

KOSTENANALYSE ZUR BEWERTUNG VON ERDKABEL UND FREILEITUNG

Am Beispiel von DC42/DC42+

Folgestudie zu „Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung – Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+“, im Auftrag von NKT und Südkabel

09. SEPTEMBER 2026

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung der Ergebnisse	4
1.1	Veränderungen gegenüber der Vorstudie	6
2	Einleitung und Vorhaben	8
3	Methodik	9
3.1	Strommarkt- und Netzmodellierung	9
3.2	Gesamtkosten- und sozioökonomische Analyse	11
4	Ergebnisse der Analysen zu Engpassmanagement und Investitionskosten	13
4.1	Netztechnische Analyse der Kosten für Engpassmanagement	13
4.1.1	Redispatch-Kosten und Mengeneffekte	13
4.1.2	Räumliche Verortung der zusätzlichen Engpässe	14
4.1.3	Verfügbarkeit von Erdkabel und Freileitung	15
4.2	Lernraten und technische Kostenparameter für die ökonomische Bewertung von Betriebs- und Investitionskosten	16
4.2.1	Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Erdkabeln	16
4.2.2	Kostensenkungspotenziale bei Freileitungen	19
5	Ergebnisse der Bewertung für das Projekt DC42/DC42+	22
5.1	Kosten-Nutzen-Analyse	22
5.1.1	Vergleich der Investitionskosten	23
5.1.2	Vergleich der Netzkosten	24
5.1.3	Sensitivitäten	25
5.2	Sozioökonomische Implikationen	28
5.2.1	Systemresilienz und wirtschaftliche Effekte	28
5.2.2	Erreichung der Klimaziele	31
5.2.3	Implikationen für das europäische Energiesystem	33
5.2.4	Vergleich von Freileitungen und Erdkabeln im Betrieb und im Bau	34
6	Gesamtbewertung und Ausblick	38

Anhang A	40
A.1 Annahmen zum Markt- und Netzmodell	40
A.2 Sensitivität Wetterjahr 2014	41
A.3 Sensitivität Gaspreis	42

1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Ausbau der deutschen Übertragungsnetze ist ein wichtiger Baustein für die Energiewende und zugleich Gegenstand politischer und gesellschaftlicher Debatten. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, ob neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Verbindungen als Erdkabel oder als Freileitungen umgesetzt werden sollten. In der öffentlichen Diskussion stehen häufig die höheren Investitionskosten von Erdkabeln im Vordergrund. Ein solcher Vergleich greift jedoch zu kurz: Für Netznutzer ist nicht allein entscheidend, wie hoch die anfänglichen Investitionen sind, sondern auch, welche Kosten während des Betriebs und durch einen (u. a. aufgrund von Umplanung) verzögerten Freileitungs-Netzausbau entstehen, welche Gesamtkosten unter der jeweiligen Technologie-Lösung anfallen, wann die benötigte Übertragungskapazität zur Verfügung steht, und welche weiteren Auswirkungen die Technologieentscheidung auf das Stromsystem hat.

Die vorliegende Studie untersucht diese Fragen am Beispiel der Nord-Süd-Verbindungen DC42/DC42+. Sie verbindet eine Strommarkt- und Netzmodellierung mit einer Analyse technischer Innovations- und Kostensenkungspotenziale und einer umfassenden Kosten-Nutzen-Betrachtung. Ergänzend werden sozioökonomische Auswirkungen betrachtet. Für den Fall einer Umplanung der derzeit vorgesehenen Erdkabel auf Freileitungen wird auf Basis der rechtlichen und planerischen Analyse eine um vier (Minimalszenario) bis sieben (Maximalszenario) Jahre spätere Inbetriebnahme zugrunde gelegt.¹ Die aktuellen Modellierungen basieren auf dem Szenario B 2037 des Netzentwicklungsplans 2037/2045, Version 2025. Anders als in früheren Netzplanungen sind DC40, DC40+ und DC41 darin nicht mehr enthalten. Dadurch steigt die Bedeutung von DC42/DC42+ für den Nord-Süd-Transport erheblich.

Aus unseren Analysen können folgende zentrale Erkenntnisse abgeleitet werden:

- **Eine Verzögerung von DC42/DC42+ verursacht erhebliche Engpasskosten.** Ohne DC42/DC42+ steigen die Engpasskosten um rund **499 Mio. €₂₀₂₆ pro Jahr** und die Engpassmenge um rund **4,1 TWh/a**. Jedes zusätzliche Jahr Verzögerung durch eine spätere Inbetriebnahme als Freileitung führt unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit zu zusätzlichen Redispatch-Kosten in der Größenordnung von 460-480 Mio. €₂₀₂₆ gegenüber einer früheren Inbetriebnahme als Erdkabel.²

¹ Die Verzögerung von vier bis sieben Jahren entspricht den aktuellen Erwartungen, da eine Umsetzung von DC42/DC42+ als Freileitung genehmigungsrechtlich als eine Neuplanung betrachtet wird. Siehe Kapitel 3.2 der Vorstudie (Frontier Economics, ef.Ruhr, GÖRG (2026): Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung. Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+. Eine Studie für NKT und Prysmian, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.frontier-economics.com/media/cxbfyhpb/rpt-frontier_goerg_efruhr-kostenanalyse-zur-bewertung-von-erdkabel-vs-freileitung-final-21-05-2026-stc.pdf).

² Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit einer Freileitung (93%-95,6%) reduziert sich der Betrag, der durch die Inbetriebnahme von DC42/DC42+ in den Jahren der Verzögerung vermieden werden könnte von 499 Mio. € auf 460-480 Mio. €.

- **Technische Innovationen können die Kosten von Erdkabeln deutlich reduzieren.** Da sich Erdkabel für die Übertragung hoher Leistungen über lange Distanzen erst seit vergleichsweise kurzer Zeit etablieren, bestehen gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen³ Kostensenkungspotenziale durch technologische Weiterentwicklungen. Für Erdkabel ergeben sich diese Potenziale unter anderem durch den Wechsel von Kupfer- auf Aluminiumleiter in Verbindung mit einer höheren Betriebstemperatur von 90°C, sowie durch effizientere Verlegeverfahren („Kabelpflügen“ bei geeigneten Bodenarten). In der Kostenrechnung wird dadurch eine Reduktion der Kosten des Kabelsystems um rund 19 % gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen und der Tiefbaukosten um rund 18 % berücksichtigt. Laut Experten sind bei den Kosten des Kabelsystems sogar Einsparungen von bis zu 30 % möglich. Auch bei Freileitungen bestehen Innovationspotenziale. Diese fallen aufgrund des höheren technologischen Reifegrads jedoch geringer aus: Für Masten werden gegenüber der Vorstudie Kostensenkungen von rund 6,5 %, für Fundamente von rund 8 % berücksichtigt.
- **Die Freileitung bleibt aus reiner Kostensicht voraussichtlich günstiger. Der Kostenabstand ist jedoch wesentlich kleiner als ein Vergleich der Investitionskosten vermuten lässt.** Die Investitionskosten für DC42/DC42+ liegen nach den aktualisierten Annahmen bei rund 7,2 bis 12,1 Mrd. € für Erdkabel und 2,5 bis 5,3 Mrd. €₂₀₂₆ für Freileitungen. Der entsprechende Investitions-Mehrkostenfaktor des Erdkabels entspricht rund 2,3 bis 2,8. Nähme man statt der o.g. 19% ein Kosten-Reduktionspotenzial von 30 % bei dem Wechsel auf 90°C Aluminiumleiter an, könnte der Mehrkostenfaktor sogar auf 2,0 bis 2,3 reduziert werden. Für die Netznutzer relevanter sind jedoch die gesamten Netzkosten über die Lebensdauer. Deren Barwert liegt bei rund 6,6 bis 10,4 Mrd. €₂₀₂₆ für Erdkabel und 4,9 bis 7,6 Mrd. € für Freileitungen. Der Gesamtkosten-Mehrkostenfaktor des Erdkabels reduziert sich damit auf lediglich rund 1,3 bis 1,4. Ein potenzieller Investitionskostenvorteil einer Freileitung ist daher nicht mit einer entsprechend hohen Entlastung der Gesamtkosten für die Netznutzer gleichzusetzen.
- **Eine spätere Inbetriebnahme hat darüber hinaus erhebliche klima-, energie- und volkswirtschaftliche Folgen.** Bereits die qualitative Analyse der Technologieoptionen in der Vorstudie zeigt dabei unterschiedliche Trade-offs: Erdkabel weisen insbesondere Vorteile bei Akzeptanz und Planungsrisiko sowie in einzelnen Resilienzaspekten auf, während Umweltwirkungen und weitere Resilienz Aspekte differenziert nach Schutzgut sowie Bau- und Betriebsphase zu bewerten sind. Im Verzögerungsfall werden darüber hinaus jährlich zusätzlich rund 3,9 TWh erneuerbarer Strom abgeregelt, während gleichzeitig rund 3,3 TWh_{el} zusätzlicher Gaseinsatz und rund 1,1 Mio. t zusätzliche CO₂-Emissionen aus Redispatch entstehen.
 - Alternative Dekarbonisierungsmaßnahmen können diese Effekte zwar kompensieren, jedoch verbunden mit zusätzlichen Kosten und ohne Ersatz der Transportfunktion von DC42/DC42+.

- Eine frühere Bereitstellung von Nord-Süd-Übertragungskapazität kann zudem dort wirtschaftliche Investitionen unterstützen, wo fehlende Netzanschluss- und Transportkapazität heute ein Hemmnis darstellt, zum Beispiel für Datenzentren, Batterien oder Industrie.
- Schließlich hat die Entscheidung auch eine europäische Dimension: Die Modellierung zeigt, dass ohne DC42/DC42+ physikalische Stromflüsse stärker über Nachbarländer umgeleitet werden. Eine leistungsfähige deutsche Nord-Süd-Verbindung kann daher auch zur Entlastung des europäischen Stromsystems und zur effizienteren Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten beitragen.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass die Technologieentscheidung nicht auf die anfänglichen Investitionskosten reduziert werden sollte. Eine Freileitung weist in der Investitionskosten-Betrachtung weiterhin einen Vorteil auf. Dieser fällt aus Sicht der Netznutzer jedoch erheblich geringer aus, sobald die gesamten Kosten der Technologielösung über die Lebensdauer betrachtet werden. Gleichzeitig gewinnen die zeitlichen und systemischen Folgen einer Umplanung erheblich an Bedeutung. Eine fundierte Entscheidung sollte daher die Gesamtkosten berücksichtigen sowie weitere klima-, energie- und volkswirtschaftliche Dimensionen, zum Beispiel, wann die benötigte Übertragungskapazität verfügbar wird, welchen Beitrag sie zur Begrenzung von Netzkosten, zur Integration erneuerbarer Energien und zur Leistungsfähigkeit des deutschen und europäischen Stromsystems leistet.

1.1 Veränderungen gegenüber der Vorstudie

Gegenüber der Vorstudie verschiebt sich die ökonomische Bewertung zugunsten des Erdkabels. In der Vorstudie lagen die Investitionskosten bei 8,7 bis 14,1 Mrd. € für das Erdkabel und 2,6 bis 5,4 Mrd. € für die Freileitung, entsprechend einem Faktor von 2,6 bis 3,4. Unter Berücksichtigung der identifizierten Innovationspotenziale reduzieren sich die Investitionskosten des Erdkabels auf 7,2 bis 12,1 Mrd. €, während sie für die Freileitung mit 2,5 bis 5,3 Mrd. € nahezu unverändert bleiben; der Faktor sinkt damit auf 2,3 bis 2,8. Grund dafür sind die neuen technologischen Innovationen, wie der Wechsel auf Aluminiumleiter sowie eine erhöhte Betriebstemperatur von 90°C.

Zusätzlich ist der wirtschaftliche Wert einer früheren Inbetriebnahme von DC42/DC42+ als Erdkabel erhöht – dieser beeinflusst die Netzkosten über die Lebensdauer erheblich. Während die Vorstudie durch DC42/DC42+ zusätzliche Engpasskosten von rund 200 Mio. € pro Jahr für eine spätere Inbetriebnahme ermittelte, beträgt dieser Effekt im aktualisierten Netz rund 500 Mio. € pro Jahr. Hintergrund ist insbesondere, dass die zuvor unterstellten parallelen HGÜ-Verbindungen DC40, DC40+ und DC41 im aktuellen NEP-Zielnetz entfallen. Im Ergebnis sinken die Netzkosten des Erdkabels gegenüber der Vorstudie von 7,9 bis 11,9 Mrd. € auf 6,6 bis 10,4 Mrd. €, während sie für die Freileitung von 3,7 bis 5,6 Mrd. € auf 4,9 bis 7,6 Mrd. € steigen. Der für die Netznutzer relevante Kostenabstand reduziert sich damit von rund Faktor 2 auf rund Faktor 1,3 bis 1,4.

Ergänzend knüpft die vertiefte sozioökonomische Analyse an die qualitativen Ergebnisse der Vorstudie an und erweitert diese um die Folgen einer verzögerten Bereitstellung von Übertragungskapazität. Die Vorstudie identifizierte insbesondere Vorteile des Erdkabels bei Akzeptanz und Planungsrisiko sowie eine geringere Exponiertheit gegenüber Witterung und Zugriffen Dritter, denen unter anderem längere Reparaturdauern und je nach Schutzgut unterschiedliche Umweltwirkungen gegenüberstehen. Die aktuelle Studie ergänzt diese technologiebezogenen Trade-offs um eine systemische Perspektive und quantifiziert für den Verzögerungsfall von DC42/DC42+ zusätzliche EE-Abregelung in Höhe von etwa 3,9 TWh, zudem 3,3 TWh_{el} zusätzlichen Gaseinsatz und rund 1,1 Mio. t zusätzliche CO₂-Emissionen pro Jahr. Darüber hinaus werden mögliche Auswirkungen einer späteren Netzinbetriebnahme auf die Verfügbarkeit von Netzanschluss- und Transportkapazität in Süddeutschland sowie auf physikalische Stromflüsse und Netzbelastungen im europäischen Stromsystem eingeordnet.

Aktualisierte Szenario- und Netzgrundlage

Die vorliegende Aktualisierung beruht auf einer neuen Szenario- und Netzgrundlage. Die Vorstudie stützte sich auf den Netzentwicklungsplan 2037/2045 in der Fassung 2023, Szenario B 2037. Die aktualisierte Analyse verwendet den Netzentwicklungsplan 2037/2045 in der Version 2025, zweiter Entwurf, ebenfalls Szenario B 2037. Erzeugung, Verbrauch, Auslandsannahmen und Preise wurden vollständig auf diesen Stand gehoben. Der deutsche Nettostromverbrauch trifft mit rund 955 TWh die Szenariovorgabe.

Die wesentliche Änderung betrifft die Netztopologie. Im NEP 2025 sind die Vorhaben DC40, DC40+ und DC41 nicht mehr enthalten. DC42 ist in allen Szenarien vorgesehen, DC42+ zusätzlich in den Szenarien B und C 2037. Beide werden erstmals als Freileitung ausgewiesen. Damit sind DC42 und DC42+ die einzigen neuen Nord-Süd-Achsen im betrachteten Zielnetz.

Diese Änderung schlägt auf das zentrale Ergebnis durch. Die zusätzlichen jährlichen Engpasskosten bei einer Verzögerung von DC42/DC42+ steigen von rund 200 Mio. € in der Vorstudie auf rund 500 Mio. € pro Jahr. Die zugrunde liegende Kostensystematik ist unverändert. Der Anstieg beruht überwiegend auf der geänderten Topologie. In der Vorstudie führte DC41 in eine mit DC42 vergleichbare Zielregion. Im NEP 2025 fehlt diese Transportkapazität, sodass eine verspätete Inbetriebnahme von DC42/DC42+ stärker auf das Wechselstromnetz durchschlägt.

Der aktualisierte Szenariorahmen selbst wirkt dagegen leicht dämpfend auf die Engpasskosten, unter anderem durch niedrigere CO₂- und Gaspreise sowie durch mehr Speicher, Elektrolyse und Power-to-Heat. Gegenüber einer Rechnung mit den alten Mengen liegen die Mengenkennzahlen deshalb rund 9 bis 14 % niedriger, die Engpasskosten aber nur rund 2 % niedriger. Die Aussage von rund 500 Mio. € pro Jahr ist damit gegenüber der größten Änderung der Eingangsdaten robust.

2 Einleitung und Vorhaben

Der Ausbau der deutschen Stromübertragungsnetze ist ein wichtiger Baustein für die Transformation des Energiesystems. Insbesondere der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien führt dazu, dass große Strommengen aus den Erzeugungsschwerpunkten im Norden Deutschlands in Verbrauchszentren im Süden transportiert werden müssen. Für neue Nord-Süd-Verbindungen stellt sich dabei nicht nur die Frage, wie schnell zusätzliche Übertragungskapazität bereitgestellt werden kann, sondern auch, mit welcher Technologie dies erfolgen soll. Im Mittelpunkt der politischen und öffentlichen Diskussion steht insbesondere der Vergleich zwischen Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als Erdkabel und als Freileitung.

Die vorliegende Studie untersucht diese Fragestellung am Beispiel der geplanten Verbindungen DC42 und DC42+. DC42 verbindet in der für die Analyse verwendeten Netzplanung Schleswig-Holstein mit Baden-Württemberg über eine Länge von rund 700 km; DC42+ verläuft von Schleswig-Holstein nach Bayern über rund 530 km. Beide Verbindungen werden als 525-kV-HGÜ-Systeme mit jeweils 2 GW Übertragungskapazität abgebildet und stellen damit zusammen 4 GW zusätzliche Nord-Süd-Kapazität bereit.

Ausgangspunkt für den Technologievergleich ist die Abschätzung, dass ein Wechsel von der derzeit vorgesehenen Erdkabelauführung auf eine Freileitung zu einer späteren Inbetriebnahme führen würde. Die hierzu zugrunde gelegte zeitliche Einordnung stammt aus der rechtlichen und planerischen Analyse von GÖRG aus der Vorstudie⁴. Danach würde eine Umplanung auf Freileitung zusätzliche beziehungsweise erneut durchzuführende Planungs- und Genehmigungsschritte erfordern. Bereits für das Erdkabel durchgeführte Arbeiten könnten nur teilweise weiterverwendet werden; zudem unterscheiden sich unter anderem Trassenführung, Genehmigungsanforderungen sowie mögliche Klagerisiken. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Planungsschritte sowie der anschließenden Bauphase wird für die Untersuchung eine Verzögerung der Inbetriebnahme um vier bis sieben Jahre zugrunde gelegt. Diese Annahme wird in der vorliegenden Studie nicht erneut rechtlich bewertet.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die Studie einen umfassenden Kosten-Nutzen-Ansatz, der über einen Vergleich der unmittelbaren Investitionskosten hinausgeht und unter anderem auch die durch die Verzögerung entstehenden Redispatchkosten sowie Finanzierungskosten und Betriebskosten berücksichtigt. Ziel ist es, eine angemessene Grundlage für die Technologieentscheidung darzulegen, die die Kopplung ökonomischer und systemischer Wirkungen mit den unterschiedlichen Umsetzungspfaden berücksichtigt und insbesondere den Wert einer frühzeitigen Bereitstellung der benötigten Nord-Süd-Übertragungskapazität für Netznutzer, Stromsystem und Volkswirtschaft ermittelt.

⁴ Frontier Economics, ef.Ruhr, GÖRG (2026): Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung. Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+. Eine Studie für NKT und Prysmian, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.frontier-economics.com/media/cxbfyhpb/rpt-frontier_goerg_efruhr-kostenanalyse-zur-bewertung-von-erdkabel-vs-freileitung-final-21-05-2026-stc.pdf, Kapitel 3.2

3 Methodik

Die Bewertung von Erdkabeln und Freileitungen erfolgt sowohl quantitativ zur Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse als auch qualitativ zur Analyse von Faktoren, die nicht monetär einzuordnen sind. Für die Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt zunächst eine Strommarkt- und Netzmodellierung sowie eine Redispatch-Rechnung (Kapitel 3.1). Das Ergebnis dieser Rechnung fließt dann in die Gesamtkostenrechnung (Kapitel 3.2) ein. Zusätzlich erfolgt eine sozioökonomische Analyse die Erdkabel und Freileitungen hinsichtlich Umweltschutzes, Sicherheit und Resilienz, sowie Akzeptanz und Planungsrisiko einordnet. In dieser Analyse werden auch die klima-, wirtschafts- und europapolitischen Folgen der Verzögerung eingeordnet (Kapitel 3.2).

Abbildung 1 Methodik dieser Studie



Quelle: Frontier Economics

3.1 Strommarkt- und Netzmodellierung

Anhand der europäischen Markt- und Netzsimulationsumgebung der ef.Ruhr wird das zu analysierende Szenario schrittweise durchlaufen. Aufbauend auf der regionalisierten, stundenscharfen und dargebotsabhängigen Einspeisung und Last für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr wird die stundengenaue Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks, flexibler Lasten und Speicher ermittelt. Die Simulationsumgebung ermöglicht techno-ökonomische Analysen des europäischen elektrischen Energiesystems und deckt dabei den gesamten Prozess der Netzentwicklung ab.

Kernbestandteil ist die Betrachtung des Netzengpassmanagements und damit die Ermittlung des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten. Dabei werden Engpässe sowohl im normalen Betriebszustand des Stromnetzes als auch in kritischen Ausfallsituationen betrachtet und der gesamte deutsche Kraftwerkspark einbezogen. Anhand des Modells kann der Redispatch-Bedarf knoten- und anlagenscharf ermittelt werden.

Die Analyse verwendet eine zweistufige Modellkette aus einem europäischen Marktmodell und einem knotenscharfen Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes. Das Marktmodell bestimmt für das Zieljahr 2037 auf Basis des Szenarios B 2037 des NEP 2025 den europäischen Kraftwerkseinsatz und die Handelsflüsse in stündlicher Auflösung. Ergebnis ist ein blockscharfer Dispatch für Deutschland zusammen mit Zeitreihen für Erzeugung, Last und grenzüberschreitende Flüsse. Die zonalen Kapazitäten werden über ein Flow-Based-Verfahren abgebildet, dessen Domains aus dem Netzmodell zurückgespielt werden.

Das Netzmodell übernimmt diesen Dispatch und verteilt Erzeugung und Last über eine Regionalisierung räumlich auf die Netzknoten. Anschließend werden ein Basislastfluss berechnet, die Sollwerte der Hochspannungs-Gleichstromverbindungen und Phasenschieber optimiert und abschließend eine Redispatch-Optimierung durchgeführt. Die Redispatch-Optimierung minimiert die Kosten, die erforderlich sind, um alle Leitungsüberlastungen im ungestörten Betrieb und beim Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels nach dem n-1-Kriterium zu beseitigen. Sie liefert die Redispatch-Mengen und Redispatch-Kosten sowie die Abregelung erneuerbarer Energien, den zusätzlichen Gaseinsatz, die Übertragungsverluste und die CO₂-Emissionen.

Der Nutzen von DC42 und DC42+ wird über zwei Netzfälle bestimmt, die aus demselben Marktdispatch abgeleitet werden. Der Referenzfall enthält DC42 und DC42+ und bildet den Zustand nach Fertigstellung ab. Der zweite Fall entfernt beide Verbindungen aus dem Netz und bildet somit den Verzögerungszustand ab. Die Differenz beider Fälle entspricht dem jährlichen Nutzen von DC42 und DC42+. Zur Einordnung der Verzögerungswirkung mit Blick auf die Gesamtkosten wird der jährliche Effekt mit der angenommenen Verzögerungsdauer von 4 bis 7 Jahren skaliert.

Zentrale Annahmen des energiewirtschaftlichen Szenarios der Markt- und Netzmodellierung beruhen auf demselben energiewirtschaftlichen Szenario, dem Szenario B 2037 des NEP 2037/2045 in der Version 2025 (2. Entwurf). Das europäische Ausland wird über das Szenario National Trends+ des TYNDP 2024 abgebildet und für das Zieljahr 2037 zwischen den Stützjahren 2030 und 2040 interpoliert. Die Brennstoff- und CO₂-Preise gelten einheitlich für alle Szenarien des Zieljahres 2037. Angesetzt werden ein CO₂-Preis von 152,70 €/t, ein Erdgaspreis von 16,90 €/MWh, ein Steinkohlepreis von 5,90 €/MWh sowie ein Wasserstoffpreis von 47,60 €/MWh. Aus diesen Größen ergeben sich die variablen Erzeugungskosten, die im Redispatch die Einsatzreihenfolge bestimmen.

Der installierte Erzeugungs- und Kraftwerkspark folgt den Mengen des Szenarios B 2037. Auf der Seite der erneuerbaren Energien sind in Deutschland rund 158 GW Onshore-Wind, 55 GW Offshore-Wind und 345 GW Photovoltaik unterstellt. Auf der konventionellen und flexiblen

Seite stehen unter anderem 15 GW Erdgas, 40 GW wasserstofffähige Kraftwerke, 68 GW Großbatteriespeicher, 41 GW Elektrolyse und 25 GW Power-to-Heat. Der für den Redispatch in Deutschland verfügbare thermische Kraftwerkspark ist im Szenario B 2037 vollständig gasbasiert. Der Nettostromverbrauch beträgt ca. 955 TWh. Eine vollständige Übersicht der installierten Leistungen, der Verbrauchsmengen und der Preisannahmen findet sich im Anhang.

Eine ausführlichere Beschreibung der Modellkette findet sich im Bericht der Vorstudie.⁵

3.2 Gesamtkosten- und sozioökonomische Analyse

Die ökonomische Analyse vergleicht Erdkabel und Freileitung im Rahmen einer quantitativen Bewertung der Netzkosten sowie einer Betrachtung weiterer sozioökonomischer Auswirkungen.

Die Bewertung der Netzkosten betrachtet die beiden Technologieoptionen aus Sicht der Netznutzer über die Lebensdauer der Technologien (Annahme: 40 Jahre). Erfasst werden projektbezogene Kosten, die den Netznutzern über die Netzentgelte zugerechnet werden können. Dazu gehören:

- Die Investitionskosten für Planung, Beschaffung, Bau und Inbetriebnahme;
- die aus der Kapitalbindung resultierenden Finanzierungskosten;
- die laufenden Betriebskosten, einschließlich Instandhaltung, Reparaturen und Kosten für Netzverluste; sowie
- die Kosten durch Projektverzögerung / Redispatchkosten.

Die Investitionskosten, Finanzierungskosten und Betriebskosten werden für Freileitungen und Erdkabel separat berechnet. Für die Kosten durch Projektverzögerung werden die Kosten angesetzt, die durch eine frühere Inbetriebnahme von DC42/DC42+ im Vergleich zur Freileitungslösung während des Verzögerungszeitraumes von vier bis sieben Jahren nicht entstehen würden. Es handelt sich somit um eine Delta-Betrachtung.

Die dem Projekt zurechenbaren jährlichen Netzkosten werden über die regulatorische Nutzungsdauer von 40 Jahren nach Inbetriebnahme berücksichtigt und zur Vergleichbarkeit auf das Jahr 2026 diskontiert. Der Vergleich erfolgt damit auf Basis von Barwerten der gesamten erwarteten Belastung der Netznutzer und nicht allein anhand der einmaligen Investitionskosten⁶. Im Vergleich zur Vorstudie werden bei den Kostenblöcken neue

⁵ Frontier Economics, ef.Ruhr, GÖRG (2026): Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung. Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+. Eine Studie für NKT und Prysmian, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.frontier-economics.com/media/cxbfyhpb/rpt-frontier_goerg_efruhr-kostenanalyse-zur-bewertung-von-erdkabel-vs-freileitung-final-21-05-2026-stc.pdf, Kapitel 3.3

⁶ Der Nachteil bei Erdkabeln, bei denen am Anfang der Lebensdauer höhere CAPEX anfallen und die operativen Effizienzgewinne erst über die Zeit anfallen wird dabei dank der Barwertrechnung berücksichtigt.

Annahmen zu technologischen Innovationen und Lerneffekten getroffen, siehe Kapitel 4.2. Die Struktur der Kosten-Nutzen-Analyse bleibt jedoch unverändert.

Ergänzend betrachtet die Studie weitere sozioökonomische Auswirkungen. Die Vorstudie strukturiert diese Betrachtung entlang der drei Dimensionen Umweltschutz, Sicherheit und Resilienz sowie Akzeptanz und Planungsrisiko im Betrieb von DC42/DC42+ in der Ausführung als Freileitung und Erdkabel. In der aktuellen Studie wird zusätzlich die Auswirkung auf die Wirtschaft, Klima und das europäische Energiesystem in den Jahren der Verzögerung untersucht.

4 Ergebnisse der Analysen zu Engpassmanagement und Investitionskosten

Im folgenden Kapitel stellen wir die quantitativen Ergebnisse unserer Studie vor. Zunächst geben wir einen Überblick über die Ergebnisse der netztechnischen Analysen (Kapitel 4.1) und stellen dann die Ergebnisse unserer Analysen und Interviews zu Lernraten und technischen Kostenparametern vor (Kapitel 4.2).

4.1 Netztechnische Analyse der Kosten für Engpassmanagement

Die netztechnische Analyse bewertet die Kosten des Engpassmanagements im Jahr 2037 im Szenario mit den Übertragungskapazitäten aus DC42 und DC42+ im Vergleich zu einem Szenario ohne die Übertragungskapazitäten aus DC42 und DC42+ während des Verzögerungszeitraumes von 4 bis 7 Jahren.⁷

4.1.1 Redispatch-Kosten und Mengeneffekte

Eine Verzögerung von DC42 und DC42+ erhöht die jährlichen Kosten für Redispatch um rund 500 Mio. €. Die gesamten Engpasskosten in Deutschland steigen dabei von rund 1,6 Mrd. € im Referenzfall auf rund 2,1 Mrd. € im Verzögerungsfall. Die zusätzliche präventive Redispatch-Menge beträgt rund 4,1 TWh pro Jahr. Damit gehen eine zusätzliche Abregelung erneuerbarer Energien von rund 3,9 TWh, ein zusätzlicher Gaseinsatz von rund 3,3 TWh_{el} sowie zusätzliche CO₂-Emissionen aus Redispatch von rund 1,1 Mio. t einher. Die Übertragungsverluste steigen im stärker ausgelasteten Netz um rund 0,7 bis 0,9 TWh. Über die angenommene Verzögerungsdauer bei einer Umsetzung von DC42/DC42+ als Freileitung von 4 bis 7 Jahren im Vergleich zu einer Umsetzung als Erdkabel summieren sich die Effekte entsprechend.

Tabelle 1 Kennzahlen bei einer Verzögerung von DC42 und DC42+ (Freileitung), Netzeffekt gegenüber dem Referenzfall (Erdkabel)

Kennzahl	Zusätzlich je Verzögerungsjahr	Über 4 bis 7 Verzögerungsjahre (undiskontiert)
Engpasskosten	rund 500 Mio. €	rund 2,0 bis 3,5 Mrd. €

⁷ Für eine ausführliche Beschreibung der Methodik wird auf das entsprechende Kapitel der Vorstudie verwiesen.

Frontier Economics, ef.Ruhr, GÖRG (2026): Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung. Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+. Eine Studie für NKT und Prysmian, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.frontier-economics.com/media/cxbfyhpb/rpt-frontier_goerg_efruhr-kostenanalyse-zur-bewertung-von-erdkabel-vs-freileitung-final-21-05-2026-stc.pdf, Kapitel 3.3

Kennzahl	Zusätzlich je Verzögerungsjahr	Über 4 bis 7 Verzögerungsjahre (undiskontiert)
Engpassmenge (Energie)	rund 4,1 TWh	rund 16 bis 29 TWh
Abregelung erneuerbarer Energien	rund 3,9 TWh	rund 16 bis 27 TWh
Zusätzlicher Gaseinsatz (elektr.)	rund 3,3 TWh	rund 13 bis 23 TWh
CO ₂ -Emissionen aus Redispatch	rund 1,1 Mio. t	rund 4,4 bis 7,7 Mio. t
Übertragungsverluste	rund 0,7 bis 0,9 TWh	rund 3 bis 6 TWh

Quelle: ef.Ruhr

Hinweis: Die CO₂-Kosten von rund 168 Mio. € pro Jahr sind bereits Bestandteil der ausgewiesenen Engpasskosten und dürfen nicht zusätzlich addiert werden. Der für den Redispatch herangezogene Kraftwerkspark in Deutschland ist im Szenario B 2037 vollständig gasbasiert, sodass der zusätzliche Gaseinsatz und das zusätzliche Hochfahren konventioneller Kraftwerke dieselbe Menge bezeichnen.

Die Abschätzung unterstellt dabei (als mit Blick auf die entlastende Wirkung von DC42 konservative Annahme), dass alle anderen Leitungsprojekte des NEP pünktlich fertiggestellt werden. Die Verzögerung von DC42 und DC42+ erfolgt damit in einem vergleichsweise starken Restnetz, was zu eher konservativen Abschätzungen der induzierten Redispatch-Kosten führt. Zudem werden keine Rückwirkungen auf die Vorhaltung von Redispatch-Leistung unterstellt und analog zum NEP ein moderates Brennstoffpreinsniveau ohne kurzfristige Preisschocks angesetzt.

Der hohe Nutzen spiegelt sich auch in der Auslastung der beiden Verbindungen wider. DC42 und DC42+ transportieren im Referenzfall zusammen rund 32,3 TWh pro Jahr bei einer mittleren Auslastung von rund 92 % und rund 8.080 Volllaststunden. Die Verbindungen laufen damit nahezu ganzjährig an ihrer Kapazitätsgrenze, was den strukturellen Nord-Süd-Transportbedarf im Zielnetz eindrücklich belegt.

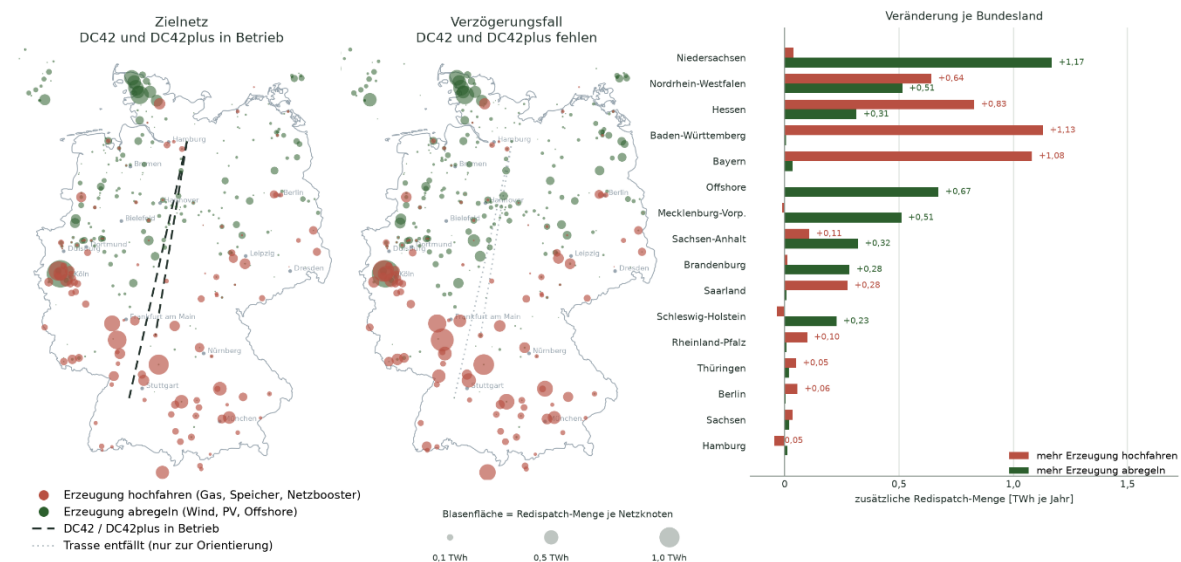
4.1.2 Räumliche Verortung der zusätzlichen Engpässe

Die zusätzlichen Engpässe bei einer Verzögerung von DC42 und DC42+ treten nicht am nördlichen Anschlusspunkt der Verbindungen auf, sondern verlagern den Nord-Süd-Transit auf das Wechselstromnetz weiter südlich. Sie konzentrieren sich auf die 380-kV-Achsen in Mittelhessen und im Rhein-Main-Gebiet, etwa auf den Abschnitten von Dauersberg nach Limburg, im Raum Karben und Gießen sowie von Ried nach Lampertheim. Weitere zusätzlich belastete Abschnitte liegen im Ruhrgebiet, im Saarland und am Oberrhein. Damit betrifft die zusätzliche Belastung insbesondere Regionen mit hoher industrieller und gewerblicher Stromnachfrage.

Abbildung 2 stellt die räumliche Verschiebung des Redispatch-Einsatzes dar. Ohne DC42 und DC42+ muss im Norden mehr erneuerbare Erzeugung abgeregelt werden, während im Süden zusätzliche Gas- und Speicherleistung hochgefahren wird. Den größten Zuwachs an abgeregelter Erzeugung tragen Niedersachsen und die Offshore-Anbindung, den größten

Zuwachs an hochgefahrterer Erzeugung Baden-Württemberg und Bayern. Der zusätzliche Nord-Süd-Transportbedarf verlagert sich damit auf das südlich anschließende Wechselstromnetz.

Abbildung 2 Räumliche Verortung des zusätzlichen Redispatch-Einsatzes bei einer Verzögerung von DC42 und DC42+



4.1.3 Verfügbarkeit von Erdkabel und Freileitung

Neben den Redispatch-Kosten ist die technische Verfügbarkeit der Verbindung ein wesentliches Bewertungskriterium. Die Verfügbarkeit wurde für beide Bauweisen auf Basis aktueller CIGRE-Statistiken der Pariser Session 2026 abgeschätzt. Für das Erdkabel wird die Landkabelstatistik B1, Paper 10426 herangezogen, für Freileitung die HGÜ-Erhebung B4, Paper 11765.

Für das Erdkabel ergibt sich der Verfügbarkeitsfaktor der Strecke aus Fehlerhäufigkeit und Reparaturdauer. Im mittleren Fall werden die Werte für extrudiertes Landkabel ab 300 kV verwendet, also 0,037 Fehler je 100 Kilometer Pol und Jahr sowie 35 Tage je Reparatur. Daraus folgen 97,5 % für DC42 und 98,1 % für DC42+, mit einer Bandbreite von rund 90 bis 99,6 % beziehungsweise 92,7 bis 99,7 %. Diese Daten basieren auf CIGRE-Statistiken und werden in den Kosten-Nutzen-Berechnungen verwendet. Die Spannbreite ergibt sich u.a. durch unterschiedliche Reparaturdauern, die zwischen 23 Tagen (basierend auf 20 Beobachtungen aller Kabelsysteme) und 53 Tagen (basierend auf 2 Muffenfehlern extrudierter Kabel über 300 kV) variieren. Ein Kabelhersteller hat im Expertengespräch hingegen dargelegt, dass eine Reparaturzeit von nur 14 Tagen erreicht werden kann. Dies würde zu einer deutlich höheren Verfügbarkeit und höheren Nutzen des Erdkabels führen.

Für die Freileitung ergibt sich auf Systemebene im Mittel ein Verfügbarkeitsfaktor von 94,4 % für DC42 und 94,5 % für DC42+, mit einer Bandbreite von 93,0 bis 95,6 %.

Der eigentliche Resilienzvorteil des Kabels zeigt sich nicht in der mittleren Verfügbarkeit, sondern in der fehlenden Wetterkorrelation und im fehlenden Common Mode. Rund 96 % der Engpasskosten fallen in Stunden an, in denen beide Korridore an ihrer Grenze laufen, davon rund 86 % im Winterhalbjahr von Oktober bis März. In dieser Zeit häufen sich Freileitungsstörungen durch Sturm und Eislast, während Kabelstörungen davon unabhängig sind und einpolig und lokal bleiben. Eine belastbare monetäre Bewertung dieses Resilienzvorteils hängt stark von der angesetzten Wetterkorrelation ab und wird im Rahmen einer Sensitivität im Kapitel 5.1.3 betrachtet.

Bei der Einordnung ist zu beachten, dass CIGRE einen Vergleich mit der Ausgabe 2024 ausdrücklich untersagt, sodass kein Lerneffekt über die Zeit belegt werden kann, sondern nur der Vergleich der Bauarten. Bauart und Trassenlänge der Freileitung werden in der Quelle nicht genannt, diese Zuordnung stammt aus der vorliegenden Analyse.

4.2 Lernraten und technische Kostenparameter für die ökonomische Bewertung von Betriebs- und Investitionskosten

Die Investitions- und Betriebskosten von HGÜ-Erdkabeln und Freileitungen unterliegen ständiger Optimierung. Mit zunehmender Projekterfahrung können einerseits Lerneffekte zu einer effizienteren Produktion und Installation führen. Andererseits können technologische und prozessuale Innovationen die Auslegung der Systeme oder die eingesetzten Bauverfahren verändern und dadurch die Kosten reduzieren. Für die Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse werden beide Effekte berücksichtigt, soweit sich aus Literatur, aktuellen Marktinformationen und Expertengesprächen hinreichend belastbare Annahmen ableiten lassen.

Für die Kosten-Nutzen-Analyse werden daher keine pauschalen Lernraten angesetzt. Stattdessen berücksichtigen wir konkrete technische und prozessuale Innovationen, soweit sich deren Kostenwirkung hinreichend belastbar quantifizieren lässt. Die quantifizierbaren Kostensenkungspotenziale fallen dabei bei Erdkabeln höher aus als bei Freileitungen.

4.2.1 Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Erdkabeln

Für Erdkabel wird keine pauschale Lernrate angesetzt, quantifiziert werden für Erdkabel hingegen drei konkrete Kostensenkungspotenziale: (i) Aluminiumleiter in Kombination mit einer Betriebstemperatur von 90°C, (ii) längere Kabelabschnitte und (iii) Kabelpflügen im Tiefbau. Die Analysen zu den Lernraten und die Abschätzungen zu den Innovationen erläutern wir in den folgenden Absätzen.

Für HGÜ-Erdkabel finden sich Hinweise auf fortlaufende Lerneffekte durch zunehmende Marktreife und Skalierung. Marktberichte führen beispielsweise Kostensenkungen bei HGÜ-

Projekten in den vergangenen Jahren unter anderem auf Fortschritte bei der Konvertertechnologie und eine zunehmende Serienfertigung von Kabeln zurück und finden Kostensenkungen von 15% in den letzten 5 Jahren⁸. Historische Untersuchungen zeigen für frühe Entwicklungsphasen von Offshore-HGÜ-Systemen ebenfalls hohe Lernraten⁹. Diese Werte lassen sich jedoch nicht unmittelbar auf heutige 525-kV-HGÜ-Erdkabel übertragen. Die Technologie ist inzwischen deutlich weiter entwickelt und sowohl Onshore- als auch Offshore-Projekte befinden sich bereits im Bau oder Betrieb. Da keine belastbare Evidenz für eine in die Zukunft gerichtete Lernrate verfügbar ist, wird in der Kosten-Nutzen-Analyse keine zusätzliche pauschale Lernrate für die Kabelproduktion angesetzt.

Deutlich konkreter sind dagegen mehrere technologische Innovationen, die die Investitionskosten eines Erdkabelsystems beeinflussen können. Neben den erhöhten Verfügbarkeiten (siehe Kapitel 4.1.3) ist ein zentraler Ansatz die Kombination aus Aluminiumleitern und einer erhöhten zulässigen Betriebstemperatur von 90°C. Zusätzlich werden in dieser Studie auch Kostensenkungspotentiale durch die Erhöhung der Kabellänge und das Kabelpflügen untersucht.

Für die Kosten-Nutzen-Analyse wird für das Kabelsystem eine kombinierte Umstellung auf Aluminiumleiter (statt Kupfer) und eine Betriebstemperatur von 90°C (statt 70°C) angenommen. Daraus wird ein Reduktionspotenzial der Kabelsystemkosten gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen von 17 bis 21 %, im Mittel 19 %, abgeleitet. Der Einsatz von Aluminium anstelle von Kupfer könnte insbesondere die Material- und Herstellungskosten des Kabels reduzieren. Aluminium weist eine geringere elektrische Leitfähigkeit auf, sodass für die Übertragung derselben Leistung grundsätzlich ein größerer Leiterquerschnitt erforderlich ist, Aluminium ist jedoch deutlich günstiger und weist eine wesentlich geringere Dichte als Kupfer auf. Dadurch würde selbst ein größer dimensionierter Aluminiumleiter deutlich weniger wiegen und geringere Materialkosten verursachen.

Eine Erhöhung der zulässigen Betriebstemperatur von 70°C auf 90°C könnte zusätzliche thermische Reserve schaffen und dadurch eine effizientere Auslegung des Kabelsystems ermöglichen. Die höhere Temperatur reduziert nicht unmittelbar die Materialmenge, sondern könnte grundsätzlich auf unterschiedliche Weise genutzt werden: Bei gleichem Leiterquerschnitt könnte eine höhere Strombelastbarkeit und damit eine höhere Übertragungsleistung erreicht werden. Alternativ könnte bei gleicher Übertragungsleistung der

⁸ Intelmarket Research (2026): HVDC Transmission System Market Growth Analysis, Dynamics, Key Players and Innovations, Outlook and Forecast 2026-2034, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.intelmarketresearch.com/hvdc-transmission-system-2025-2032-867-1021>

⁹ Junginger et al (2009) finden 38% Lernrate für die Installation der Kabel und 29% Lernrate für Konverterstationen zwischen 1988 und 2000, basierend auf Rubin et al. (2015): A review of learning rates for electricity supply technologies, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.cmu.edu/epp/iecm/rubin/PDF/files/2015/Rubin_et_al_Areviewoflearningrates_EnergyPolicy2015.pdf, S.206

Leiterquerschnitt reduziert oder die Verlegegeometrie, beispielsweise durch geringere Kabelabstände, optimiert werden.¹⁰

Prysmian berichtet, dass ein 2.500-mm²-Kupferleiter bei 70°C durch einen 3.500-mm²-Aluminiumleiter bei 90°C ersetzt werden könne.¹¹ Ein australischer Kostenbenchmark für 320-kV-HGÜ-Landkabel weist für Kabel mit 3.500 mm² Aluminium gegenüber 2.500 mm² Kupfer um rund 38 bis 48 % niedrigere Kabel-Lieferpreise aus.¹² Diese Bandbreite wird in der vorliegenden Analyse indikativ als Kostenproxy für die technisch vergleichbaren Leiterkonfigurationen bei 525 kV genutzt. Da die eigentlichen Kabelkosten rund 45 % der Turnkey-Kosten¹³ des Kabelsystems (inklusive Design, Kabelherstellung, Lieferung, Verlegung, Muffen, Prüfung und Inbetriebnahme¹⁴) ausmachen, ergibt sich daraus das oben genannte Kostenreduktionspotenzial.

Dieser Kostenvorteil ist jedoch mit einem betrieblichen Trade-off verbunden. Für die gegenübergestellten Leiterkonfigurationen steigen die elektrischen Verluste beim Aluminiumleiter um rund 22 %.¹⁵ Die geringeren Investitionskosten werden deshalb in der Kosten-Nutzen-Analyse gemeinsam mit den daraus resultierenden höheren Verlustkosten betrachtet.

Längere Kabelabschnitte können die Kabelsystemkosten im Modell zusätzlich um rund 3,4 % reduzieren. Dieses Kostensenkungspotenzial entsteht, da längere Lieferlängen sowohl die Anzahl der erforderlichen Muffen als auch den damit verbundenen Installationsaufwand und die Zahl der Muffengruben reduzieren können. Auf Basis der Expertengespräche wird angenommen, dass die durchschnittliche Kabellänge von derzeit rund 1,5 km auf etwa 1,8 km steigen kann. Unter der Annahme, dass Muffen und deren Installation rund 20 % der Kosten

¹⁰ Prysmian (k.D.): 525 kV HVDC. New cable systems for the energy transition, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.prysmian.com/staticres/525-kV-HVDC/index.html>, S.9 und Prysmian (2020): Prysmian secures approx.€500M SuedOstLink cable corridor project in Germany, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.prysmian.com/en/press-releases/prysmian-secures-approx-euro500m-suedostlink-cable-corridor-project-in-germany>

¹¹ Prysmian (2017): 2017 Consolidated Disclosure of non-financial information of the Prysmian-Group, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.prysmian.com/staticres/sustainability-report-2017/documents/Innovation-pdf-pag-58-73.pdf>, S. 59, hier: 600 kV DC extruded cables; die Nutzung dieser Leiterquerschnitte und Betriebstemperaturen deuten darauf hin, dass hier bereits eine Optimierung aus Leiterquerschnitt und Betriebstemperatur vorliegt. Da nicht bekannt ist, wie viel zusätzliche thermische Reserve bei diesem Design zwischen Leiterquerschnitt und Verlegegeometrie genutzt wird, wird in der vorliegenden Studie keine Anpassung des Kabelgrabens vorgenommen.

¹² Aurecon Advisory (2025): Marinus Link Stage 1B Revenue Proposal, abgerufen am 27.08.2026 unter [https://www.aer.gov.au/system/files/2025-10/MLPL-B-011 Attachment 9 - Updated Independent Verification of MLPL costs \(Aurecon Advisory\) - October 2025.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/2025-10/MLPL-B-011 Attachment 9 - Updated Independent Verification of MLPL costs (Aurecon Advisory) - October 2025.pdf), S.41

¹³ Neubauer et al. (2025): Future high-voltage-direct-current cable supply and demand as a potential threat to the European Union's energy transition, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X25001841>

¹⁴ Prysmian (2020): Prysmian completes perfect hat trick with SuedLink Corridor in Germany, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.prysmian.com/en/press-releases/suedlink-corridor-award>

¹⁵ Rechnung ef.Ruhr

des Kabelsystems ausmachen, ergibt sich daraus das zusätzliche Reduktionspotenzial der Kabelsystemkosten.

Für den Tiefbau wird mangels belastbarer empirischer Evidenz keine allgemeine Lernrate angesetzt. Die Tiefbaukosten hängen generell stark von Bodenbeschaffenheit, Querungen und dem jeweils erforderlichen Verlegeverfahren ab. Für repetitive Bauaktivitäten sind grundsätzlich Lerneffekte denkbar, beispielsweise bei der Muffenmontage oder der Errichtung standardisierter Muffengruben.

Quantifiziert wird das Potenzial des Kabelpflügens, das die gesamten Tiefbaukosten im Modell um 14 bis 21 %, im Mittel rund 18 %, reduzieren kann. Eine britische Studie¹⁶ weist gegenüber konventionellen Tiefbauverfahren eine Reduktion der entsprechenden Tiefbaukosten um rund 66 bis 72 % (im Mittel 69%) aus. Diese Werte setzen allerdings voraus, dass 95% der Strecke, mit Ausnahme von Querungen, gepflügt werden kann. Für DC42/DC42+ und die deutschen Bodengegebenheiten scheint dieser Anteil nicht realistisch. Auf Basis der Expertengespräche wird deshalb eine Pflügbarekeit von 20 bis 30 % der Strecke angenommen. Daraus ergibt sich für die gesamten Tiefbaukosten das oben genannte Reduktionspotenzial.

4.2.2 Kostensenkungspotenziale bei Freileitungen

Freileitungen stellen im Vergleich zu 525-kV-HGÜ-Erdkabeln eine deutlich reifere Technologie dar. Wesentliche technische Ansätze wie Aluminiumleiter oder erhöhte Leitertemperaturen werden bereits heute eingesetzt und sind in den bestehenden Kostenannahmen enthalten.¹⁷ Das Potenzial für Lern- und Skaleneffekte sowie neue technologische Innovationen, die die Kosten senken, scheint deshalb geringer.

Für den Tiefbau wird mangels belastbarer empirischer Evidenz keine allgemeine Lernrate angesetzt. Hinsichtlich der Lerneffekte ist festzustellen, dass in allgemeinen Technologiemoellen für etablierte Technologien teilweise weiterhin geringe Lernraten angesetzt werden.¹⁸ Dem steht jedoch entgegen, dass die Produktivität im Baugewerbe in den vergangenen Jahren teilweise stagnierte oder zurückging.¹⁹ Für die vorliegende Analyse

¹⁶ UK Government. Department for Energy Security and Net Zero (2025): RAF021/2425 Study of the Potential for Cost Reduction in Undergrounding Transmission Lines over Long Distances, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6a27e1592cdcfdb7436ac131/undergrounding-transmission-cables-report.pdf>, S. 63

¹⁷ Siehe Kostenannahmen im alten Bericht, Frontier Economics, ef.Ruhr, GÖRG (2026): Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung. Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+. Eine Studie für NKT und Prysmian, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.frontier-economics.com/media/cxbfyhpb/rpt-frontier_goerg_efruhr-kostenanalyse-zur-bewertung-von-erdkabel-vs-freileitung-final-21-05-2026-stc.pdf, Annex A.3.3

¹⁸ EIA (2026): Assumptions to the Annual Energy Outlook 2026: Electricity Market Module, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/EMM_Assumptions.pdf, S.10

¹⁹ IW Köln (2025): Internationale Produktivitätsunterschiede in der Bauwirtschaft, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2025/Gutachten_2025-Bauindustrie.pdf, S.9

besteht daher keine hinreichend belastbare Grundlage, um eine zusätzliche allgemeine Lernrate für Freileitungen anzusetzen.

Für die Kosten-Nutzen-Analyse wird für die Mastkosten ein Kostenreduktionspotenzial von 6,5 % und die Fundamentkosten von 8 % angesetzt. Grundlage dafür sind aktuelle CIGRE-Arbeiten, die beispielsweise neue Mastkonzepte untersuchen, bei denen das Strukturgewicht um 6,5 %, der erforderliche Aushub um 8 % und die erforderliche Bewehrung um 9 % reduziert werden können.²⁰ Da die in der Kostenanalyse verwendeten Mastkosten proportional zum Mastgewicht angesetzt werden, wird eine Reduktion der Mastkosten um 6,5 % berücksichtigt. Für die Fundamente wird konservativ eine Kostenreduktion von 8 % angesetzt, da die verfügbare Kostenstruktur keine separate Modellierung von Aushub und Bewehrung ermöglicht.

Das Beispiel der Niederlande zeigt zudem, dass neue Mastkonzepte nicht ausschließlich auf Kostensenkungen ausgerichtet sind. Vor dem Hintergrund begrenzter gesellschaftlicher Akzeptanz neuer Freileitungen und hoher Anforderungen an die räumliche Einpassung entwickelte TenneT ein schlankes Mastdesign, das teurer war, aber insbesondere die Magnetfeldzone und den benötigten Korridor reduzieren sollte.²¹ Die mit diesem Konzept mögliche Bündelung mehrerer Stromkreise kann allerdings auch Risiken mit sich bringen: Niederländische Untersuchungen wiesen darauf hin, dass die Bündelung mehrerer Höchstspannungsstromkreise auf gemeinsamen Maststrukturen das Schadensausmaß bei einem Mastversagen erhöhen könne.²² TenneT setzt deshalb bei neuen Projekten inzwischen wieder auf Fachwerkmasten, die ähnlich zu konventionellen Freileitungsmasten sind und unter anderem einfacher zu errichten und zu warten sowie kostengünstiger als der schlanke Mast sind.²³

Darüber hinaus bestehen weitere technische Potenziale, die mangels belastbarer Quantifizierung nicht in die Kostenrechnung eingehen. Dazu gehören unter anderem digital unterstützte Planung und Vorfertigung²⁴, sowie Hochtemperaturleiter, durch die gegebenenfalls kompaktere Trassen oder niedrigere Masten ermöglicht werden könnten.²⁵

²⁰ CIGRE (2026): Structural analysis of the CICA Cross-Rope tower, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.e-cigre.org/publications/detail/b2-10871-2026-structural-analysis-of-the-cica-cross-rope-tower.html>

²¹ TenneT (2024): 380 kV-hoogspanningsverbinding Diemen – Ens, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Alternatievendocument-HSV-380-kV-Diemen-Lelystad-en-Ens.pdf>, S.23 und 40 und Tennet (2016): Aanvraag omgevingsvergunning voor de realisatie van de nieuwe hoogspanningsverbinding, abgerufen am 27.08.2026 unter [rvo.nl/sites/default/files/2017/06/04_Vergunningen_WABO_def_gem_Delfzijl_deel_1.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/06/04_Vergunningen_WABO_def_gem_Delfzijl_deel_1.pdf)

²² Ministerie van Economische Zaken (2013): Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-585647.pdf>, S.29ff.

²³ RVO/TenneT (2025/2026): Reactienota – Concept Notitie Reikwijdte en Detailniveau, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2025-10/Reactienota-concept-NRD-380-kV-netuitbreiding-Zeeuws-Vlaanderen.pdf>, S.4

²⁴ CIGRE (2026): B2 PS1, Paper 10110

²⁵ CIGRE (2026): Use of high temperature conductors in new lines, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://electra.cigre.org/345-april-2026/technical-brochures/use-of-high-temperature-conductors-in-new-lines.html>

Wie bei den Erdkabeln müssen dabei die elektrischen Verluste, insbesondere für die Hochtemperaturleiter, in die Abwägung eingebunden werden.

5 Ergebnisse der Bewertung für das Projekt DC42/DC42+

In diesem Kapitel führen wir die Ergebnisse unserer Analysen zusammen und stellen einen Gesamtkostenvergleich an. Diese umfassen den Vergleich der Umsetzung von DC42/DC42+ als Erdkabel und als Freileitung inklusive der angenommenen Verzögerung von 4-7 Jahren bei der Umsetzung als Freileitung. Die Analyse besteht aus der quantitativen Analyse der Gesamtkosten (Kapitel 5.1) sowie den ergänzenden Betrachtungen der sozioökonomischen Implikationen (Kapitel 5.2). Die folgenden quantitativen Ergebnisse basieren auf der rechtlichen Analyse von GÖRG in der Vorstudie, der neuen Redispatch-Modellierung von ef.Ruhr, der Kosten-Modellierung von Frontier Economics unter Berücksichtigung der neuen Kosten-Annahmen, Lerneffekten und zu erwartenden technologischen Innovationen. Die qualitative Bewertung wird gestützt auf die Ergebnisse der Vorstudie für den Vergleich zwischen Freileitungen und Erdkabeln im Betrieb sowie zusätzliche Analysen zur Auswirkung der Verzögerung von DC42/DC42+ in der Ausführung als Freileitungsvariante.

5.1 Kosten-Nutzen-Analyse

Für den Kostenvergleich zwischen der Umsetzung von DC42/DC42+ als Erdkabel und als Freileitung wird ein Vergleich aus Netzkostensicht gewählt. Die Betrachtung der Netzkosten ist relevant, da diese sicherstellt, dass alle wesentlichen Kosten berücksichtigt werden, die von den Netznutzern über die Laufzeit des Projektes auch tatsächlich getragen werden müssen. Abbildung 3 zeigt eine konzeptuelle Übersicht der berücksichtigten Netzkosten.

Abbildung 3 Überblick über die Berechnung der Netzkosten für die Kosten-Nutzen-Analyse

Für die Netznutzer relevante Kostenelemente*	Investitionskosten	Material, Konstruktion, Entschädigungen, Planungskosten (<i>rechtliche und ökonomische Analyse</i>)
	Abschreibungen	Investitionskosten berücksichtigt als lineare Abschreibung über die Lebensdauer des Projekts
	Betriebskosten	- Instandhaltung, Reparatur, Verlustenergie (<i>ökonomische und technische Analyse</i>) - Berücksichtigung von zukünftiger Inflation der Betriebskosten
	Finanzierungskosten	- Berücksichtigung der Finanzierungskosten über die „Regulatory Asset Base“ - Abhängig von gebundenem Kapital (Investitionskosten) und Finanzierungskostensatz (WACC) (<i>ökonomische Analyse</i>)
	Kosten aus Projektverzögerung / Redispatch	Zusätzlich auftretende Kosten für Engpassmanagement, die durch Verzögerung des Projektes entstehen (<i>rechtliche und netztechnische Analyse</i>)

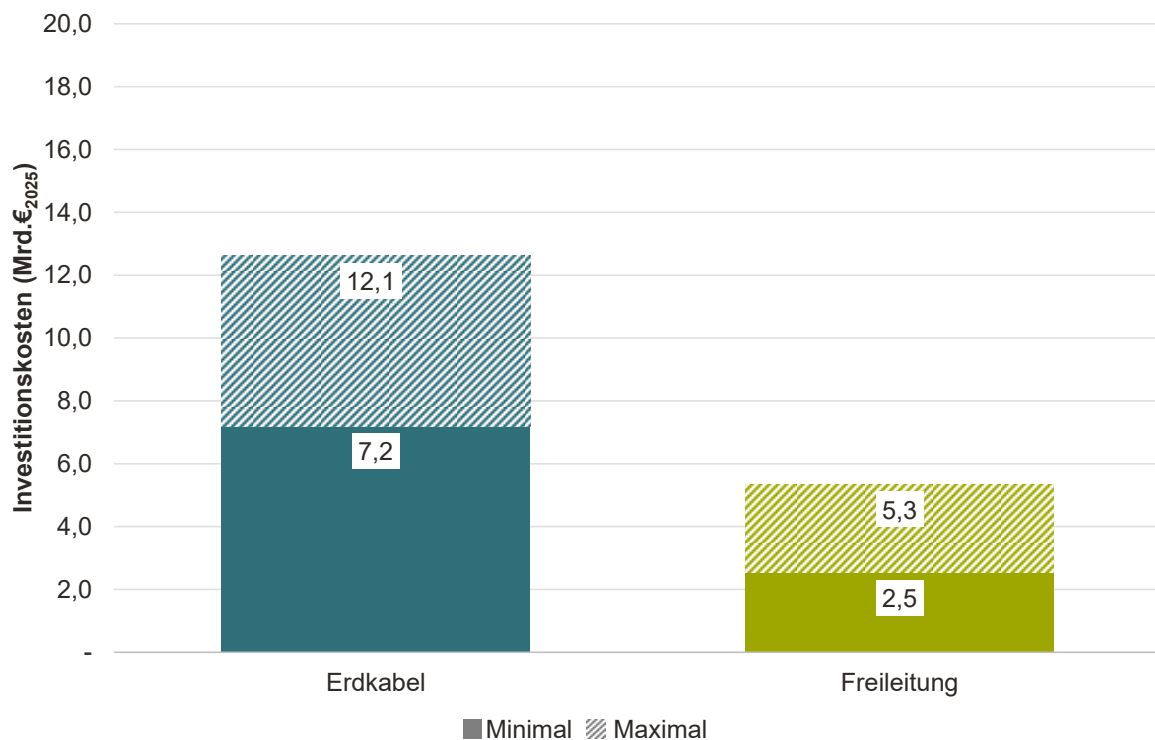
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Summe der Netzkosten über die Projektdauer wird diskontiert auf das Jahr 2026 (Berechnung des Barwertes) zur Vergleichbarkeit des Geldwertes.

5.1.1 Vergleich der Investitionskosten

Es ergeben sich Investitionskosten von 7,2-12,1 Mrd. € für Erdkabel und 2,5-5,3 Mrd. € für Freileitungen (Abbildung 4). Daraus folgen Mehrinvestitionskosten für Erdkabel für das Projekt DC42/DC42+, zu einem Faktor von 2,3-2,8x im Vergleich zu den Investitionskosten einer Freileitung.

Abbildung 4 Vergleich der Investitionskosten des Projekts DC42/DC42+ als Erdkabel und Freileitung in Mrd. € (nicht diskontiert)



Quelle: Frontier Economics

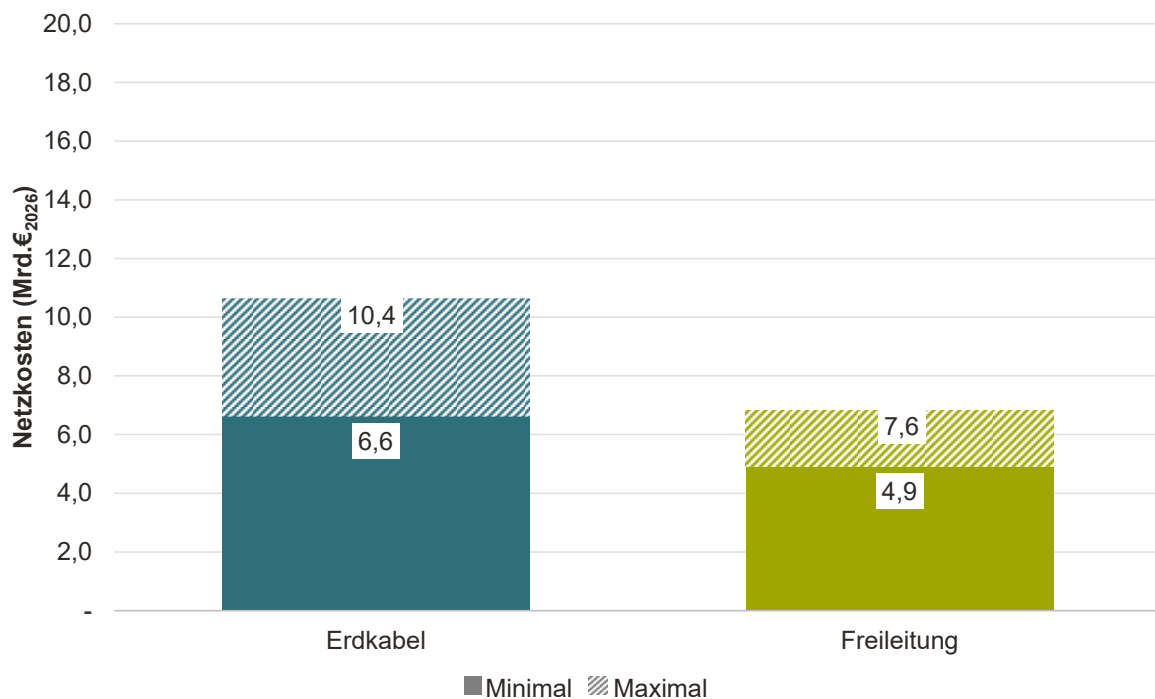
Hinweis: Die Investitionskosten sind in €₂₀₂₅ angegeben und nicht diskontiert. Dadurch sind die Investitionskosten in Teilen höher als die Netzkosten, welche über die regulatorische Lebensdauer der Projekte verteilt anfallen und nachfolgend nur abdiskontiert präsentiert werden.

Die Treiber der höheren Investitionskosten für Erdkabel sind vor allem die Materialkosten (Faktor 5-6x) sowie die (Tief-) Baukosten (Faktor 4-5x). Im Vergleich zur Vorstudie sinken die Kosten durch die Annahmen der technischen Innovationen sowohl bei Freileitungen als auch bei Erdkabeln. Da die zu erwartenden Kostenreduktionen bei Erdkabeln jedoch deutlich größer sind, sind auch die oben genannten Faktoren gesunken. Die angenommene Umsetzung des Erdkabels als Aluminiumleiter mit einer Betriebstemperatur von 90°C hat das höchste Reduktionspotenzial der Investitionskosten von Erdkabeln.

5.1.2 Vergleich der Netzkosten

Während die Investitionskosten im Fokus der öffentlichen Debatte liegen, sind für die Netznutzer die lebenslangen Netzkosten – also die Summe aus allen oben bereits diskutierten Effekten – relevant. Die angegebenen Kosten beziehen sich auf die Summe der Netzkosten über die Projektdauer (40 Jahre) und sind zur Vergleichbarkeit des Geldwertes auf das Jahr 2026 diskontiert. In der Ausführung als Erdkabel bewegen sich die (auf das Jahr 2026 diskontierten) Netzkosten zwischen 6,6-10,4 Mrd. €₂₀₂₆. Bei der Variante als Freileitung liegen diese diskontierten Netzkosten bei 4,9-7,6 Mrd. €₂₀₂₆. Damit reduziert sich der Mehrkostenfaktor auf ca. 1,3-1,4x für die Ausführung des Projekts als Erdkabel (Abbildung 5).

Abbildung 5 Vergleich der Netzkosten des Projekts DC42/DC42+ in der Ausführung als Erdkabel und Freileitung in Mrd. €₂₀₂₆ (Barwert 2026)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Der Netzkostenvergleich umfasst die Abschreibungen der Investitionskosten, Betriebskosten, Finanzierungskosten und die durch die Verzögerung entstandenen Redispatch-Kosten. Der Vergleich bezieht sich auf die Projektdauer von 40 Jahren und ist als Barwert in €₂₀₂₆ angegeben

Die Mehrkosten für Erdkabel sind getrieben durch die höheren Abschreibungen für die Investitionskosten (Faktor 3x) sowie die dadurch höheren Finanzierungskosten (Faktor 3x) für Erdkabel. Im Gegensatz dazu sind die Redispatchkosten durch die Jahre der Verzögerung in der Gesamtkosten-Rechnung höher für die Freileitungsvariante als für das Erdkabel. Die Redispatchkosten fallen in zwei unterschiedlichen Vergleichszeiträumen an:

- Vergleichsjahre mit Freileitungsverzögerung: In den Jahren, in denen das Erdkabel bereits im Betrieb ist und die Freileitung sich verzögert, entstehen Redispatchkosten durch die Nichtverfügbarkeit von DC42/DC42+, diese werden der Freileitung zugerechnet.
- Vergleichsjahre mit beiden Technologien in Betrieb: Nach Inbetriebnahme der Freileitung entstehen Unterschiede in den Redispatchkosten beider Technologien nur noch aufgrund der jeweiligen technischen Verfügbarkeiten. Das Delta der Redispatchkosten beider Technologien im Betrieb wird der Technologie zugerechnet, die eine geringere Verfügbarkeit hat. Im Minimalszenario ist dies das Erdkabel, im Maximalszenario die Freileitung.

Daraus ergeben sich im Minimal-Szenario zusätzliche Redispatchkosten von 1,3 Mrd. €₂₀₂₆ für Freileitungen, während für Erdkabel im Verzögerungszeitraum Redispatchkosten von 0,2 Mrd. €₂₀₂₆ anfallen. Im Maximalszenario liegen die Redispatchkosten für Freileitungen bei 2,5 Mrd. €₂₀₂₆.

5.1.3 Sensitivitäten

Im Rahmen dieser Studie haben wir die Ergebnisse gegenüber drei unterschiedlichen Annahmen getestet: eine Änderung der Brennstoffpreise, der Wetterumstände und der technologischen Entwicklung von Erdkabeln. Die Annahmen und Ergebnisse dieser Sensitivitäten werden im Folgenden erläutert.

Gas- und CO₂-Preis

Die Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sich veränderte Gas- und CO₂-Preise auf die Ergebnisse auswirken. Im Basisfall unterstellen wir einen CO₂-Preis von 152,70 €/t und einen Erdgaspreis von 16,90 €/MWh. Für die Sensitivität werden die Preisannahmen aus dem Szenariorahmenentwurf zum Netzentwicklungsplan 2040/2045 herangezogen. Diese liegen bei 297,50 €/t CO₂ und 13,10 €/MWh Erdgas. Damit wird gegenüber dem Basisfall ein nahezu doppelt so hoher CO₂-Preis bei gleichzeitig niedrigerem Erdgaspreis angenommen. Alle übrigen Annahmen bleiben unverändert.

In der Preissensitivität steigen die zusätzlichen jährlichen Engpasskosten infolge einer Verzögerung von DC42/DC42+ um rund 16 % (von 499 Mio. € auf 579 Mio. € pro Jahr). Ausschlaggebend ist insbesondere der höhere CO₂-Preis, der die Kosten des Redispatch erhöht. Entsprechend steigt auch der Kostenvorteil einer frühzeitigen Inbetriebnahme von DC42/DC42+. In der Kosten-Nutzen-Analyse erhöhen sich die Gesamtkosten der Freileitungsvarianten dadurch auf 5,1 bis 8,0 Mrd. €, gegenüber 4,9 bis 7,6 Mrd. € im Basisfall. Der Mehrkostenfaktor der Erdkabelvarianten bleibt je nach Szenario unverändert oder sinkt auf rund 1,3.

Die mengenbezogenen Kennzahlen entwickeln sich dagegen rückläufig. Die höheren Erzeugungskosten für Gaskraftwerke führen zu einer veränderten Merit Order, die in den Modellrechnungen geringere innerdeutsche Netzengpässe verursacht. Gleichzeitig werden

Gaskraftwerke im Redispatch weniger eingesetzt. Dadurch sinken sowohl der zusätzliche Gaseinsatz als auch die zusätzlichen CO₂-Emissionen infolge der Verzögerung von DC42/DC42+ auf jeweils etwa die Hälfte der Werte des Basisfalls.

Das Modell weist zusätzlich aus, wie viel Überlastung sich durch Redispatch nicht beheben lässt. Diese Menge misst die Schärfe des Engpasses, denn in der Wirklichkeit stünden der Netzführung weitere Mittel (bis hin zum Lastabwurf) zur Verfügung. Diese sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie. In der Sensitivität nimmt die nicht behebbare Überlastung zu, sodass der Vorteil einer frühzeitigen Inbetriebnahme noch größer ausfällt.

Insgesamt bestätigt die Preissensitivität die Robustheit der Ergebnisse gegenüber veränderten Gas- und CO₂-Preisen. Insbesondere die Kostenwirkung einer Verzögerung von DC42/DC42+ bleibt bestehen bzw. steigt sogar. Eine detaillierte Übersicht der zugehörigen Kennzahlen findet sich im Anhang.

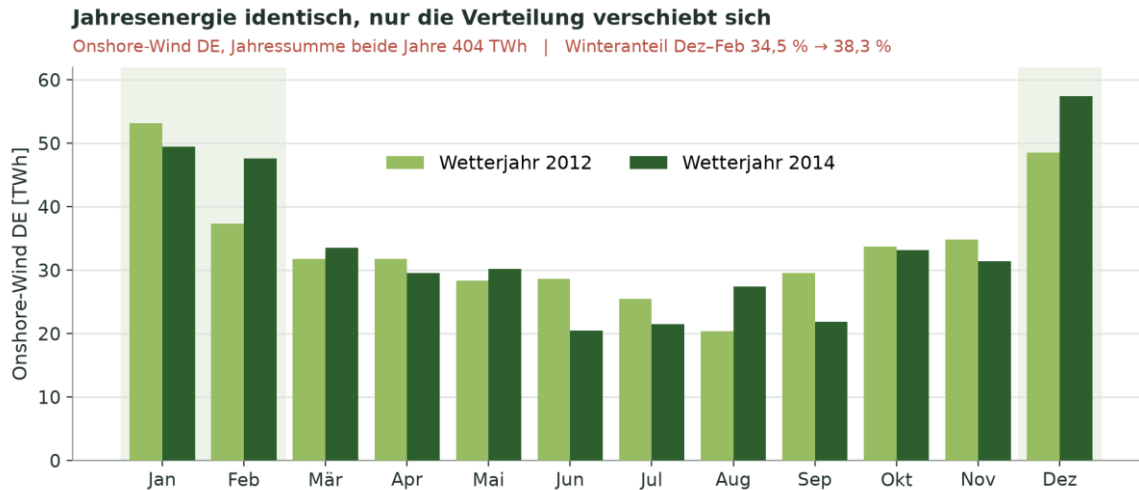
Wetterjahr

Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert im Basisfall auf dem Wetterjahr 2012, das die stündlichen Profile für Wind, Photovoltaik und Last vorgibt. Der Nutzen von DC42/DC42+ hängt davon ab, wie stark Nord-Süd-Transporte mit Netzengpässen zeitlich zusammenfallen. Da dieses Zusammenfallen wetterabhängig ist, wird der Einfluss des Wetterjahres in einer Sensitivität auf Basis des Wetterjahres 2014 untersucht.²⁶ Die Sensitivität zeigt, dass der Wert von DC42/DC42+ in Jahren mit hohem winterlichem Nord-Süd-Transport steigt. Die Leitungen sind unter Annahme des Wetterjahres 2014 mit 92 und 96 Prozent stärker ausgelastet als im Wetterjahr 2012 (90 und 94 Prozent) und vermeiden rund 30 Prozent mehr nicht behebbare Überlastung (38,5 statt 29,9 GWh). Die Redispatch-Kosten fallen zwar mit 469 statt 499 Mio. € etwas geringer aus, bilden aber die höhere physische Belastung (inkl. nicht behebbare Netzüberlastung) nicht ab (Tabelle 3 im Anhang).

Die Sensitivität verändert dabei das Erzeugungsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung, der Erneuerbaren-Einspeisung. Die Regionalisierung normiert die erneuerbare Erzeugung auf die Szenario-Volllaststunden, sodass die Jahresenergie von Wind, Photovoltaik und Last zwischen den Wetterjahren gleich bleibt. Die deutsche Onshore-Winderzeugung beträgt in beiden Jahren rund 404 TWh. Auch die Last ist wetterjahr-invariant, da sie einem Kalenderprofil folgt.

²⁶ Für die Auswahl des Wetterjahres wurde aus den REA6-Wetterdaten der Jahre 1996 bis 2017 für jedes Jahr der winterliche Nord-Süd-Transportdruck bewertet. Als Kennzahl dient der kapazitätsgewichtete Export erneuerbarer Erzeugung aus dem Norden im Winterhalbjahr gegenüber 2012. Das Wetterjahr 2014 weist mit rund plus 16 % den höchsten Wert auf und bildet damit ein anspruchsvolles Jahr mit hohem Nord-Süd-Transportbedarf ab. Damit dient 2014 als Stresswetterjahr gegenüber der Basis 2012.

Abbildung 6 Monatliche Onshore-Winderzeugung in Deutschland, Wetterjahr 2012 und 2014



Quelle: ef.Ruhr

Der Unterschied zwischen den Wetterjahren liegt also in der Verteilung über das Jahr, insbesondere im Winter. Der Anteil der Onshore-Winderzeugung im Winterhalbjahr steigt von 34,5 % im Jahr 2012 auf 38,3 % im Jahr 2014. Das entspricht rund plus 15 TWh in den Monaten Dezember bis Februar. Das Mittel der Monate Dezember bis Februar steigt von rund 64 auf 72 GW. Die Offshore-Erzeugung folgt demselben Muster mit nahezu unverändertem Jahresmittel und höheren Winterwerten. Die Sensitivität isoliert damit gezielt die zeitliche Verschiebung der Wind- und Photovoltaik-Erzeugung.

Die Analyse ergibt, dass die stärkere winterliche Windeinspeisung im Norden die Auslastung von DC42/DC42+ erhöht. Ihre mittlere Auslastung steigt von 90 beziehungsweise 94 Prozent im Jahr 2012 auf 92 beziehungsweise 96 Prozent im Jahr 2014, die Volllaststunden nehmen von 8.080 auf 8.240 zu und die gemeinsam transportierte Energie von 32,3 auf 33,0 TWh. In einem windreicheren Winter werden die beiden Verbindungen also noch näher an ihrer Kapazitätsgrenze betrieben.

Der Nutzen aus vermiedenen Redispatch-Kosten fällt 2014 mit 469 statt 499 Mio. € niedriger aus, obwohl das Netz physisch stärker belastet ist. Ohne DC42/DC42+ bleiben 2014 71,7 GWh Überlastung übrig, die kein Redispatch beheben kann, gegenüber 33,1 GWh im Jahr 2012. Der Engpass sitzt eng auf der Achse Mittelhessen und Rhein-Main, wo kaum Kraftwerke stehen, deren Einsatz die überlasteten Leitungen entlasten könnte. Bewertet man diese Überlastung mit, dreht der Vorteil mit 854 gegenüber 798 Mio. € zugunsten des Wetterjahres 2014.

Der Nutzen von DC42/DC42+ zeigt sich im Wetterjahr 2014 gerade an dieser nicht behebbaren Überlastung. Die beiden Leitungen senken sie um 38,5 GWh, gegenüber 29,9 GWh im Jahr 2012. Der Wert der Leitungen zur Vermeidung von nicht behebbaren

Überlastungen steigt damit in Jahren, in denen hoher Nord-Süd-Transport und Netzengpässe zusammenfallen.

Materialkosten Erdkabel

Die Kosten-Nutzen-Analyse zeigt, dass höhere Materialkosteneinsparungen den Kostennachteil von Erdkabeln weiter deutlich reduzieren können. Basierend auf Expertengesprächen haben wir daher zusätzlich untersucht, wie sich eine stärkere Kostenreduktion beim Kabelsystem auf die Ergebnisse auswirkt.

Im Basisfall wird für den Wechsel auf einen Aluminiumleiter mit 90°C Betriebstemperatur eine Kostenreduktion des Kabelsystems von 19 % gegenüber den jüngsten Ausschreibungsergebnissen angenommen. Laut Experten sind Einsparungen von bis zu 30 % möglich. Diese höhere Reduktion wird in der Sensitivität angesetzt, während alle übrigen Annahmen unverändert bleiben.

Unter dieser Annahme sinken die Investitionskosten der Erdkabel auf 6,0 bis 10,6 Mrd. € gegenüber 7,2 bis 12,1 Mrd. € im Basisfall. Der Investitionskostenfaktor gegenüber Freileitungen reduziert sich damit auf 2,0x bis 2,3x. Die Gesamt-Netzkosten sinken auf 5,7 bis 9,3 Mrd. €₂₀₂₆ gegenüber 6,6 bis 10,4 Mrd. €₂₀₂₆ im Basisfall. Der Mehrkostenfaktor für der Erdkabel für die Gesamt-Netzkosten reduziert sich dadurch auf rund 1,2x.

5.2 Sozioökonomische Implikationen

Neben den unmittelbar quantifizierten Auswirkungen auf Investitions-, Betriebs- und Engpasskosten kann der Zeitpunkt der Inbetriebnahme von DC42/DC42+ weitere sozioökonomische Wirkungen entfalten. Eine frühere Inbetriebnahme kann erstens zusätzliche Netzkapazität für wirtschaftliche Aktivitäten im Süden Deutschlands bereitstellen (Kapitel 5.2.1), zweitens die Integration erneuerbarer Energien unterstützen und zusätzliche fossile Erzeugung vermeiden (Kapitel 5.2.2) sowie drittens das europäische Verbundnetz durch geringere physikalische Loop Flows entlasten (Kapitel 5.2.3). Diese zusätzlichen Wirkungen werden nachfolgend qualitativ und, soweit möglich, anhand illustrativer Größenordnungen eingeordnet. Zusätzlich werden in Kapitel 5.2.4 auch Freileitungen und Erdkabel, angelehnt an die Vorstudie, anhand ihrer Umweltwirkung, Sicherheit und Akzeptanz im Betrieb und im Bau eingeordnet.

5.2.1 Systemresilienz und wirtschaftliche Effekte

Eine frühere Inbetriebnahme von DC42/DC42+ erhöht die verfügbare Nord-Süd-Übertragungskapazität und kann dadurch bestehende Netzengpässe reduzieren. Die Netzmodellierung zeigt, dass die zusätzlichen Engpässe bei einer Verzögerung von DC42/DC42+ insbesondere in Mittelhessen und im Rhein-Main-Gebiet sowie in einzelnen Netzabschnitten im Ruhrgebiet, Saarland und am Oberrhein auftreten. Damit betrifft die zusätzliche Belastung insbesondere Regionen mit einer hohen industriellen und gewerblichen Stromnachfrage.

Die Bedeutung ausreichender Netzkapazitäten geht dabei über die unmittelbaren Redispatchkosten hinaus. Nach Angaben der Bundesnetzagentur fehlen in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung zunehmend Netzanschlusskapazitäten, sodass Netzbetreiber nicht mehr allen Anschlussanfragen entsprechen können.²⁷ Die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) weist ebenfalls darauf hin, dass fehlende Netzanschlusskapazitäten die wirtschaftliche Entwicklung beeinträchtigen können, etwa indem Elektrifizierungsprojekte verschoben oder Neuansiedlungen erschwert werden.²⁸ Eine frühere Bereitstellung zusätzlicher Übertragungskapazität kann daher grundsätzlich dazu beitragen, Netzanschlüsse und damit verbundene Investitionen früher zu ermöglichen.

Die mögliche wirtschaftliche Größenordnung lässt sich illustrativ am Beispiel von Rechenzentren verdeutlichen. Verzögerte Stromnetzanschlüsse werden zum Beispiel vom Bayerischen Wirtschaftsministerium als Hemmnis für Neubau und Erweiterung von Rechenzentren genannt²⁹. Das bayerische Wirtschaftsministerium berichtet von Investitionsprojekten, die darauf hindeuten, dass pro MW Anschlussleistung Investitionen von 18 bis 42 Mio. € getätigt werden müssen.³⁰ Für die betrachtete Projektpipeline in Bayern und Baden-Württemberg von insgesamt rund 159 MW entspricht dies einem Investitionsvolumen von etwa 2,9 bis 6,6 Mrd. €. Dieses Volumen ist jedoch nicht als zusätzlicher volkswirtschaftlicher Nutzen von DC42/DC42+ zu interpretieren, da die entsprechenden Investitionen bei einer Verzögerung der Leitungen nicht vollständig entfallen müssen. Zusätzliche Übertragungskapazitäten könnten vielmehr dazu beitragen, einen Teil dieser Investitionen früher zu realisieren, sofern fehlende Netzanschluss- oder Transportkapazität tatsächlich das relevante Investitionshindernis darstellt.

Auch für die Elektrifizierung industrieller Prozesse ist die Verfügbarkeit ausreichender Netzkapazität von unmittelbarer Bedeutung. Dies zeigt exemplarisch der BASF-Standort Ludwigshafen. Amprion erweitert dort die bestehende Strominfrastruktur um eine neue 380/220-kV-Umspannanlage, da der Strombedarf des Standorts infolge der Elektrifizierung chemischer Produktionsprozesse und der Energieerzeugung künftig deutlich steigen soll.

²⁷ Bundesnetzagentur (2024): Konsultation zu einem Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen aus Netzebenen oberhalb der Niederspannung, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-245/BK6-24-245_Verfahren.html

²⁸ DIHK (2026): "Netzanschlussverfahren müssen schneller, digitaler und unbürokratischer werden", abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.dihk.de/de/newsroom/-netzanschlussverfahren-muessen-schneller-digitaler-und-unbuerokratischer-werden--170018>

²⁹ Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2025): Aiwanger: "Bayerns Wirtschaft ist auf den Ausbau leistungsfähiger Rechenzentren angewiesen. Investition in Kirchheim stärkt die digitale Wettbewerbsfähigkeit und Unabhängigkeit des Freistaats", abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/pdf/363-2025>, S. 1

³⁰ $100 \text{ Mio.€} / (7-1,5 \text{ MW}) = 18,2 \text{ Mio.€/MW}$, basierend auf Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2025): Aiwanger: "Bayerns Wirtschaft ist auf den Ausbau leistungsfähiger Rechenzentren angewiesen. Investition in Kirchheim stärkt die digitale Wettbewerbsfähigkeit und Unabhängigkeit des Freistaats", abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/pdf/363-2025>, S. 2 und $1 \text{ Mrd.€} / 24 \text{ MW} = 41,7 \text{ Mio.€/MW}$, basierend auf Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2026): Aiwanger: "Das moderne KI-Rechenzentrum ist ein starkes Signal für Bayern. Wir setzen verlässliche Rahmenbedingungen", abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/44-2026/>

BASF bezeichnet den Ausbau der Strominfrastruktur als eine wesentliche Grundlage dafür, den Standort künftig mit ausreichenden Mengen erneuerbarer Energie zu versorgen.³¹ Parallel entsteht am Standort eine industrielle Wärmepumpe mit knapp 50 MW thermischer Leistung, durch die die Dampferzeugung elektrifiziert und jährlich bis zu 100.000 t CO₂ vermieden werden sollen.³² Das Beispiel zeigt damit den Zusammenhang zwischen zusätzlicher Netzkapazität, der Elektrifizierung industrieller Prozesse und der Reduktion von CO₂-Emissionen. Es ist jedoch nicht belegt, dass gerade DC42/DC42+ für dieses konkrete Projekt entscheidend ist. Vielmehr illustriert das Beispiel grundsätzlich, welche wirtschaftlichen und klimapolitischen Effekte zusätzliche Übertragungs- und Anschlusskapazitäten ermöglichen können.

Ein weiterer möglicher Systemnutzen besteht in der Aufnahme zusätzlicher Großbatteriespeicher. Der Bedarf an Netzanschlusskapazität für solche Projekte ist bereits heute erheblich. TransnetBW berichtet, dass Batteriespeicher inzwischen mehr als 70 % der bei TransnetBW angefragten Anschlussleistung ausmachen und sich die entsprechenden Anfragen auf mehr als 15 GW summieren.³³ Gleichzeitig können zusätzliche Batteriespeicher die Flexibilität des Stromsystems erhöhen und dessen Kosten reduzieren. Ein Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) vergleicht einen schnellen mit einem verzögerten Ausbau von Großbatteriespeichern. Im schnellen Ausbaupfad stehen 2035 rund 57 GW, im verzögerten Ausbaupfad rund 19 GW zur Verfügung. Im Modell fallen die variablen Stromsystemkosten bei schnellerem Ausbau im Jahr 2035 um bis zu 1,8 Mrd. € bzw. 7 %.³⁴ Diese Größenordnung kann nicht unmittelbar DC42/DC42+ zugerechnet werden. Insbesondere hängt die netzentlastende Wirkung von Batteriespeichern von ihrem Standort ab. Die Ergebnisse verdeutlichen jedoch, dass ausreichende Anschluss- und Transportkapazitäten für Speicherprojekte einen zusätzlichen Systemwert schaffen können.

Die Analyse liefert damit vor allem Hinweise auf einen zusätzlichen Systemwert ausreichender Übertragungskapazität: Neben der Reduktion von Engpässen und Redispatch können zusätzliche Transportkapazitäten die Fähigkeit des Netzes stärken, neue Lasten und wirtschaftliche Aktivitäten in Regionen mit bereits knappen Netzkapazitäten aufzunehmen.

³¹ BASF / Amprion (2025): Spatenstich zur Erweiterung der Umspannanlage am BASF-Standort Ludwigshafen, 1. September 2025, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/09/p-25-170>

³² BASF (2025): Spatenstich am BASF-Standort Ludwigshafen: Eine der leistungsfähigsten Wärmepumpen zur CO₂-freien Dampferzeugung geht in nächste Projektphase, 24. September 2025, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/09/p-25-192>

³³ TransnetBW (k.D.): Batteriespeicher - „Wir erleben einen wahren Boom an Netzanschlussanfragen“, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.transnetbw.de/de/3239plus/solar-speicher-stabilitaet/batteriespeicher>

³⁴ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2026): *Nutzen von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem und Kosten eines verzögerten Ausbaus*, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2026/07/20260613_EWI_Gutachten_zum_Nutzen_von_Grossbatteriespeichern.pdf, S. 4 und 13

5.2.2 Erreichung der Klimaziele

Eine Verzögerung von DC42/DC42+ erschwert die Integration erneuerbarer Energien und erhöht gleichzeitig den Einsatz fossiler Erzeugung. Alternative Dekarbonisierungsmaßnahmen können diese Folgen nur teilweise und zu zusätzlichen Kosten kompensieren. Die Netzmodellierung ergibt für jedes Verzögerungsjahr rund 3,9 TWh zusätzliche EE-Abregelung, 3,3 TWh_{el} zusätzlichen Gaseinsatz und 1,1 Mio. t zusätzliche CO₂-Emissionen aus Redispatch.³⁵ Diese Effekte müssten in den 4-7 Jahren der Verzögerung kompensiert werden.

Die zusätzliche EE-Abregelung entspricht der hypothetischen Versorgung von 757.000 Haushalten mit erneuerbarem Strom.³⁶ Die abgeregelterte Menge von 3,9 TWh entspricht der Jahresproduktion von rund 1,2 Offshore-Windparks beziehungsweise 1,5 Onshore-Windparks mit jeweils 1 GW Leistung.³⁷ Der Netzentwicklungsplan unterstreicht die Bedeutung von DC42/DC42+ für den Onshore- und Offshore-Ausbau und betrachtet DC42/DC42+ als wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Energieübertragung aus den erwarteten Onshore- und Offshore-Windzubauten ein.³⁸ Eine Verzögerung kann damit auch die Nutzung eines beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien erschweren.

Der zusätzliche Gaseinsatz von 3,3 TWh_{el} erhöht gleichzeitig den Bedarf an fossiler Erzeugung und damit die Importabhängigkeit. Die für den Redispatch erforderliche zusätzliche Gasmenge entspricht etwa fünf voll beladenen LNG-Schiffen pro Jahr.³⁹ Das entspricht ca. 5% der jährlichen Anzahl an Schiffen/der LNG-Menge, die aktuell an deutschen Häfen ankommen.⁴⁰ Durch den Gaseinsatz entstehen basierend auf der Modellierung von ef.Ruhr

³⁵ Siehe Kapitel 4.1.1

³⁶ Berechnet basierend auf einem Stromverbrauch von rund 5.150 kWh pro 4-Personen-Haushalt/Jahr, basierend auf Check24 (2025): Stromverbrauch 4 Personen, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.check24.de/strom-gas/ratgeber/energieverbrauch/stromverbrauch-4-personen/>

³⁷ Offshore: Berechnet aus 56,0 GW Leistung und 186,7 TWh Erzeugung, Onshore: Berechnet aus 158,2 GW Leistung und 410,0 TWh Erzeugung, basierend auf Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-05/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf, S.28 und S.73

³⁸ Netzentwicklungsplan Strom (2026): DC42. SuedWestLink. HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek/f10238b8-b777-488a-a4ab-9cd59dccc657/b392f16d-3ad5-4dd8-966b-a44f47b3f9df>

³⁹ Berechnung: 3,3 TWh elektrisch / 5,44 TWh Erdgas-Brennstoffenergie (1,102 Mio. t CO₂ / 0,203 t/MWh) und 1,1 TWh pro Schiff. Brennstoffumrechnung basierend auf Bafu (2020): Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.bafu.admin.ch/dam/de/sd-web/ptkvbl11kZF3/projekte-und-programme-zur-emissionsverminderung-im-inland-2020.pdf>, S. 91 und Energie pro Schiff basierend auf ADNOC Logistics & Services (2026): ADNOC L&S Takes Delivery of Sixth Next-Generation LNG Carrier, Strengthening Global Energy Flows, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://adnocls.ae/en/news-and-media/press-releases/2026/al-taweelah-delivery-of-sixth-next-generation-lng-carrier>

⁴⁰ Bundesnetzagentur (2026): Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zur Gasversorgung 2025, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260109_JahresRueckblickGAS.html

Kosten von ca. 92 Mio.€ pro Jahr (bereits Teil der Redispatchkosten in der quantitativen Analyse), die aufgrund der hohen deutschen Importabhängigkeit zu einem Großteil auf zusätzliche Energieimporte entfallen würden.

Die zusätzlichen CO₂-Emissionen durch den Gaseinsatz verursachen bei dem im Modell angesetzten CO₂-Preis von 152,70 €/t einen Kostenanteil von rund 168 Mio. € pro Jahr. Diese CO₂-Kosten sind bereits Bestandteil der modellierten Redispatchkosten. Damit Deutschland jedoch die eigenen Klimaziele erreichen kann, ist es notwendig, Reduktionen in anderen Sektoren in Betracht zu ziehen. Diese CO₂-Minderungen sind teilweise jedoch mit höheren Vermeidungskosten verbunden. Bei einer Minderung durch Stahl CCU würden mit der zu erwartenden Redispatchmenge Kosten in Höhe von 255-484 Mio.€/Jahr anfallen.⁴¹ Würde man die entstandenen Emissionen versuchen im Verkehrssektor zu kompensieren, würde dies zu mehr als 331 Mio.€/Jahr zusätzlichen Kosten führen.⁴²

Alternativ könnte der zusätzliche Gasbedarf durch Biomethan gedeckt und damit der Einsatz fossilen Erdgases sowie die damit verbundenen CO₂-Emissionen vermieden werden. Würden die zusätzlichen 3,3 TWh Strom vollständig aus Biomethan erzeugt, ergäben sich unter den Konditionen aktueller Biomethan-Ausschreibungen Förderkosten von rund 400 Mio. € pro Jahr.⁴³

Zusätzliche erneuerbare Erzeugung im Süden beseitigt den Transportbedarf von DC42/DC42+ nicht ohne Weiteres. Der NEP unterstellt für Bayern und Baden-Württemberg bereits einen massiven Ausbau von Wind- und Photovoltaik auf insgesamt rund 141 GW, identifiziert DC42/DC42+ aber dennoch als erforderlich.⁴⁴ Zusätzliche süddeutsche Erzeugung kann daher zwar einzelne Auswirkungen reduzieren, ersetzt die Nord-Süd-Transportfunktion von DC42/DC42+ jedoch nicht.

Insgesamt können alternative Dekarbonisierungsoptionen somit nur durch deutliche Mehrinvestitionen die zusätzliche EE-Abregelung, den zusätzlichen Gasbedarf und die zugrunde liegenden Netzengpässe beseitigen.

⁴¹ Annahme: 231-439€/t CO₂ basierend auf Agora Energiewende (2020): Klimaneutrale Industrie. Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf, S.21

⁴² Annahme: Mehr als 300€/t CO₂ als Proxy für die Vermeidungskosten, basierend auf dem vom UBA ermittelten notwendigen CO₂-Preis zur Kompensation der Mehrkosten synthetischer Kraftstoffe gegenüber fossilem Diesel, Umweltbundesamt (2025): Abschlussbericht. Analysen zur CO₂-Bepreisung im Gebäude- und Verkehrssektor, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/44_2025_cc_0.pdf, S.11

⁴³ Diese ergibt sich aus einem angenommenen Zuschlagswert von ~200 €/MWh Strom abzüglich eines durchschnittlichen Strommarktwerts von ~80 €/MWh. Zuletzt ([Gebotstermin 01.04.2026](#)) lagen die Zuschlagswerte bei etwa 230 €/MWh.

⁴⁴ FfE (2025): Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher für den Netzentwicklungsplan 2025. Abschlussbericht, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_Begleitstudie_Regionalisierung_Ausbau_EE_2037_2045_V2025_1E.pdf, Summe aus Werten auf S. 22, S.30 und S.43

5.2.3 Implikationen für das europäische Energiesystem

Eine stärkere innerdeutsche Nord-Süd-Verbindung kann auch das europäische Verbundnetz entlasten, indem physikalische Stromflüsse stärker innerhalb Deutschlands geführt werden und weniger über Netzelemente in Nachbarländern ausweichen. Somit würde DC42/DC42+ zwar nicht unmittelbar die Interkonnektorkapazität mit den Nachbarländern erhöhen, würde jedoch durch weniger Loop Flows und innerdeutsche Engpässe voraussichtlich eine bessere Auslastung der bestehenden Interkonnektorkapazität ermöglichen, d.h. dem kommerziellen Handel würden mehr grenzüberschreitende Leistung zur Verfügung stehen.

Ein Teil der beschriebenen Wirklogik zeigt sich unmittelbar in der Netzmodellierung. Ohne DC42/DC42+ ist der physikalische Stromfluss über die 60 betrachteten grenzüberschreitenden AC-Leitungen in Summe um rund 1,2 TWh pro Jahr höher. Dabei erhöhen sich die Flüsse insbesondere über die Niederlande um rund 1,5 TWh und über Polen um rund 0,9 TWh, während sich die Flüsse über Österreich um rund 0,8 TWh und über die Schweiz um rund 0,6 TWh verringern. Da das Aussenhandelssaldo zwischen den Modellfällen unverändert bleibt, handelt es sich dabei nicht um zusätzlichen Handel, sondern um eine Veränderung physikalischer Umwegflüsse (Loop Flows).

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund bestehender europäischer Netzengpässe relevant. ACER berichtet für 2024 von mehr als 60 TWh aktivierten Engpassmanagementmaßnahmen in der EU mit Kosten von rund 4,3 Mrd. € und hebt den Netzausbau als einen zentralen Ansatz zur Reduktion dieser Kosten hervor.⁴⁵ Darüber hinaus schätzt ACER, dass die vollständige Einhaltung der 70%-Anforderung für grenzüberschreitende Kapazitäten in der Core-Region im Jahr 2024 zusätzliche Wohlfahrt von mindestens rund 580 Mio. € ermöglicht hätte. Die 70%-Anforderung soll sicherstellen, dass ein ausreichender Anteil der sicher nutzbaren Netzkapazität für grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht und nicht durch interne Flüsse, Loop Flows oder Sicherheitsmargen beansprucht wird.⁴⁶

Eine Entlastung innerdeutscher Engpässe kann zusätzliche Kapazität für den europäischen Stromhandel freisetzen und damit Systemkosten senken. ACER weist für 2023 für deutsche Netzelemente einen aggregierten Schattenpreis von rund 750.000 €/MW aus. Dabei entfielen

⁴⁵ ACER (2025): Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU. 2025 Monitoring Report, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Monitoring-Report-2025-crosszonal-electricity-trade-capacities.pdf>, S.6

⁴⁶ ACER (2025): Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU. 2025 Monitoring Report, abgerufen am 27.08.2026 unter <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Monitoring-Report-2025-crosszonal-electricity-trade-capacities.pdf>, S.17

rund 82 % der deutschen Schattenpreise auf interne Netzelemente, was die Bedeutung innerdeutscher Engpässe für den grenzüberschreitenden Handel unterstreicht.⁴⁷

Auch der Draghi-Report unterstreicht die Bedeutung eines stärker integrierten europäischen Stromsystems für Energiepreise und Systemkosten. Grenzüberschreitender Stromhandel kann unterschiedliche Erzeugungsmuster zwischen Mitgliedstaaten ausgleichen und dadurch die Strompreise stabilisieren; während der Energiekrise wäre die Preisvolatilität laut einer im Draghi-Report zitierten Analyse bei isolierten nationalen Märkten rund siebenmal höher gewesen. Gleichzeitig können zusätzliche Netze und Interkonnektoren die Nutzung günstiger erneuerbarer Erzeugung verbessern und Engpassmanagementkosten reduzieren. Draghi verweist darauf, dass unzureichende Netzkapazitäten die Redispatchkosten in Europa bis 2040 auf 50 bis 100 Mrd. € erhöhen könnten, während die Deckung des identifizierten europäischen Systembedarfs die jährlichen Systemkosten im Jahr 2040 um rund 9 Mrd. € reduzieren könnte.⁴⁸

Die vorliegende Modellierung quantifiziert keinen eigenen Strompreiseffekt von DC42/DC42+, da beide Netzfälle auf demselben Marktdispatch basieren. Sie zeigt jedoch den zugrunde liegenden europäischen Mechanismus: Ohne DC42/DC42+ steigen die physikalischen grenzüberschreitenden Flüsse um rund 1,2 TWh pro Jahr, obwohl sich das Aussenhandels saldo nicht verändert.

5.2.4 Vergleich von Freileitungen und Erdkabeln im Betrieb und im Bau

In der vorangegangenen Studie wurden die Aspekte Umweltschutz, Resilienz und Sicherheit sowie Akzeptanz von Freileitung und Erdkabel im Betrieb und im Bau im Detail betrachtet. Der nachfolgende Abschnitt gibt einen Überblick über diese Themen. Details sind der vorangegangenen Studie zu entnehmen.⁴⁹

Insgesamt zeigt sich, dass die qualitative Bewertung letztendlich maßgeblich davon abhängen wird, welche Kriterien regulatorisch und politisch besonders hoch gewichtet werden. Für eine Umsetzung als Erdkabel sprechen insbesondere die Vorteile für das Landschaftsbild und entsprechende positive Implikationen für Akzeptanz und Planungsrisiken, während im Bereich Umwelt und Resilienz ein Trade-Off anhand unterschiedlicher Bewertungsschwerpunkte akzeptiert werden muss. So ist ein Erdkabelnetz deutlich geschützter vor dem Zugriff

⁴⁷ ACER (2024): Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU. 2024 Monitoring Report, abgerufen am 27.08.2026 unter [Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU - ACER 2024 MMR](#), S.18 f.

⁴⁸ European Commission (2024): The future of European competitiveness. Part B | In-depth analysis and recommendations, abgerufen am 27.08.2026 unter https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en?filename=The+future+of+European+competitiveness_+In-depth+analysis+and+recommendations_0.pdf, S.15

⁴⁹ In Kapitel 4.2 der Vorstudie haben wir die verfügbare Evidenz und Studien ausgewertet: Frontier Economics, ef.Ruhr, GÖRG (2026): Kostenanalyse zur Bewertung von Erdkabel und Freileitung. Methodik und Anwendung auf das Projekt DC42/DC42+. Eine Studie für NKT und Prysmian, abgerufen am 27.08.2026 unter https://www.frontier-economics.com/media/cxbfyhpb/rpt-frontier_goerg_efruhr-kostenanalyse-zur-bewertung-von-erdkabel-vs-freileitung-final-21-05-2026-stc.pdf

(unbefugter) Dritter, im tatsächlichen Störfall ist jedoch Fehlersuche und Reparatur zeitaufwendiger und komplexer. Aus Umweltsicht zeigt sich ein Vorteil der Umsetzung als Erdkabel vor allem in der Betriebsphase, die gegen die schwerwiegenden Eingriffe in der Bauphase aufgewogen werden müssen. Eine Übersicht der Gesamtbewertung findet sich in Abbildung 7.

Abbildung 7 Qualitative Bewertung der Technologieoptionen im Betrieb

	 Erdkabel	 Freileitung
Umweltschutz	- Im Betrieb weniger Barrierewirkung; besser bei Vogelschutz und Agrarflächen/monostrukturierten Forsten. - Bauphase stärker disruptiv, kritisch bei hohem Grundwasser & Feuchtgebieten - Herstellung/Bau CO₂-intensiver 	- Weniger boden-/grundwasserrelevante Eingriffe; günstiger in Feuchtgebieten/hohem Grundwasser und teils in geschlossenen Wäldern - Dauerhafte Kollisionsgefahr für Vögel und dauerhafter Lebensraumeingriff 
Sicherheit und Resilienz	- Geringere Exposition gegenüber Witterung und Sabotage – Risiko vorrangig an Übergangsstellen - Längere Wiederherstellung im Störfall; genaue Dauer von Störungen oft bau- und zugangsabhängig 	- Höhere Witterungsexposition, mehr mögliche Angriffsfläche bei Sabotage - Schäden meist schneller erkennbar und zugänglich, kürzere Reparaturdauer - Niedrigere kurzfristige Systemresilienz durch Verzögerung 
Akzeptanz und Planungsrisiko	- Geringere dauerhafte Sichtbarkeit im Landschaftsbild - Bauphase stärker belastend, aber begrenzt auf Landwirte und Eigentümer - Potenzielle Konflikte v.a. bei Landwirtschaft 	- Dauerhafte visuelle Präsenz; ganze Bevölkerung betroffen - Kleinerer, sichtbarer Eingriff in Bauzeit - Höhere Wahrscheinlichkeit landschaftsbezogener Einwendungen 

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Grafik entnommen aus der Vorstudie

Umweltschutz

Aus Umweltsicht ist zu beachten, dass die Effekte der Umsetzung als Erdkabel oder Freileitungen von Art und Zeitpunkt der Eingriffe abhängen. Erdkabel verursachen während der Bauphase stärkere Eingriffe entlang der gesamten Trasse. Tiefbau, Baustellenlogistik und die temporäre Flächeninanspruchnahme können insbesondere Böden und Grundwasser belasten. Diese Effekte sind in Gebieten mit hohem Grundwasserstand, Mooren oder naturnahen Feuchtgebieten besonders relevant. Durch geeignete Bodenschutzkonzepte können die betroffenen Böden nach Abschluss der Bauphase allerdings weitgehend wiederhergestellt werden. In der Betriebsphase weist das Erdkabel dagegen Vorteile gegenüber der Freileitung auf: Die Infrastruktur hat eine geringere Barrierewirkung und vermeidet insbesondere dauerhafte Kollisionsrisiken für Vögel, welche im Betrieb einer Freileitung substanziell sein können. Auf intensiv genutzten Agrarflächen und in monostrukturierten Forsten kann das Erdkabel insgesamt günstiger einzuordnen sein, da landwirtschaftliche Nutzungen nach dem Bau meist uneingeschränkt möglich sind.

Freileitungen verursachen umgekehrt während der Errichtung typischerweise geringere boden- und grundwasserbezogene Eingriffe, führen jedoch im Betrieb zu dauerhaften Eingriffen in Landschaft und Lebensräume. Die Umweltbewertung sollte deshalb insgesamt schutzgutbezogen erfolgen und kann je nach Trassenverlauf zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Auch beim CO₂-Fußabdruck müssen Vor- und Nachteile beider Varianten abgewogen werden: Herstellung und Bau von Erdkabeln sind aufgrund des höheren Materialeinsatzes und der aufwendigeren Bauarbeiten tendenziell emissionsintensiver. Dem können langfristig höhere Übertragungsverluste von Freileitungen gegenüberstehen, deren Einfluss auf den CO₂-Fußabdruck wiederum vom zukünftigen Strommix abhängt.

Sicherheit und Resilienz

Bei Sicherheit und Resilienz sollten im Vergleich zwischen der Umsetzung als Erdkabel oder Freileitung vor allem eine Abwägung zwischen der Wahrscheinlichkeit eines Schadens und der Geschwindigkeit seiner Behebung erfolgen. Erdkabel sind aufgrund ihrer unterirdischen Lage deutlich weniger sensibel gegenüber Sturm, Vereisung, Blitzschlag, Baumfall und anderen äußeren Einwirkungen. Auch gegenüber vorsätzlichen Eingriffen kann ihre insgesamt geringere Sichtbarkeit und Zugänglichkeit, bis auf wenige oberirdische Anlagen, die gesondert geschützt werden müssen, einen Vorteil gegenüber der Freileitung darstellen. Demgegenüber steht ein potenzieller Nachteil des Erdkabels im Schadensfall, da Fehlerlokalisierung und Reparatur aufwendiger ausfallen können.⁵⁰ Freileitungen sind dagegen stärker Witterung und äußeren Einwirkungen ausgesetzt und aufgrund ihrer Sichtbarkeit grundsätzlich leichter zugänglich, auch für vorsätzliche Eingriffe. Schäden können jedoch schneller erkennbar und reparabel sein. Insgesamt hängt die Resilienzbewertung daher davon ab, welche Gefährdungen betrachtet werden und wie die geringere Exposition von Erdkabeln gegenüber potenziell längeren Wiederherstellungszeiten im Schadensfall gewichtet werden.

Akzeptanz und Planungsrisiko

Die deutlichste qualitative Tendenz zugunsten des Erdkabels zeigt sich bei Akzeptanz und Planungsrisiko. Wesentlicher Treiber ist die geringere dauerhafte Sichtbarkeit im Landschaftsbild: Während sich oberirdische Elemente eines Erdkabels im Wesentlichen auf einzelne Bauwerke und die Trassenfreihaltung beschränken, prägen Masten und Leiterseile von Freileitungen das Landschaftsbild dauerhaft. Erdkabel verursachen zwar während der Bauphase stärkere lokale Belastungen durch Baustellenverkehr, Lärm, Flächeninanspruchnahme und Nutzungseinschränkungen. Diese betreffen jedoch typischerweise einen räumlich begrenzteren Kreis, insbesondere Grundstückseigentümer und landwirtschaftliche Nutzer. Die dauerhafte visuelle Wirkung von Freileitungen betrifft dagegen eine breitere Bevölkerung und kann entsprechend zu mehr Einwendungen und lokalen Konflikten führen. Auch Immissionsfragen werden bei Freileitungen häufiger öffentlich diskutiert, während bei Erdkabeln im Betrieb keine akustischen Immissionen und außerhalb

⁵⁰ Basierend auf neuen Technologien kann die Fehlerortung für Erdkabel schneller und präziser durchgeführt werden (vgl. CIGRE TB 984 und CIGRE TB 773)

des Kabels keine elektrischen Felder auftreten. Das tatsächliche Planungsrisiko bleibt letztendlich stark von Trassenführung und lokaler Konfliktlage abhängig. Die bisherigen Erfahrungen und die ausgewertete Literatur sprechen jedoch insgesamt dafür, dass Erdkabel insbesondere aufgrund ihrer geringeren Sichtbarkeit mit geringeren konfliktbezogenen Planungsrisiken verbunden sein könnten. Dies ist gerade bei bereits fortgeschrittenen Vorhaben wie DC42/DC42+ relevant, da zusätzliche Einwendungen infolge einer Umplanung die Umsetzung weiter verzögern könnten.

6 Gesamtbewertung und Ausblick

Die aktualisierte Analyse bestätigt und verschärft die zentrale Erkenntnis der Vorstudie: Eine Umsetzung von DC42/DC42+ als Freileitung bleibt aus reiner Kostensicht voraussichtlich günstiger, die Mehrkosten einer Umsetzung als Erdkabel fallen bei einer umfassenden Betrachtung jedoch wesentlich geringer aus, als ein Vergleich der Investitionskosten vermuten lässt. Durch die Betrachtung neuer technologischer Innovationen haben sich die Mehrkosten für Erdkabel gegenüber der Vorstudie weiter reduziert. Zudem bietet eine frühere Umsetzung von DC42/DC42+ weitere Vorteile wie die Vermeidung zusätzlichen Gaseinsatzes und dadurch entstehender Emissionen durch zusätzlichen Redispatch.

Während in der öffentlichen Debatte Investitions-Mehrkosten für Erdkabel mit einem Faktor von 3-10x (Bundestag⁵¹) beziffert werden, findet die vorliegende Studie einen Mehrkostenfaktor von 2,3-2,8x. Nähme man ein Kosten-Reduktionspotenzial von 30% bei dem Wechsel auf 90°C Aluminiumleiter an, könnte der Mehrkostenfaktor sogar auf 2,0-2,3x reduziert werden. Bei den Netzkosten finden wir ein Mehrkostenfaktor von 2-10x (Swissgrid⁵²), hier findet die Studie durch die neuen technologischen Innovationen und den erhöhten Redispatch, dass dieser Faktor für das Projekt DC42/DC42+ auf 1,3-1,4x gesenkt werden kann. Die Ergebnisse weisen zusätzlich darauf hin, dass die volkswirtschaftlichen Kosten für DC40/DC41 gegebenenfalls überschätzt wurden. Aktualisierte Kostenerwartungen sollten daher in einer erneuten Bedarfsprüfung berücksichtigt werden.

Um die Netz-Mehrkosten besser zu veranschaulichen, kann man die implizierte Erhöhung der Netzkosten durch die Umsetzung des Projektes DC42/DC42+ als Erdkabel statt als Freileitung im Beispieljahr 2045⁵³ betrachten. Legt man die jährlich anfallen Mehrkosten auf den heutigen deutschen Jahresstrombedarf um, so ergibt sich eine Erhöhung der Netzentgelte um rund 0,05 ct/kWh. Für einen durchschnittlichen deutschen 4-Personen-Haushalt erhöht sich die Stromrechnung um einen Betrag von weniger als 2,50 €/Jahr (für 40 Jahre und alle deutschen Haushalte), würde das Projekt DC42/DC42+ als Erdkabel und nicht als Freileitung geplant.⁵⁴

Die quantitative Kostenbetrachtung bildet jedoch weiterhin nicht sämtliche relevanten Wirkungen ab. Die qualitative Bewertung der Vorstudie hat bereits gezeigt, dass sich bei Umweltwirkungen und Resilienz unterschiedliche Trade-offs zwischen Erdkabel und

⁵¹ Bundestag (2024): Sachstand - SuedLink „SuedLink“: Kosten des Übertragungsnetzes, abgerufen am 31.03.2026 unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/1027604/WD-5-136-24-pdf.pdf>, S.5

⁵² Swissgrid (k.D.): Netztechnologien, abgerufen am 31.03.2026 unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/technologies.html>

⁵³ Das Jahr 2045 wurde als Beispieljahr gewählt, da die Freileitung durch mit der angenommenen Verzögerung spätestens 2044 in Betrieb geht.

⁵⁴ Berechnet auf Basis eines Jahresverbrauchs von 5150 kWh für einen 4-Personen-Haushalt und dem deutschen Jahresstromverbrauch 2025 von 457 TWh. Die Berechnung erfolgt basierend auf den nicht-diskontierten Netzkosten für das Jahr 2045. Quelle 5150 kWh: Check24 (2025): Stromverbrauch 4 Personen, abgerufen am 31.03.2026 unter <https://www.check24.de/strom-gas/ratgeber/energieverbrauch/stromverbrauch-4-personen/>; Quelle 457 TWh: Destatis (2026): Stromerzeugung aus Photovoltaik und Erdgas erreicht im Jahr 2025 neue Höchstwerte, abgerufen am 31.03.2026 unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/03/PD26_073_43312.html

Freileitung ergeben, während insbesondere bei Akzeptanz und Planungsrisiko Vorteile für das Erdkabel bestehen. Die vertiefte Analyse dieser Studie ergänzt diese Perspektive um systemische und sozioökonomische Folgen einer späteren Inbetriebnahme.

Die Verzögerung von DC42/DC42+ führt im modellierten System jährlich zu rund 3,9 TWh zusätzlicher Abregelung erneuerbarer Energien, 3,3 TWh_{el} zusätzlichem Gaseinsatz und rund 1,1 Mio. t zusätzlichen CO₂-Emissionen aus Redispatch. Die frühere Bereitstellung der Leitung unterstützt damit die Integration erneuerbarer Energien und reduziert den Bedarf an fossiler Ersatzproduktion. Alternative Dekarbonisierungsmaßnahmen könnten einzelne Folgen einer Verzögerung teilweise und zu zusätzlichen Kosten kompensieren, ersetzen jedoch nicht die Transportfunktion der Leitung.

Darüber hinaus kann zusätzliche Nord-Süd-Übertragungskapazität wirtschaftliche Entwicklung dort unterstützen, wo fehlende Netzanschluss- und Transportkapazitäten Investitionen begrenzen. Auch die europäische Perspektive ist relevant: Eine leistungsfähigere innerdeutsche Nord-Süd-Verbindung kann physikalische Umleitungen über Nachbarländer reduzieren, kritische europäische Netzelemente entlasten und damit die effizientere Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten unterstützen. Diese Wirkungen wurden im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert, sprechen aber dafür, den Nutzen einer frühzeitigen Bereitstellung von Übertragungskapazität nicht allein aus deutscher Netzkostensicht zu bewerten.

Insgesamt verstärkt die Folgestudie damit die Schlussfolgerung, dass eine Entscheidung zwischen Erdkabel und Freileitung nicht auf einen Vergleich der Investitionskosten reduziert werden sollte. Die Freileitung weist auch unter den aktualisierten Annahmen einen Kostenvorteil auf. Dieser fällt in einer umfassenden Netzkostenbetrachtung über die Lebensdauer jedoch erheblich geringer aus als bei einem isolierten Investitionskostenvergleich. Gleichzeitig gewinnen die Kosten und systemischen Folgen einer verzögerten Inbetriebnahme mit dem Wechsel auf eine Umsetzung als Freileitung angesichts des aktuellen Netzentwicklungsplans deutlich an Bedeutung. Zudem bietet eine frühere Umsetzung von DC42/DC42+ als Erdkabel weitere Vorteile wie die Vermeidung zusätzlicher redispatchbedingter CO₂-Emissionen infolge des höheren Gaseinsatzes oder notwendiger EE-Abregelung während der Verzögerungsjahre. Für eine politische und regulatorische Abwägung sollte deshalb neben den Gesamtkosten die weitere klima-, energie- und volkswirtschaftliche Dimension betrachtet werden.

Anhang A

A.1 Annahmen zum Markt- und Netzmodell

Die folgende Übersicht fasst die wesentlichen Mengen- und Preisannahmen des Szenarios B 2037 zusammen, die der Markt- und Redispatch-Modellierung zugrunde liegen.

Tabelle 2 Wesentliche Annahmen des Szenarios B 2037 für Markt- und Netzmodell

Preisannahmen (gelten für alle Szenarien 2037)	
CO ₂ -Zertifikat	152,70 €/t
Erdgas	16,90 €/MWh
Steinkohle	5,90 €/MWh
Rohöl	34,40 €/MWh
Wasserstoff	47,60 €/MWh
Installierte Leistung Deutschland	
Onshore-Wind	158,0 GW
Offshore-Wind	54,7 GW
Photovoltaik	345,4 GW
Biomasse	5,0 GW
Wasserstoff-Kraftwerke	40,4 GW
Erdgas	15,2 GW
sonstige konventionelle	4,5 GW
Pumpspeicher	11,9 GW
Großbatteriespeicher	67,5 GW
Kleinbatteriespeicher	59,5 GW
Elektrolyse	40,6 GW
Power-to-Heat	25,3 GW
DSM	13,6 GW
Stromverbrauch Deutschland	
Nettostromverbrauch	954,7 TWh
Bruttostromverbrauch	1.041,3 TWh

davon Elektrolyse	114,4 TWh
davon E-Mobilität	129,0 TWh
Modellrahmen	
Ausland	TYNDP 2024 (NT+)
Wetterjahr	2012 (Sensitivität 2014)

Quelle: ef.Ruhr auf Basis NEP 2037/2045 (Version 2025, 2. Entwurf), Szenario B 2037, Ausland TYNDP 2024

A.2 Sensitivität Wetterjahr 2014

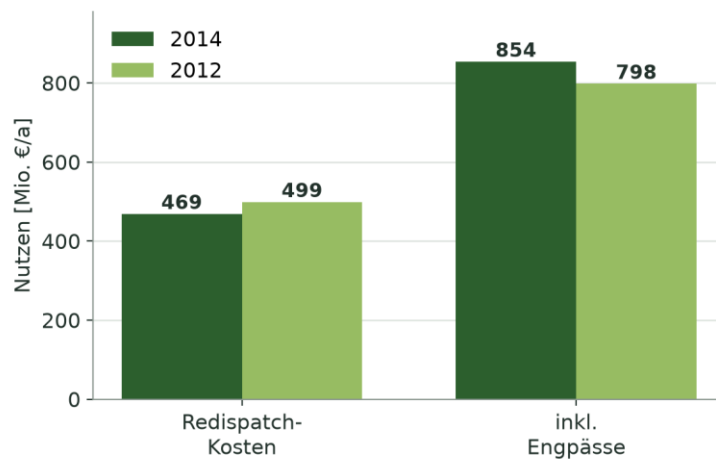
Die folgende Übersicht hinterlegt die in Kapitel 5.1.3 beschriebene Wetterjahr-Sensitivität mit den Kennzahlen des Modelllaufs für das Wetterjahr 2014 gegenüber dem Basisjahr 2012.

Tabelle 3 Kennzahlen der Wetterjahr-Sensitivität 2014 gegenüber 2012

Kennzahl	Wetterjahr 2014	Wetterjahr 2012
Auslastung und Transport von DC42 und DC42+		
mittlere Auslastung DC42 / DC42+	92 % / 96 %	90 % / 94 %
Volllaststunden (Mittel)	8.240	8.080
transportierte Energie DC42 und DC42+	33,0 TWh	32,3 TWh
Nutzen von DC42 und DC42+ (Verzögerungsfall gegenüber Referenz)		
Nutzen aus reinem Redispatch	469 Mio. €	499 Mio. €
Nutzen inklusive bewerteter Engpässe	854 Mio. €	798 Mio. €
vermeidene nicht behebbare Überlastung	38,5 GWh	29,9 GWh
Physische Kritikalität im Verzögerungsfall		
nicht behebbare Überlastung gesamt	71,7 GWh	33,1 GWh
Anzahl kritischer Stunden	9	29
Ø Überlastung je kritischer Stunde	7,97 GWh	1,14 GWh
tiefste Einzelstunde	44 GWh	7 GWh
maximale Überlastung eines Einzelzweigs	1.748 MW	714 MW

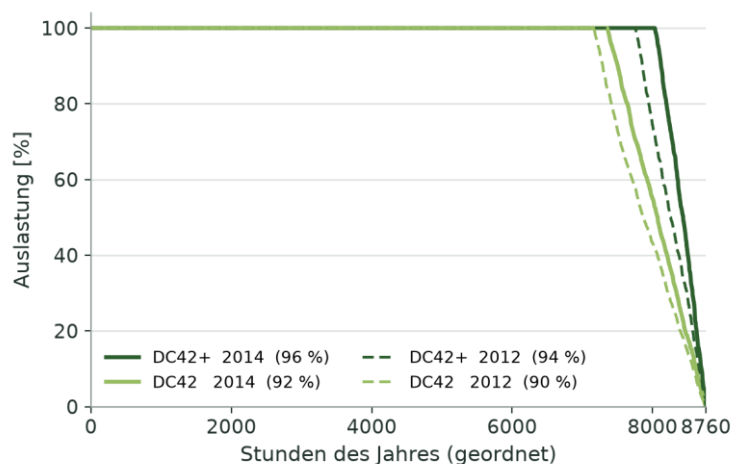
Quelle: ef.Ruhr

Abbildung 8 Nutzen von DC42 und DC42+ im Wetterjahr 2014 und 2012, reiner Redispatch und inklusive bewerteter Engpässe



Quelle: ef.Ruhr

Abbildung 9 Dauerlinie der Auslastung von DC42 und DC42+ im Referenzfall, Wetterjahr 2014 und 2012



Quelle: ef.Ruhr

A.3 Sensitivität Gaspreis

Die folgende Übersicht hinterlegt die in Kapitel 5.1.3 beschriebene Gaspreis-Sensitivität mit den Kennzahlen des Modelllaufs für die erhöhten Brennstoff- und CO₂-Preise gegenüber dem Basisfall. Der Basisfall verwendet einen CO₂-Preis von 152,70 €/t und einen Erdgaspreis von 16,90 €/MWh, die Preisvariante 297,50 €/t und 13,10 €/MWh.

Tabelle 4 Kennzahlen der Gaspreis-Sensitivität gegenüber dem Basisfall

Kennzahl	Basisfall	Preisvariante
Zusätzliche Engpasskosten	499 Mio. €	579 Mio. €
davon CO ₂ -Kostenanteil	168 Mio. €	165 Mio. €
Zusätzliche Engpassmenge	4,1 TWh	3,7 TWh
Zusätzliche EE-Abregelung	3,9 TWh	3,6 TWh
Zusätzlicher Gaseinsatz (elektr.)	3,3 TWh	1,7 TWh
Zusätzliche CO ₂ -Emissionen aus Redispatch	1,1 Mio. t	0,55 Mio. t

Quelle: ef.Ruhr

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.