6 | 0 | 162,4 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 479,8 | 0 | 461,4 | 0 | 467,1 |
| $k_1 = 30 \text{ €/MWh}$ | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
| B_{ges} in Mio. € | 11,3 | 63,3 | 25,2 | 136,2 | 36,5 | 199,5 |
| ΔB_{ges} in Mio. € | 0 | 52,0 | 0 | 111,0 | 0 | 163,0 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 458,8 | 0 | 441,2 | 0 | 446,7 |
| $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$ | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
| B_{ges} in Mio. € | 11,9 | 64 | 26,4 | 137,8 | 38,2 | 201,8 |
| ΔB_{ges} in Mio. € | 0 | 52,1 | 0 | 111,5 | 0 | 163,6 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 439,6 | 0 | 422,9 | 0 | 428,1 |

¹⁾ 5,4 km ZVK + 12,0 km ZVK einschließlich Kompensationsanlagen und 2×2 KÜA

7 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020," Köln, Endbericht Februar 2005.
- [2] Deutsche Energie-Agentur (dena), "dena-Netzstudie II," Berlin, Endbericht 2010.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH [Hrsg.] (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. Zweiter überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 15. August 2012, Berlin. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>
- [4] <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/onshore-projekte/wahle-mecklar/projektbeschreibung.html>. Abgerufen 31.12.2015.
- [5] <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/onshore-projekte/wahle-mecklar/trassenverlauf.html>. Abgerufen 31.12.2015.
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf, http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/NEP_2025_1_Entwurf_Teil11.pdf. Abgerufen 31.12.2015.
- [7] Kostenschätzungen (zu Kapitel 4.2) des Netzentwicklungsplans Strom 2025. http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/kostenschuetzungen_nep_2025_1_entwurf.pdf. Abgerufen 31.12.2015.
- [8] https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-17-Erdverkabelung-HGUE-Habild.pdf. Abgerufen 31.12.2015.
- [9] Heuck, K., Dettmann, K.-D., Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 13. Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

8 Wirtschaftlichkeitsvergleich bei Variation des Energiepreises

8.1 Ergebnisübersicht

Es werden die Barwerte der jährlichen Verlustkosten und die Barwerte der Gesamtkosten aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten für eine Variation der spezifischen Verlustkosten k_1 (vgl. **Tabelle 3.1**), die den Energiepreisen entsprechen, bestimmt. Die Ergebnisse für die Barwerte der jährlichen Verlustkosten sind in **Tabelle 8.1** und **Tabelle 8.2** sowie in den Abschnitten 8.2 und 8.3 dargestellt. Die Ergebnisse für die Barwerte der Gesamtkosten aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten finden sich in **Tabelle 8.3** und **Tabelle 8.4** sowie in den Abschnitten 8.4 und 8.5. Die Barwerte der Investitionen bleiben gegenüber den in Abschnitt 4.2 angegebenen Werten unverändert.

Tabelle 8.1 Vergleich der Barwerte B_{ges} der jährlichen Verlustkosten für die vier Varianten für einen Energiepreis von $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|---|-----------|-----------------|-----------------|--------------|
| B_{ges} in Mio. € | 114,5 | 115,4 | 117,6 | 135,3 |
| ΔB_{ges} zu $B_{\text{ges,FL}}$ in Mio. € | 0 | 1,0 | 3,1 | 20,9 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 0,8 | 2,7 | 18,2 |

Tabelle 8.2 Vergleich der Barwerte B_{ges} der jährlichen Verlustkosten für die vier Varianten für einen Energiepreis von $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|---|-----------|-----------------|-----------------|--------------|
| B_{ges} in Mio. € | 160,2 | 161,6 | 164,6 | 189,5 |
| ΔB_{ges} zu $B_{\text{ges,FL}}$ in Mio. € | 0 | 1,4 | 4,4 | 29,2 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 0,8 | 2,7 | 18,2 |

Tabelle 8.3 Vergleich der Barwerte B_{ges} der Gesamtkosten aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten für die vier Varianten für einen Energiepreis von $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|---|-----------|-----------------|-----------------|--------------|
| B_{ges} in Mio. € | 466,3 | 518 | 628,6 | 3575,3 |
| ΔB_{ges} zu $B_{\text{ges,FL}}$ in Mio. € | 0 | 51,8 | 162,4 | 3109,1 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 11,1 | 34,8 | 666,8 |

Tabelle 8.4 Vergleich der Barwerte B_{ges} der Gesamtkosten aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten für die vier Varianten für einen Energiepreis von $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

| | FL | FL-1-ZVK | FL-2-ZVK | HGÜ-K |
|---|-----------|-----------------|-----------------|--------------|
| B_{ges} in Mio. € | 512,0 | 564,2 | 675,6 | 3629,5 |
| ΔB_{ges} zu $B_{\text{ges,FL}}$ in Mio. € | 0 | 52,1 | 163,6 | 3117,4 |
| $\Delta B_{\text{ges}} / B_{\text{ges,FL}}$ in % | 0 | 10,2 | 32,0 | 608,8 |

8.2 Barwerte der jährlichen Verlustkosten für $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

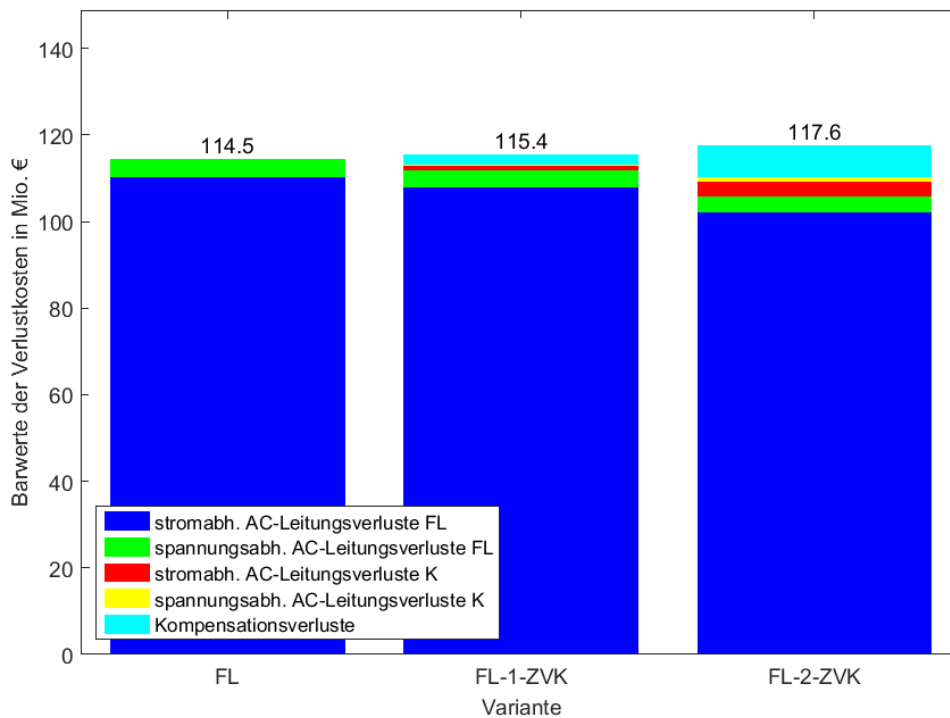


Bild 8.1 Barwerte der jährlichen Verlustkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK für einen Energiepreis von $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

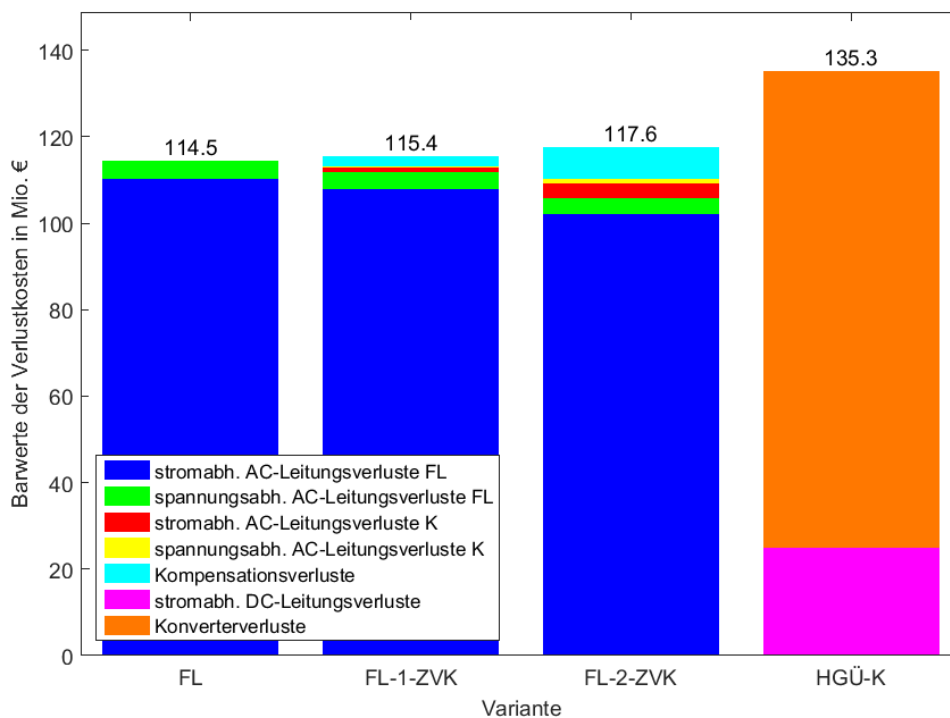


Bild 8.2 Barwerte der jährlichen Verlustkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K für einen Energiepreis von $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

8.3 Barwerte der jährlichen Verlustkosten für $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

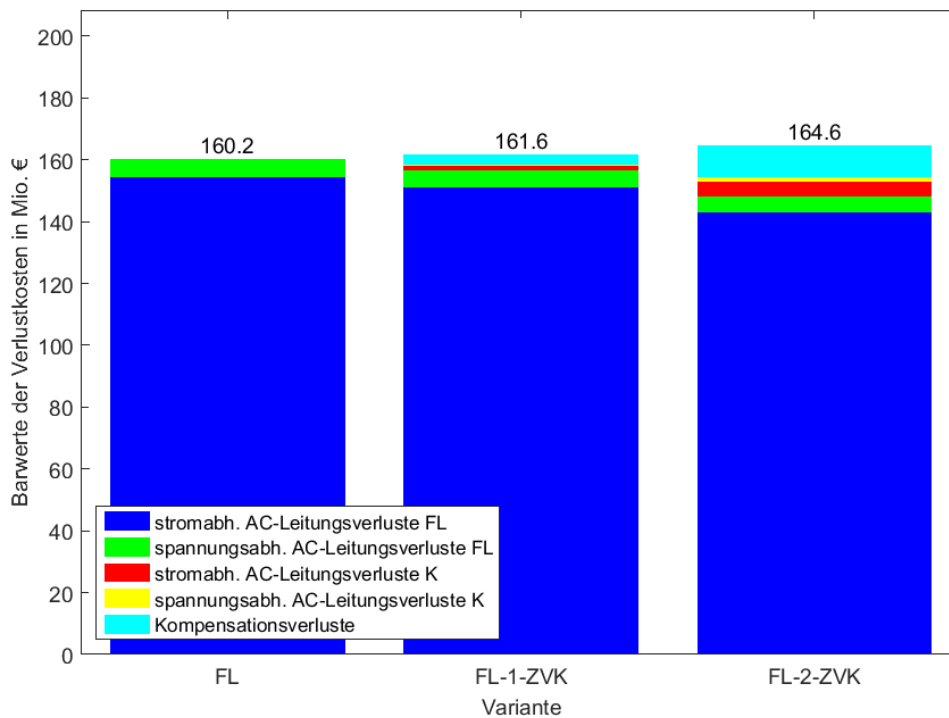


Bild 8.3 Barwerte der jährlichen Verlustkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK für einen Energiepreis von $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

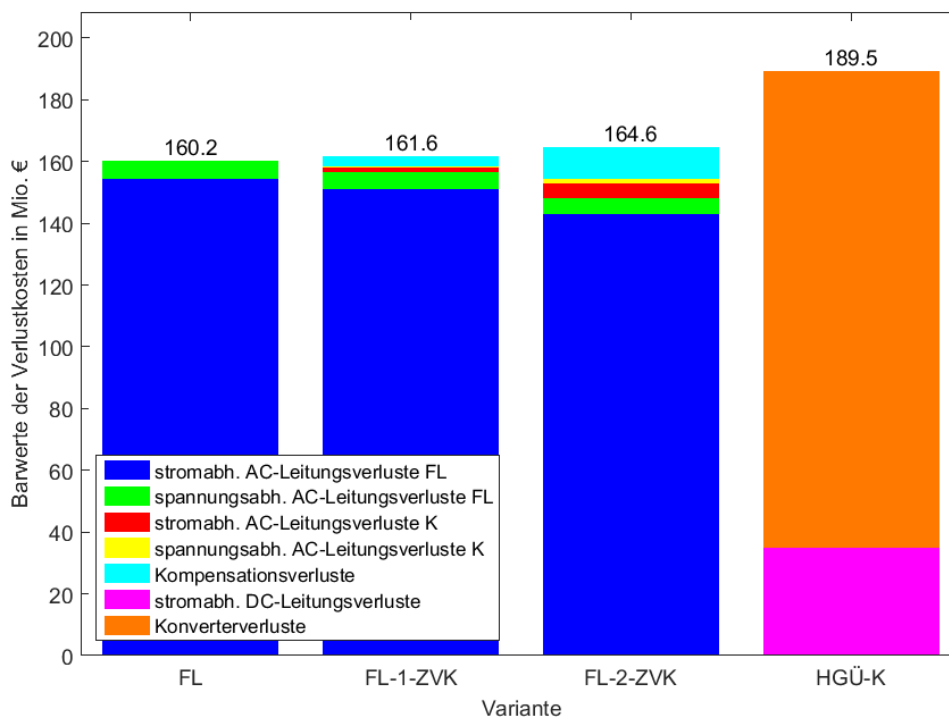


Bild 8.4 Barwerte der jährlichen Verlustkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K für einen Energiepreis von $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

8.4 Barwerte der Gesamtkosten für $k_I = 25 \text{ €/MWh}$

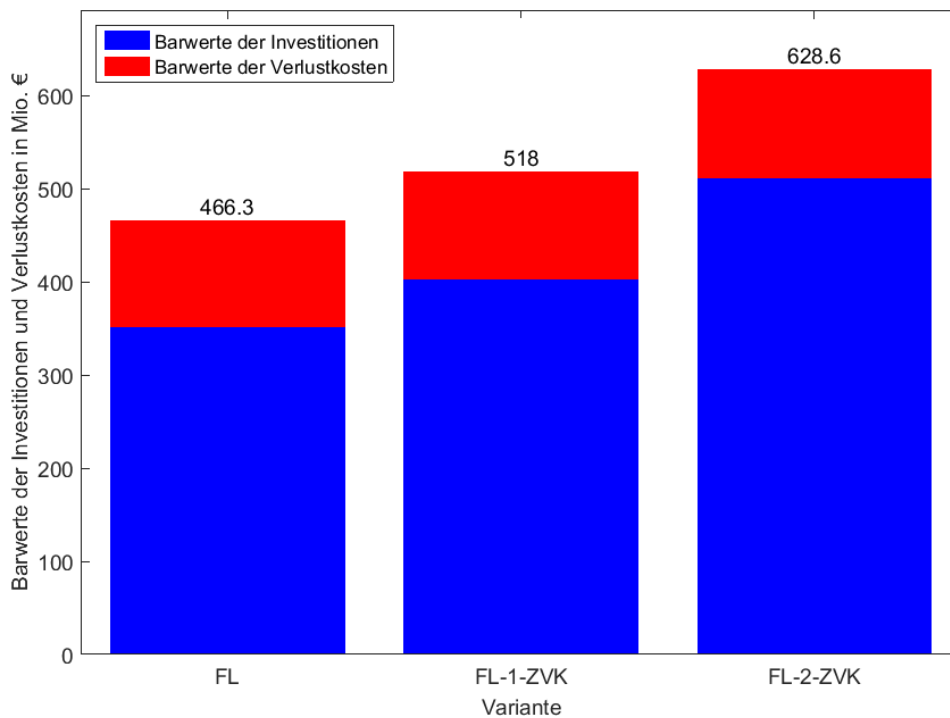


Bild 8.5 Barwerte der Gesamtkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK für einen Energiepreis von $k_I = 25 \text{ €/MWh}$

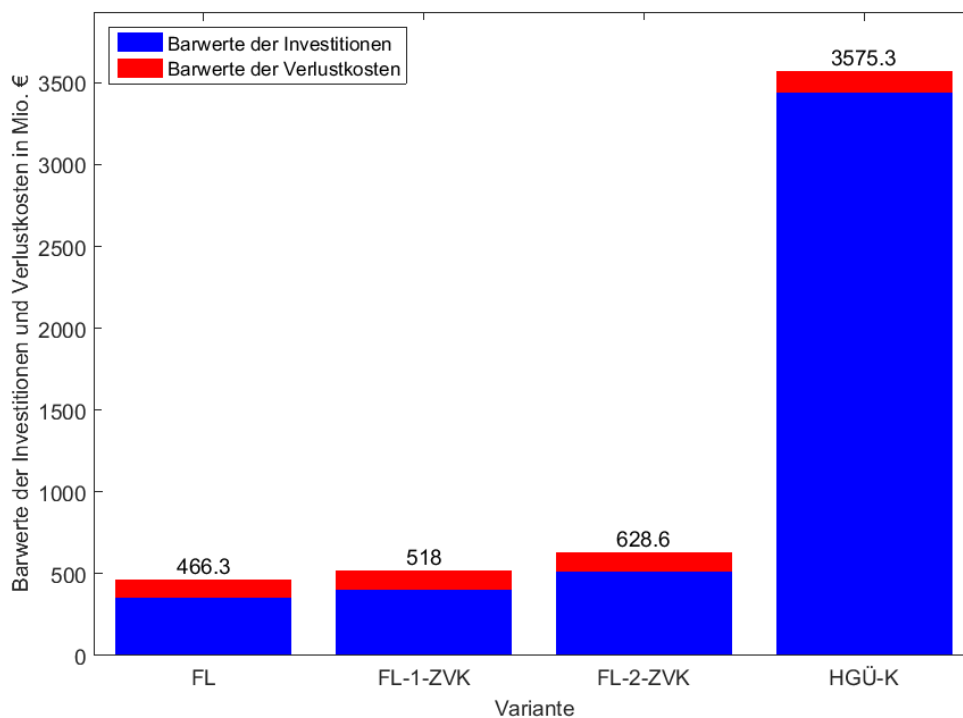


Bild 8.6 Barwerte der Gesamtkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K für einen Energiepreis von $k_I = 25 \text{ €/MWh}$

8.5 Barwerte der Gesamtkosten für $k_I = 35 \text{ €/MWh}$

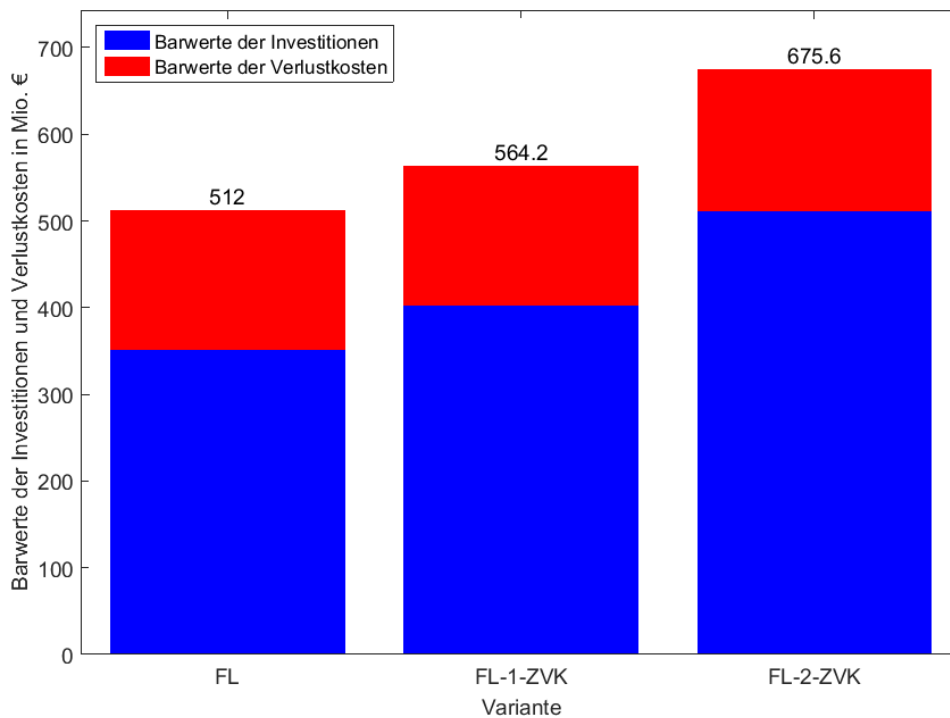


Bild 8.7 Barwerte der Gesamtkosten für die drei Varianten FL, FL-1-ZVK und FL-2-ZVK für einen Energiepreis von $k_I = 35 \text{ €/MWh}$

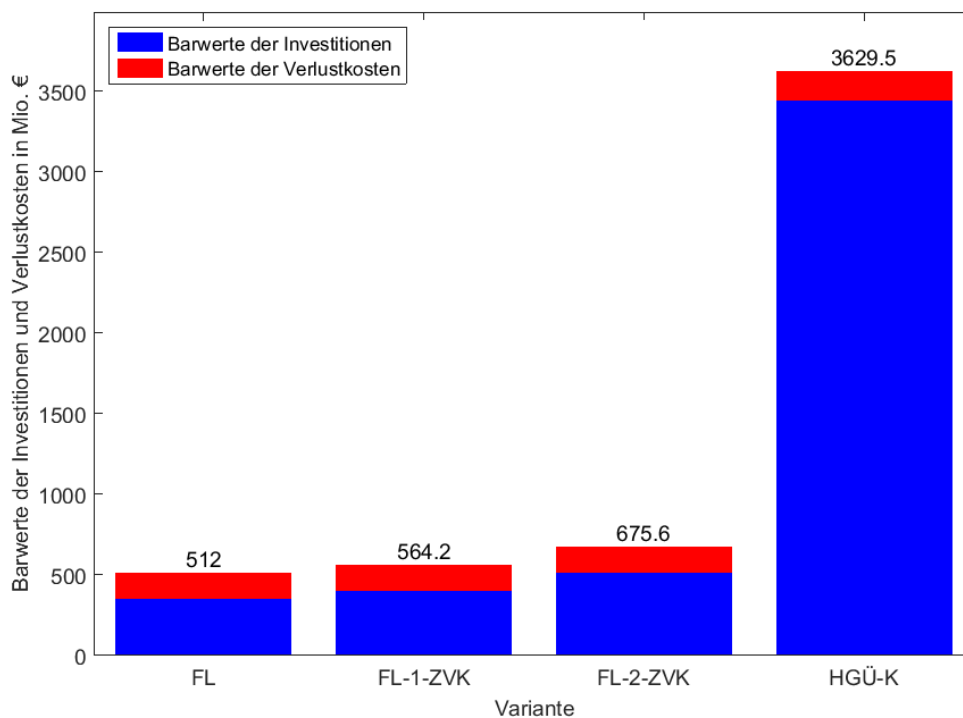


Bild 8.8 Barwerte der Gesamtkosten für die vier Varianten FL, FL-1-ZVK, FL-2-ZVK und HGÜ-K für einen Energiepreis von $k_I = 35 \text{ €/MWh}$

9 Vergleich ZVK- mit Freileitungsabschnitten bei Variation des Energiepreises

9.1 Ergebnisübersicht

Es werden die Barwerte der jährlichen Verlustkosten und die Barwerte der Gesamtkosten aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte sowie die von gleich langen Freileitungsabschnitten für verschiedene spezifischen Verlustkosten k_I (vgl. **Tabelle 3.1**) bestimmt. Die Ergebnisse für die Barwerte der jährlichen Verlustkosten sind in **Tabelle 9.1** und **Tabelle 9.2** sowie Abschnitt 9.2 dargestellt. Die Ergebnisse für die Barwerte der Gesamtkosten aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten finden sich in **Tabelle 9.3** und **Tabelle 9.4** sowie ebenfalls in Abschnitt 9.2. Die Barwerte der Investitionen bleiben dabei gegenüber den in Abschnitt 5.1 angegebenen Werten unverändert.

Tabelle 9.1 Vergleich der Barwerte der jährlichen Verlustkosten B_{PV} für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_I = 25 \text{ €/MWh}$

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|--------------|
| B_{PV} in Mio. € | 2,7 | 3,7 | 6 | 8,1 | 8,7 | 11,8 |
| ΔB_{PV} zu $B_{PV,FL}$ in Mio. € | 0 | 1 | 0 | 2,2 | 0 | 3,1 |
| $\Delta B_{PV} / B_{PV,FL}$ in % | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 |

Tabelle 9.2 Vergleich der Barwerte der jährlichen Verlustkosten B_{PV} für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_I = 35 \text{ €/MWh}$

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|--------------|
| B_{PV} in Mio. € | 3,8 | 5,1 | 8,4 | 11,4 | 12,1 | 16,5 |
| ΔB_{PV} zu $B_{PV,FL}$ in Mio. € | 0 | 1,4 | 0 | 3 | 0 | 4,4 |
| $\Delta B_{PV} / B_{PV,FL}$ in % | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 | 0 | 36,1 |

Tabelle 9.3 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| B_{ges} in Mio. € | 10,8 | 62,5 | 24 | 134,6 | 34,8 | 197,1 |
| ΔB_{ges} zu $B_{ges,FL}$ in Mio. € | 0 | 51,8 | 0 | 110,6 | 0 | 162,4 |
| $\Delta B_{ges} / B_{ges,FL}$ in % | 0 | 479,8 | 0 | 461,4 | 0 | 467,1 |

Tabelle 9.4 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten B_{ges} aus Investitionen und jährlichen Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

| | 5,4 km FL | 5,4 km ZVK | 12,0 km FL | 12,0 km ZVK | 17,4 km FL | beide ZVK |
|---|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| B_{ges} in Mio. € | 11,9 | 64 | 26,4 | 137,8 | 38,2 | 201,8 |
| ΔB_{ges} zu $B_{ges,FL}$ in Mio. € | 0 | 52,1 | 0 | 111,5 | 0 | 163,6 |
| $\Delta B_{ges} / B_{ges,FL}$ in % | 0 | 439,6 | 0 | 422,9 | 0 | 428,1 |

9.2 Ergebnisdarstellungen

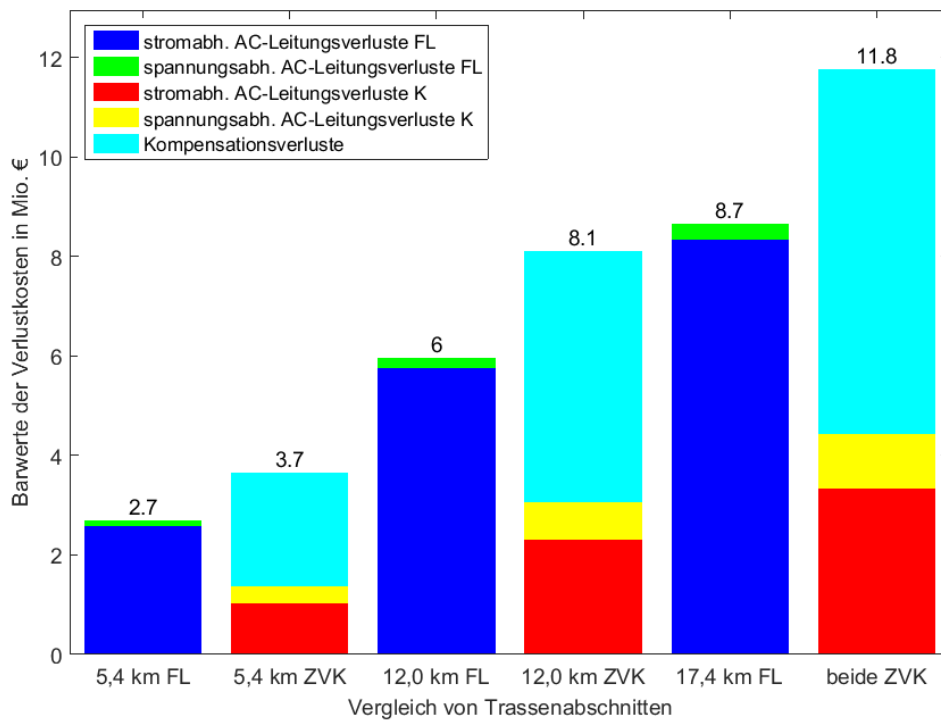


Bild 9.1 Barwerte der Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_1 = 25 \text{ €/MWh}$

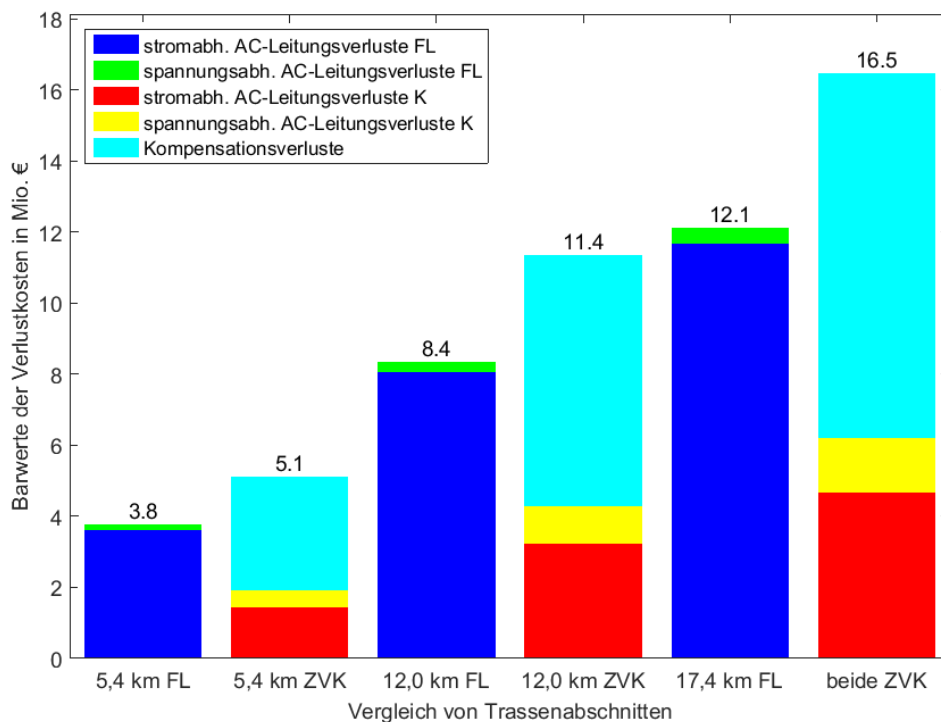


Bild 9.2 Barwerte der Verlustkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_1 = 35 \text{ €/MWh}$

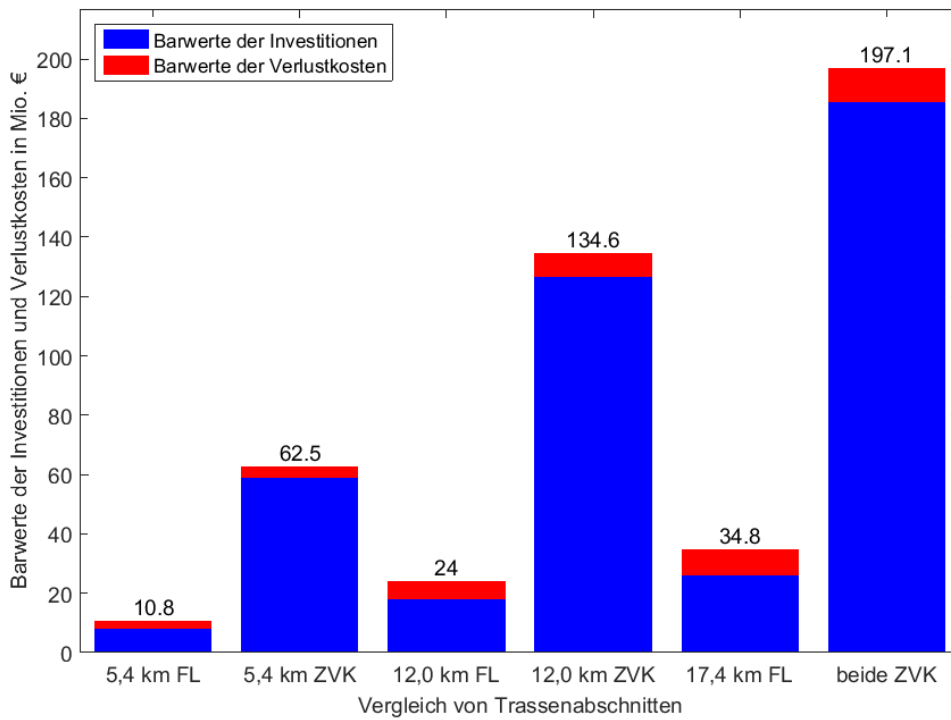


Bild 9.3 Barwerte der Gesamtkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_I = 25 \text{ €/MWh}$

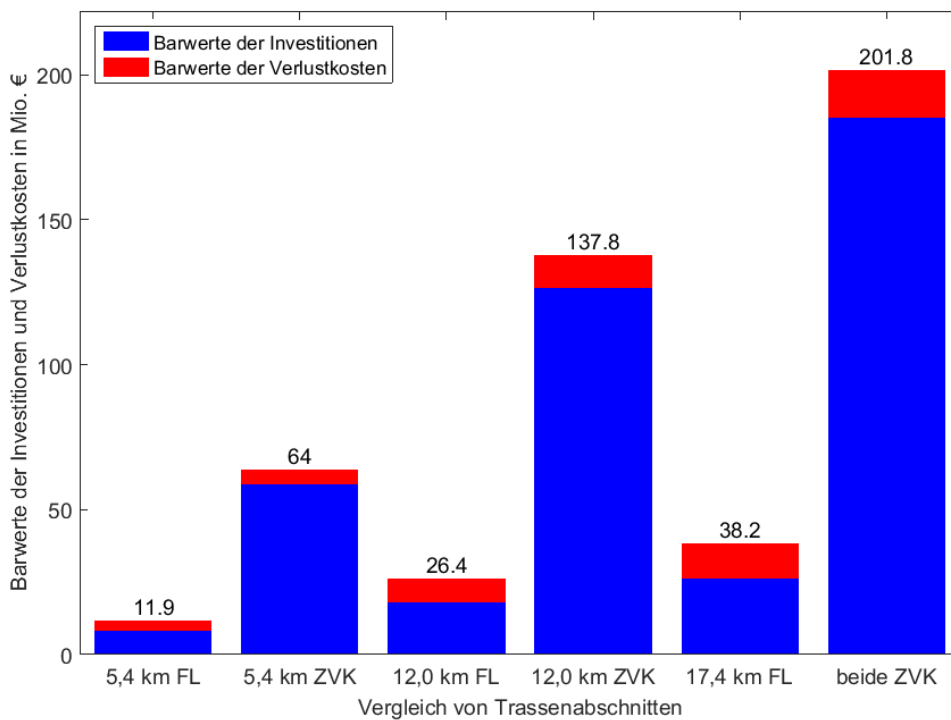
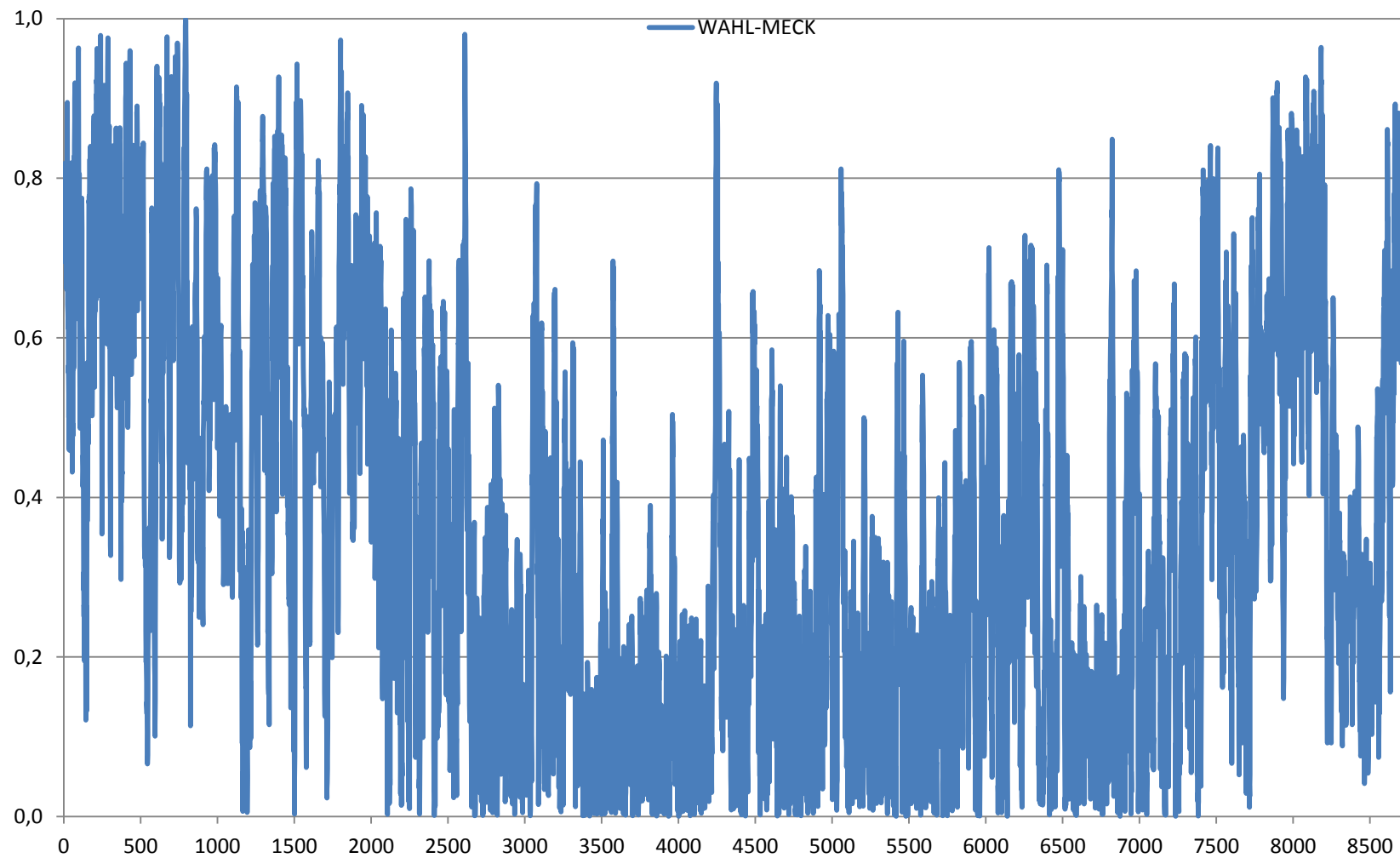


Bild 9.4 Barwerte der Gesamtkosten für die Zwischenverkabelungsabschnitte im Vergleich zu gleich langen Freileitungsabschnitten für einen Energiepreis von $k_I = 35 \text{ €/MWh}$

10 Normierte Lastprognose für die Leitung Wahle – Mecklar**Bild 10.1** Auf Maximalwert normierte Lastprognose für die Leitung Wahle – Mecklar für das Jahr 2020 (Quelle: TenneT)