



Gutachten NEMO IX – Los 3

## Wirtschaftliche Bewertung von Offshore-Vernetzungen im Kontext des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045

für die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen (BNetzA)

### **Autoren**

Dr. Marco Greve  
Dr. Jonas von Haebler  
Dr. Stefan Kippelt

### **Impressum**

ef.Ruhr GmbH  
Emil-Figge-Straße 76  
D-44227 Dortmund



### **Ansprechpartner:**

Dr. Stefan Kippelt  
Tel.: +49 (0)151 28062662  
Mail: [stefan.kippelt@efruhr.de](mailto:stefan.kippelt@efruhr.de)  
Web: [www.efruhr.de](http://www.efruhr.de)

Dortmund, 16.06.2024

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	3
Abkürzungsverzeichnis .....	4
1 Hintergrund .....	5
2 Szenarien und Bewertungsmethode .....	6
2.1 Verwendete Szenarien .....	6
2.2 Vorgehen der Marktsimulation .....	7
2.3 Vorgehen der Netzsimulation .....	8
2.4 Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung .....	8
3 Offshore-Topologien und Ergebnisse .....	10
3.1 Topologie Triton Link .....	12
3.2 Topologie DE-UK – Variante I .....	14
3.3 Topologie DE-UK – Variante II .....	16
3.4 Topologie DE-DK – Variante Ia .....	18
3.5 Topologie DE-DK – Variante Ib .....	20
3.6 Topologie DE-DK – Variante II .....	22
3.7 Baltic Wind Connector – Variante I .....	24
3.8 Baltic Wind Connector – Variante II .....	25
3.9 Topologie DE-NL .....	27
3.10 Topologie DE-NO – Variante I .....	29
3.11 Topologie DE-NO – Variante II .....	31
3.12 Topologie-Kombination DE-DK Ia und DE-NO II .....	33
3.13 Topologie -Kombination DE-DK Ia und DE-NL ... ..	34
3.14 Kombination DE-DK Ia, DE-NO II und DE-NL ....	35
4 Fazit .....	37
5 Literaturverzeichnis .....	40
6 Anhang: Ergebnistabellen .....	42

## Abkürzungsverzeichnis

NEMO	nationaler energiewirtschaftlicher Szenario- rahmen zur Entwicklung eines Netzmodells
NEP	Netzentwicklungsplan
ONAS	Offshore-Netzanbindungssystem
RD	Redispatch
SEW	social-economic welfare

## 1 Hintergrund

Der Netzentwicklungsplan Strom wird alle zwei Jahre aktualisiert um regelmäßig den notwendigen Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz sowie die Vernetzung mit anderen Ländern zu überprüfen. Somit wird sichergestellt, dass die Entwicklung des Übertragungsnetzes stets den aktuellen technischen, politischen und gesellschaftlichen Anforderungen entspricht.

Der Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber enthält einen Verweis auf den Nutzen nationaler sowie internationaler Vernetzungen der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS). In Bezug auf eine nationale Vernetzung enthält der Netzentwicklungsplan dabei zwei Vorhaben, die durch die Bundesnetzagentur bestätigt wurden. In Bezug auf die internationale Vernetzung von ONAS wurden bislang keine konkreten Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragt. Dennoch enthalten die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber erste Vorüberlegungen sowie einen Verweis auf eine eigens in Auftrag gegebene Studie, in der der Nutzen von internationalen Offshore-Vernetzungen im Nord- und Ostseeraum untersucht und in bestimmten Varianten bestätigt wurde.

Gegenstand dieses Gutachtens ist die Analyse konkreter internationaler Vernetzungsvarianten im Nord- und Ostseeraum. Die Analysen werden dabei auf Grundlage des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans durchgeführt. Das Vorgehen der Analyse ist dabei – mit Ausnahme geringfügiger Veränderungen – identisch zur Analyse „Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045“ (siehe [1]). Die Beschreibung der verwendeten Szenarien sowie die Ergebnisse der grundsätzlichen Simulationsergebnisse werden daher in diesem Dokument nicht erneut wiedergegeben.

Im zweiten Kapitel werden die Ergebnisse der Markt- und Netzmodellierung des Basisfalls sowie das Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung kurz zusammengefasst. Die in dieser Analyse betrachteten internationalen Offshore-Vernetzungen sowie die Ergebnisse zu deren volkswirtschaftlichem Nutzen werden im dritten Kapitel vorgestellt.

## 2 Szenarien und Bewertungsmethode

Die folgenden Abschnitte umfassen eine kurze Zusammenfassung des Vorgehens zur Modellierung des europäischen Energiemarktes sowie dessen Übertragungsnetz. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens findet sich in dem begleitenden Bericht „Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045“ der ef.Ruhr (siehe [1]).

### 2.1 Verwendete Szenarien

Die in dieser Analyse verwendeten Szenarien basieren auf den durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 (Deutschland) sowie dem Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022 (übrige Länder, auf Szenariojahre interpoliert). Die folgende Abbildung fasst die darin festgelegten installierten Leistungen der wesentlichen Energieträger und Flexibilitätsfunktionen zusammen. Eine ausführliche Beschreibung des Szenarios sowie weiterer Annahmen finden sich in der Genehmigung des Szenariorahmens (siehe [2]).

Gegenüber des genehmigten Szenariorahmens wurden dabei (bedingt durch Nachreichungen der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan) zusätzlich die folgenden Veränderungen im Szenario vorgenommen:

- Erhöhung der installierten Leistung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland i.H.v. 2 GW in allen Szenarien
- Ergänzung einer zusätzlichen HGÜ-Leitung von Dörpen/West nach Klostermannsfeld (DC40plus) mit einer Leistung von 2 GW
- Ergänzung einer zusätzlichen HGÜ-Leitung von Sahms/Nord nach Trennfeld (DC42plus) mit einer Leistung von 2 GW

Zusätzlich sind im Szenario des TYNDP 2022 „Distributed Energy“ in Europäischen Nachbarländern z.T. weniger installierte Leistungen von Offshore-Windenergie enthalten, als diese in den untersuchten Varianten an Offshore-Netzanbindungssystemen angeschlossen sein sollen. Insofern ist das Szenario des TYNDP nicht mit den Varianten der zugrundeliegenden Annahmen konsistent. Um eine, für alle untersuchten Vernetzungstopologien gemeinsame und konsistente Szenariogrundlage zu schaffen, wurden gegenüber den jeweiligen Szenarien des TYNDP die folgenden Anpassungen vorgenommen:

- Erhöhung der Leistung von Offshore-Windenergie in Estland auf einen Mindestwert von 1 GW
- Erhöhung des NTC-Wertes zwischen Estland und Lettland um 1 GW
- Erhöhung der Leistung von Offshore-Windenergie in Norwegen i.H.v. 5,6 GW

Als Ergebnis dieser Anpassung verändern sich die Ergebnisse der Marktmodellierung ggü. der analogen Analyse des Nutzens der Interkonnektoren [1] geringfügig. Dies führt im Szenario A2045 dazu, dass der (geringe) Bedarf an lastnaher Reserve in diesem Szenario in dieser Untersuchung vollständig wegfällt. Entsprechend führen Offshore-Vernetzungen in diesem Szenario nicht zu einer Reduktion des Bedarfs an lastnaher Reserve.

## 2.2 Vorgehen der Marktsimulation

In der Marktmodellierung wird das Einsatzverhalten von konventionellen Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Marktgebieten analysiert. Dabei werden internationale Austauschleistungen entweder über feste NTCs (Szenarien in 2045) oder das Flow-Based Market Coupling (FBMC, Szenarien des Jahres 2037) abgebildet. Die Modellierung umfasst verschiedene Erzeugungstechnologien und Speicher sowie Flexibilitätsoptionen im Strom-, Mobilitäts- und Wärmesektor. Die Ergebnisse zeigen das Einsatzverhalten der verschiedenen Technologien und den Handelsaustausch in stündlicher Auflösung. Insgesamt zeigt sich dabei eine grundsätzliche Konsistenz zu den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber. Unterschiede zu den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber finden sich insbesondere im Bereich der Elektrolyse und beim Einsatz lastnaher Reserve.

Als lastnahe Reserve werden noch nicht konkret geplante und mit Wasserstoff (2045) oder Erdgas und Wasserstoff (2037) betriebene Gasturbinen bezeichnet, die in der Modellierung zur Sicherstellung des Bilanzgleichgewichtes im Energiemarkt eingesetzt werden. Entsprechend des genehmigten Szenariorahmens wird diese Technologie als „ultima ratio“ eingesetzt und ist in der Entscheidungsfindung entsprechend hochpreisig bewertet. Projekte, die den Bedarf an lastnaher Reserve reduzieren, tragen somit zur Systemsicherheit bei und reduzieren ggf. den Bedarf an Erzeugungskapazität in Deutschland. Eine monetäre Bewertung dieses Nutzens findet im Rahmen des Netzentwicklungsplans sowie dieser Analyse jedoch nicht statt. In der

Netzmodellierung wird die Erzeugungsleistung der lastnahen Reserve proportional zur Last verteilt. Die Einheiten nehmen nicht an Redispatchmaßnahmen teil.

## 2.3 Vorgehen der Netzsimulation

Zu Simulation des stündlichen Zustandes des Übertragungsnetzes nutzt das Gutachten die Simulationsumgebung der ef.Ruhr. Dabei werden die durch die BNetzA bereitgestellten Netzdaten verwendet. Das Netzmodell umfasst das deutsche Höchstspannungsnetz sowie das der Nachbarländer, einschließlich HGÜ-Leitungen und Phasenschieber-Transformatoren. Die Ergebnisse des Kraftwerks- Speicher- und Flexibilitätseinsatzes werden dabei auf die Knoten des Netzmodells übertragen und netzseitige Optimierungsmaßnahmen (HGÜ- und PST-Optimierung) genutzt, um Netzengpässe zu minimieren. Im Falle des Flow-Based Market Couplings (Szenarien des Jahres 2037) werden spezifische Parameter aus der NTC-basierten Marktmodellierung abgeleitet und eine erneute Marktsimulation durchgeführt. Danach erfolgt eine Redispatch-Optimierung, um Engpässe zu beheben. Die Ergebnisse umfassen u.a. die Auslastung der einzelnen Leitungen des Übertragungsnetzes sowie knotenscharfe Redispatch-Mengen.

## 2.4 Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung der Interkonnektor-Projekte folgt den Vorgaben des ENTSO-E (4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, siehe [3]). Die Bewertung erfolgt durch Vergleich des Referenzfalls mit einer Variante inklusive (PINT-Verfahren) oder exklusive (TOOT-Verfahren) der untersuchten Offshore-Vernetzung. Dabei werden der volkswirtschaftliche Mehrwert (engl.: socio-economic welfare, SEW), der Einfluss auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß, die Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer Energien, die zusätzlichen Klimafolgekosten sowie Netzverluste, Redispatch-Menge und -Kosten betrachtet. Zusätzlich werden die Auswirkungen auf den Bedarf an lastnaher Reserve ausgewiesen.

Die Projektkosten der einzelnen Topologien sind maßgeblich von der Länge der Maßnahmen abhängig. Da die derzeitigen Projektfortschritte noch keine annähernd genaue Bestimmung der Kabellängen zulassen ist die Ausweisung der Kosten nicht Teil dieses Gutachtens.



In der Modellierung werden diejenigen ONAS, die über eine internationale Vernetzung verfügen als eigenständige Marktgebiete abgebildet. Dies gilt auch für ONAS, die mit einem international vernetzten ONAS über eine Offshore-Leitung verbunden sind. Für diese Offshore-Marktgebiete werden Produzenten-, Konsumenten- und Engpassrente gesondert ermittelt und anschließend ihren originären Marktgebieten hinzugerechnet. Die Engpassrenten der Vernetzungsleitungen werden hälftig auf die beteiligten Offshore-Marktgebiete aufgeteilt.

In den Topologien des Baltic Wind Connector scheint es zudem plausibel, dass hierbei Investitionen in zusätzliche Offshore-Windleistung mit der Errichtung eines Interkonnektors verknüpft sind. Die sich daraus ergebenden Unterschiede in den Erzeugungskapazitäten zwischen Referenz- und PINT-Fall machen hierfür ein gesondertes Vorgehen bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung notwendig. Die Beschreibung dieses Vorgehens findet sich im entsprechenden Abschnitt des dritten Kapitels.

### 3 Offshore-Topologien und Ergebnisse

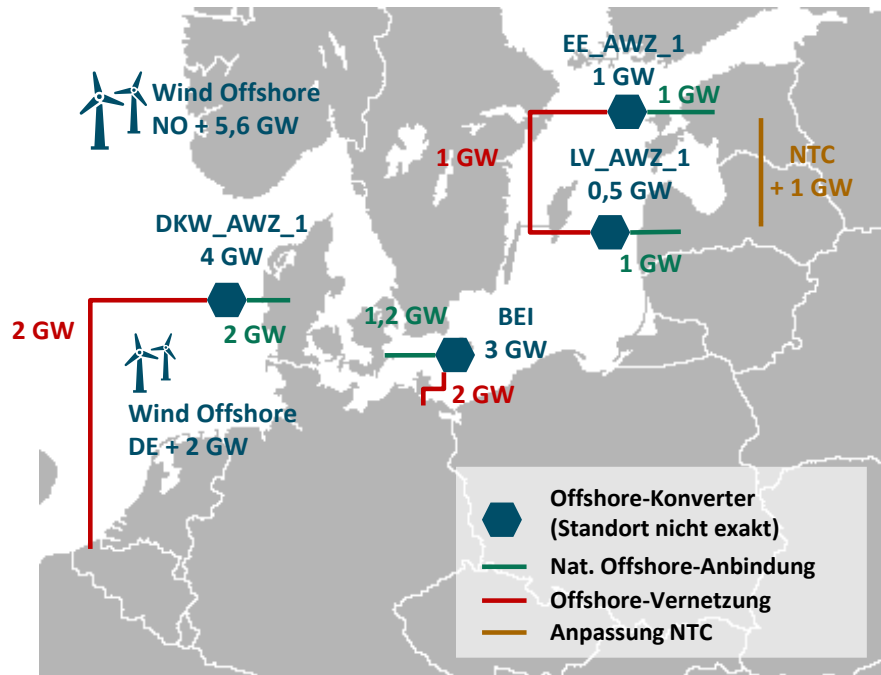
Die folgenden Abschnitte umfassen eine Beschreibung der untersuchten internationalen Offshore-Vernetzungen sowie die Ergebnisse hinsichtlich ihres volkswirtschaftlichen Nutzens. Im Basisszenario sind dabei bereits die internationalen Vernetzungen „Bornholm Energy Island“, „Triton Link“ sowie eine Offshore-Vernetzung zwischen Estland und Lettland (als Teil des „Baltic WindConnector“, jedoch ohne Anbindungsleitung nach Deutschland) enthalten. Zum Teil werden diese Vernetzungen auf Basis des TOOT-Verfahrens bewertet.

Insgesamt wurden in dieser Analyse 11 einzelne Vernetzungsvarianten sowie drei Kombinationen von Vernetzungen untersucht (siehe Tabelle 3-1):

**Tabelle 3-1: Übersicht der untersuchten Vernetzungsvarianten**

#	Bezeichnung	Vernetzte Marktgebiete	Methode
1	Triton Link	BE, DKw	TOOT
2	DE-UK – Variante I	DE, UK	PINT
3	DE-UK – Variante II	DE, UK	PINT
4	DE-DK – Variante Ia	DE, DKw	PINT
5	DE-DK – Variante Ib	DE, DKw	PINT
6	DE-DK – Variante II	DE, DKw	PINT
7	Baltic Wind Connector – Var. I	DE, EE, (LV)	PINT
8	Baltic Wind Connector – Var. II	DE, EE, (LV)	PINT
9	DE-NL	DE, NL	PINT
10	DE-NO – Variante I	DE, NO2	PINT
11	DE-NO – Variante II	DE, NO2	PINT
12	Kombination DE-DK – Variante Ia + DE-NO – Variante II	DE, DKw, NO2	PINT
13	Kombination DE-DK – Variante Ia + DE-NL	DE, DKw, NL	PINT
14	Kombination DE-DK – Variante Ia + DE-NO – Variante II + DE-NL	DE, DKw, NL, NO2	PINT

Im Basisfall dieser Analyse sind zudem bereits Offshore-Vernetzungen enthalten, die bereits eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit (Bornholm Energy Island, Triton Link) aufweisen oder notwendig sind, um eine plausible Untersuchung einer deutschen Beteiligung zu ermöglichen (Baltic Wind Connector).



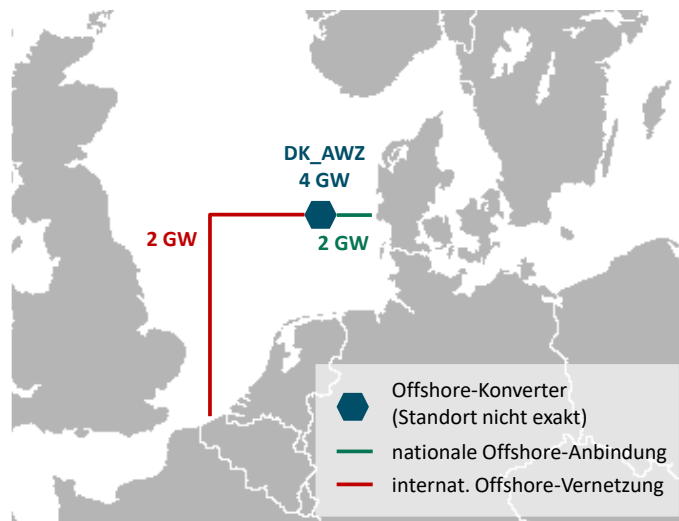
**Abbildung 3-1: Übersicht der im Basisfall enthaltenen Vernetzungen und Szenario-Anpassungen**

Zusätzlich sind im Szenario die beiden nationalen deutschen Vernetzungen Blockland - Kusenhorst und Ried - Hardebek enthalten, deren Nutzen primär in der Reduktion von Redispatchbedarf liegt.

Im Anhang dieses Dokumentes befinden sich zu allen Projekten Ergebnistabellen, aus denen die nachfolgend aufgeführten Ergebnisse detailliert hervorgehen.

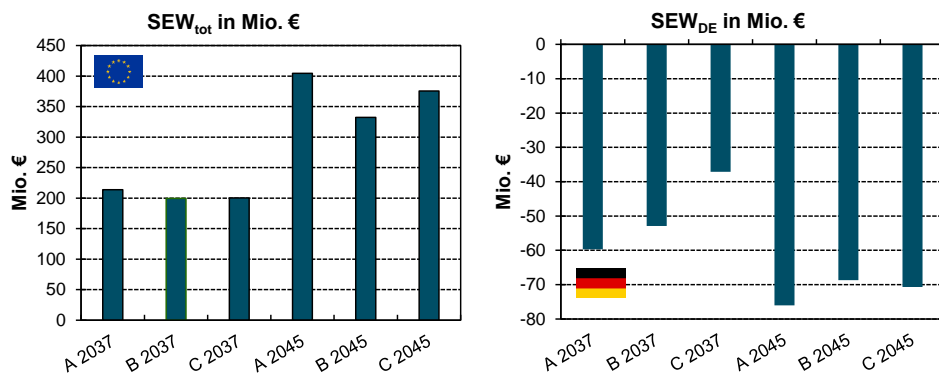
### 3.1 Topologie Triton Link

Das Projekt "Triton-Link" schafft eine DC-Verbindung zwischen einem dänischen und einem belgischen ONAS. Statt einer Anbindung an ein belgisches ONAS wird in dieser Analyse der direkte Anschluss, bzw. analog eine Engpassfreiheit zwischen dem gewählten belgischen ONAS und dem belgischen Festland gewählt (siehe Abbildung 3-2). Da das Projekt bereits im Basis-Szenario enthalten ist, wird das Projekt im TOOT-Verfahren untersucht. Die detaillierten tabellarischen Ergebnisse finden sich im Anhang dieses Dokumentes.



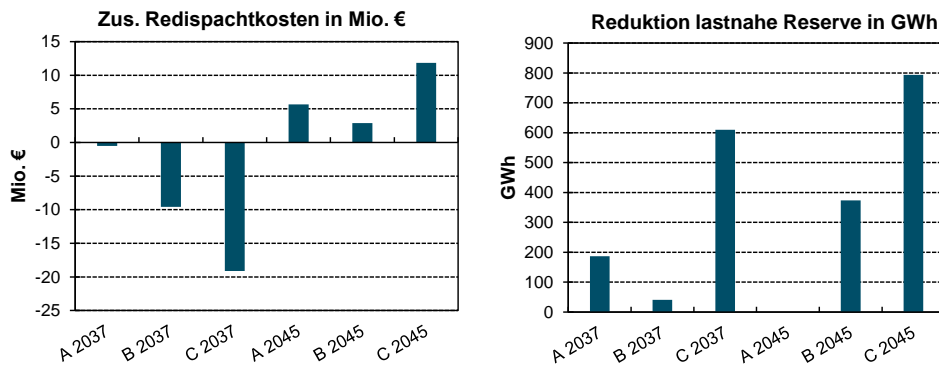
**Abbildung 3-2: Topologie der untersuchten Offshore-Vernetzung „Triton Link“**

Mit Bezug auf alle untersuchten Länder weist die Topologie einen jährlichen Gesamtnutzen (inklusive des zusätzlichen Nutzens durch vermiedene THG-Emissionen) i.H.v. ca. 200 Mio. € in den Szenarien des Jahres 2037 sowie zwischen 330 und 400 Mio. € in 2045 auf (siehe Abbildung 3-3). Aus deutscher Perspektive weist das Projekt inklusive des Einflusses auf den deutschen Redispatch-Bedarf einen negativen Nutzen zwischen -76 und -37 Mio. € auf. Dieser negative Nutzen wird vor allem durch eine negative Engpassrente verursacht. Positive Effekte treten vor allem auf Seiten der Produzentenrente auf.



**Abbildung 3-3: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

Auf die deutschen Redispatchkosten kann das Projekt je nach Szenario und Jahr negative (2045) und positive Auswirkungen (2037) haben (siehe Abbildung 3-4). Zusätzlich findet eine deutliche Reduktion des Bedarfs an lastnaher Reserve in Deutschland statt.

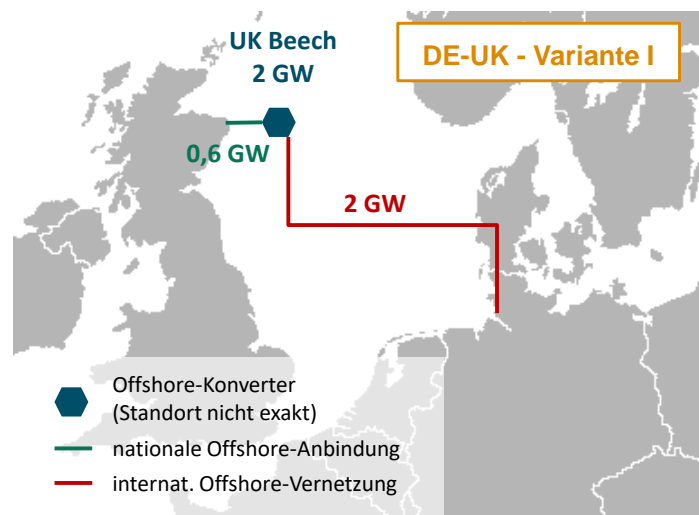


**Abbildung 3-4: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatchkosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

## 3.2 Topologie DE-UK – Variante I

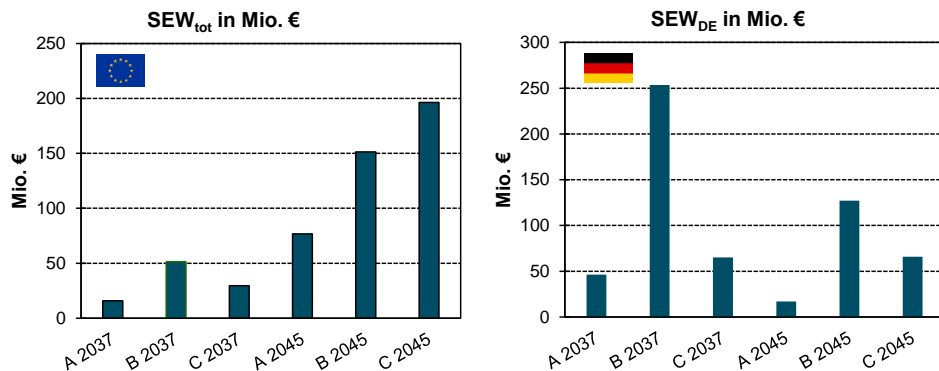
Derzeit werden zwei Konzepte (North Sea Renewables Grid und WindGrid) zur Vernetzung Deutschlands mit Schottland diskutiert. Die beiden in diesem Gutachten untersuchten Varianten stellen eine Schnittmenge beider Konzepte dar.

Diese Topologie schafft eine DC-Verbindung zwischen dem britischen ONAS „Beech“ und dem deutschen Festland mit dem Netzverknüpfungspunkt Grevenkop. Für den ONAS „Beech“ wird dabei eine Windenergieleistung von 2 GW und eine nationale Anbindungsleistung i. H. v. 600 MW angenommen.



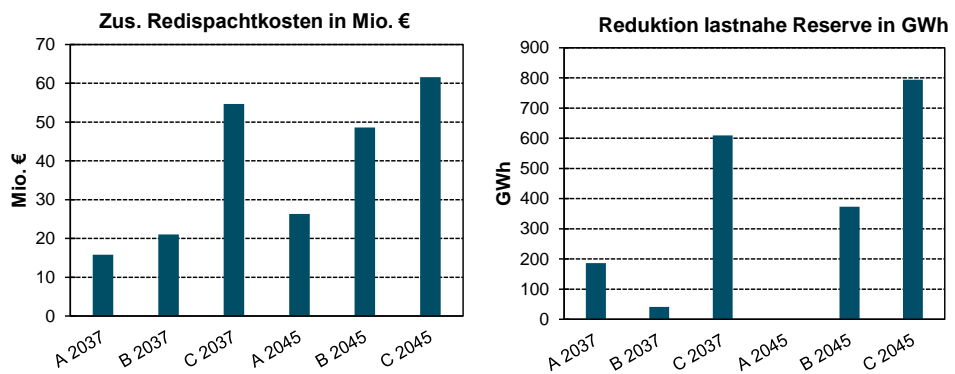
**Abbildung 3-5: Topologie der untersuchten Offshore-Vernetzung „DE-UK Variante I“**

Mit Bezug auf alle untersuchten Länder weist die Topologie einen großen Wertebereich im jährlichen Gesamtnutzen (inklusive des zusätzlichen Nutzens durch vermiedene THG-Emissionen) auf. Dieser reicht von 16 Mio. € im Szenario A2037 bis zu 196 Mio. € im Szenario C2045 (siehe Abbildung 3-6). Aus deutscher Perspektive weist das Projekt in allen Szenarien einen positiven Nutzen auf. Dieser reicht von 17 bis ca. 250 Mio. € jährlich. Positive Effekte treten dabei in allen Szenarien auf der Konsumentenrente an.



**Abbildung 3-6: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

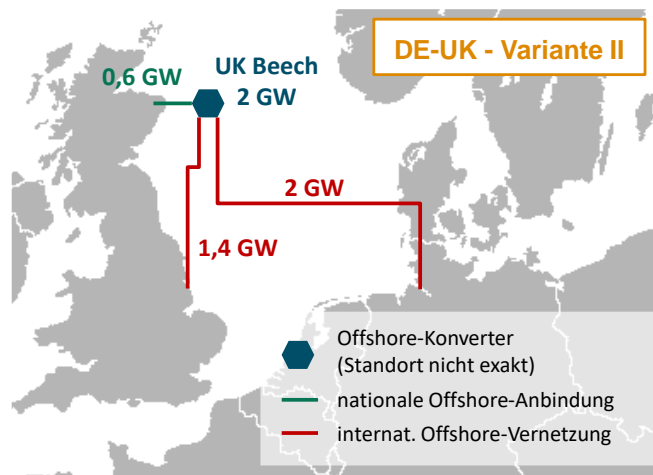
Im deutschen Übertragungsnetz verursacht das Projekt zusätzliche Redispatchkosten i.H.v. 16 bis ca. 60 Mio. € und trägt mit bis zu 800 GWh deutlich zur Reduktion des Bedarfs an lastnaher Reserve bei (siehe Abbildung 3-7).



**Abbildung 3-7: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

### 3.3 Topologie DE-UK – Variante II

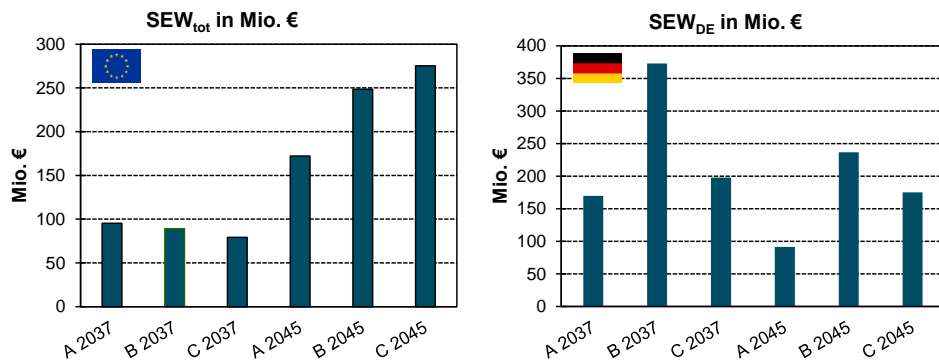
Das Projekt DE-UK – Variante II weist ergänzend zur ersten Variante eine zusätzliche DC-Verbindung zwischen dem ONAS Beech und dem britischen Festland auf (siehe Abbildung 3-8). Neben potenziell positiven Effekten auf das britische Übertragungsnetz (die nicht Gegenstand dieser Untersuchung sind) kann hierdurch die DC-Verbindung in Richtung Deutschland verstärkt und besonders auch in Zeiten hoher Offshore-Einspeisungen für den Energiehandel genutzt werden.



**Abbildung 3-8: Konfiguration der Offshore-Topologie „DE-UK – Variante II“**

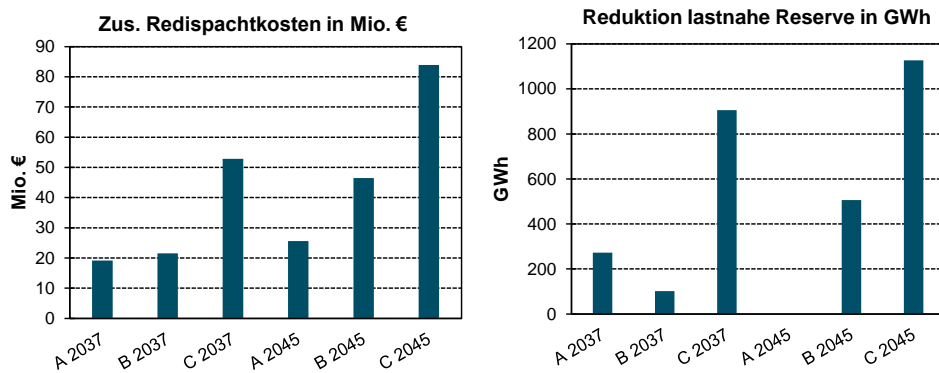
Der Vorteil des besseren nutzbaren britischen-deutschen Interkonnektors zeigt sich dabei in allen Szenarien. Für das Jahr 2037 erhöht sich der Nutzen in allen Szenarien auf jährlich ca. 80 bis 95 Mio. € und für 2045 auf 170 bis 275 Mio. €. Für Deutschland zeigt sich der Nutzen des Projektes mit ca. 240 bis 370 Mio. € jährlich vor allem im Szenariopfad B (siehe Abbildung 3-9).





**Abbildung 3-9: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

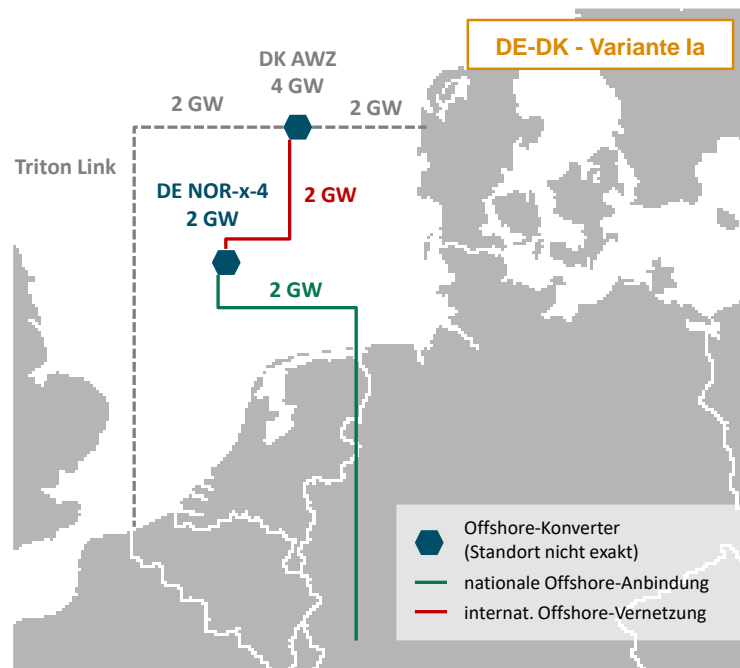
Der Bedarf an Redispatchmaßnahmen steigt durch das Projekt in allen Szenarien um 20 bis ca. 80 Mio. €. Der Bedarf an lastnaher Reserve in Deutschland verringert sich vor allem im Szenariopfad C. Hier reduziert sich der Bedarf um ca. 900 bis 1.100 GWh.



**Abbildung 3-10: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

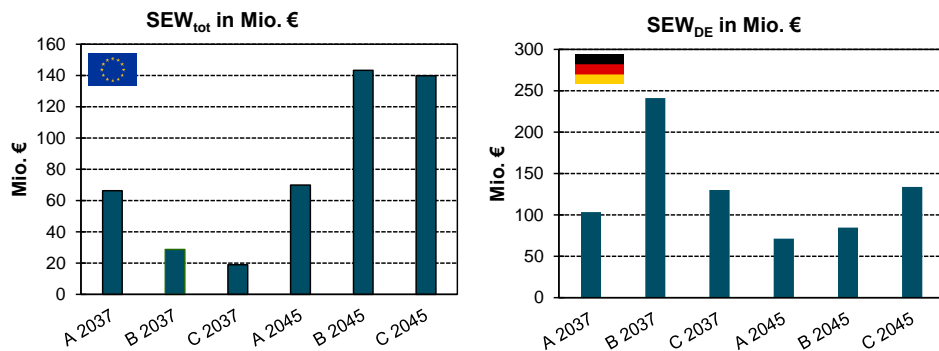
### 3.4 Topologie DE-DK – Variante Ia

Diese Topologie ergänzt die geplante Vernetzung „Triton Link“ um eine weitere Verbindung an den deutschen ONAS NOR-x-4 mit einer Leistung von 2 GW. Netzverknüpfungspunkt der deutschen Anbindungsleitung ist Kriftel (Hessen).



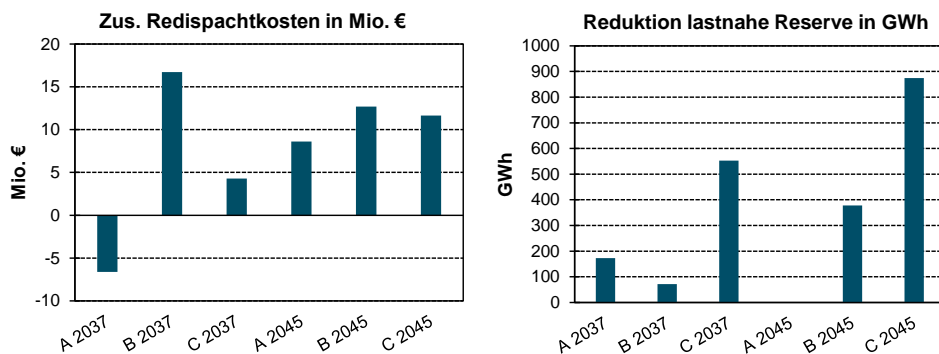
**Abbildung 3-11: Konfiguration der Topologie „DE-DK Variante Ia“**

Für die Gesamtheit aller untersuchten Länder weist die Topologie einen großen Wertebereich im jährlichen Gesamtnutzen (inklusive des zusätzlichen Nutzens durch vermiedene THG-Emissionen) auf. Dieser reicht von ca. 20 Mio. € im Szenario C2037 bis zu 145 Mio. € im Szenario B2045 (siehe Abbildung 3-12). Aus deutscher Perspektive weist das Projekt in allen Szenarien einen positiven Nutzen i. H. v. ca. 70 Mio. € (A2045) bis 240 Mio. € (B2037) auf. Wohlfahrtsgewinne in Deutschland werden maßgeblich durch eine erhöhte Konsumentenrente erreicht.



**Abbildung 3-12: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

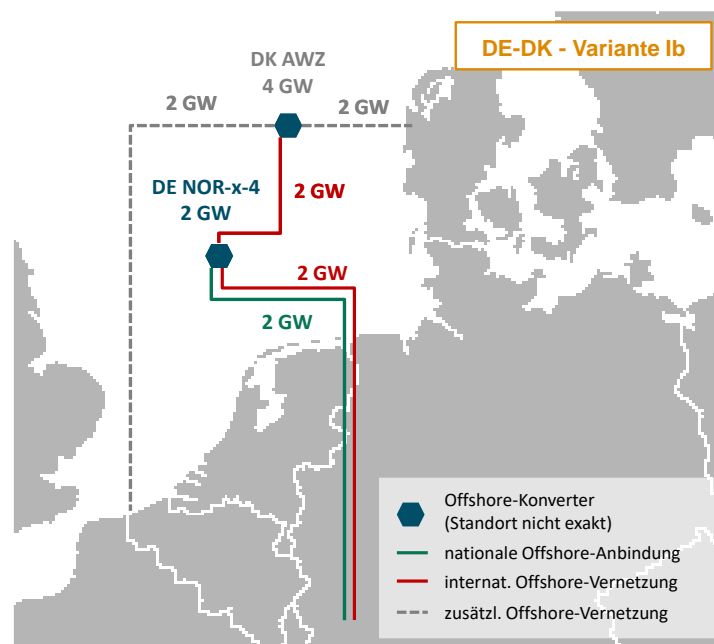
Auf den Redispatchbedarf wirkt sich das Projekt mit Ausnahme des Szenarios A2037 leicht negativ aus. Der deutsche Bedarf an lastnaher Reserve wird durch das Projekt vor allem in den C-Szenarien deutlich reduziert.



**Abbildung 3-13: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

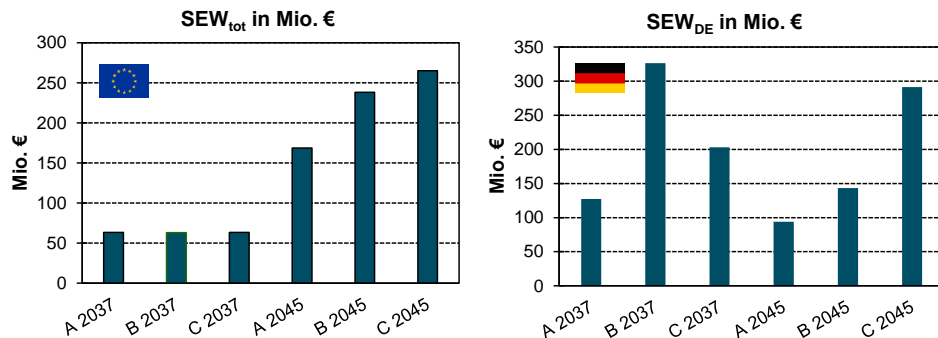
### 3.5 Topologie DE-DK – Variante Ib

In dieser Topologie wird die vorhergehende Variante Ia um eine zusätzliche Festlandverbindung des ONAS NOR-x-4 ergänzt. Diese zusätzliche Verbindung erlaubt es, einen Handelsaustausch mit dem dänischen ONAS des Projektes Triton Link auch zu Zeiten hoher Offshore-Windeinspeisung nutzen zu können. Netzverknüpfungspunkt der zweiten Anbindungsleitung von NOR-x-4 ist ebenfalls Kriftel.



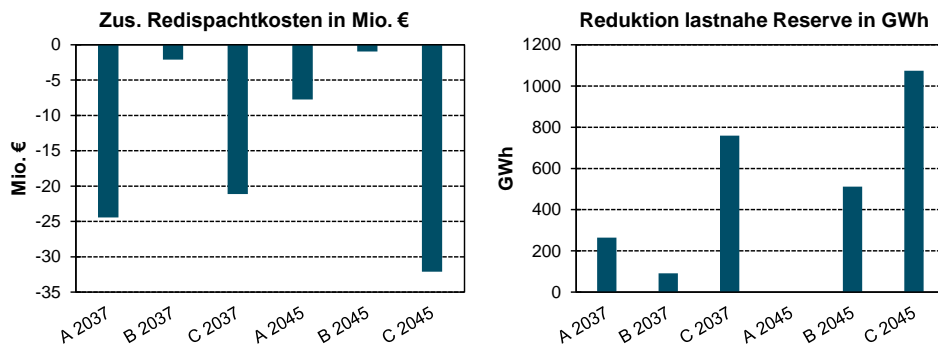
**Abbildung 3-14: Konfiguration der Topologie „DE-DK Variante Ib“**

Durch die Ergänzung der zweiten Anbindungsleitung von NOR-x-4 erhöht sich der Nutzen der Topologie in allen Szenarien. Aus europäischer Sicht ergibt sich für 2037 ein jährlicher Nutzen von ca. 65 Mio. €. In 2045 variiert der Nutzen zwischen ca. 170 und 265 Mio. €. Aus deutscher Perspektive liegt der Nutzen zwischen ca. 90 und 330 Mio. € und wird vor allem durch eine erhöhte Konsumentenrente verursacht.



**Abbildung 3-15: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

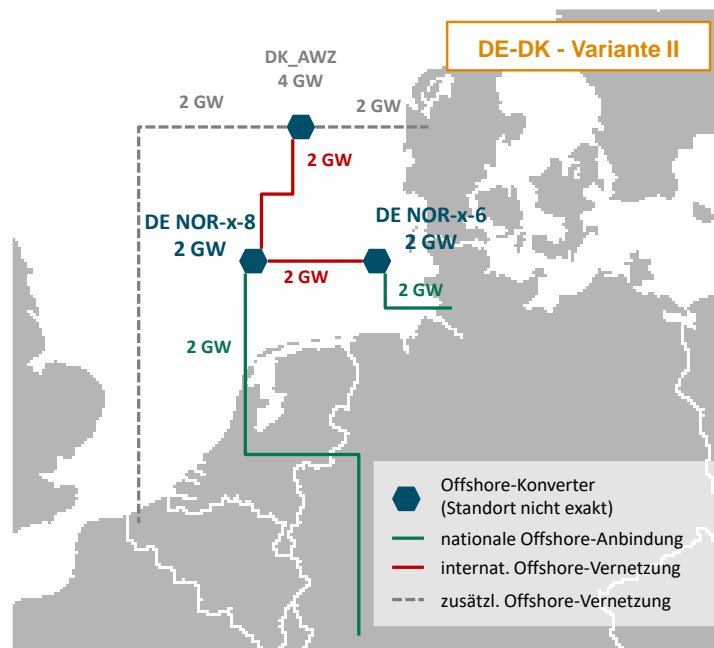
Auf den deutschen Bedarf an Redispatchmaßnahmen hat die Topologie in allen Szenarien einen positiven Einfluss. Ursächlich ist hierfür der südlich gelegene Netzverknüpfungspunkt, mit dem das Übertragungsnetz in Norddeutschland hinsichtlich der Stromtransite aus Dänemark entlastet werden kann. Auch der Bedarf an lastnaher Reserve wird durch das Projekt z.T. deutlich reduziert.



**Abbildung 3-16: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

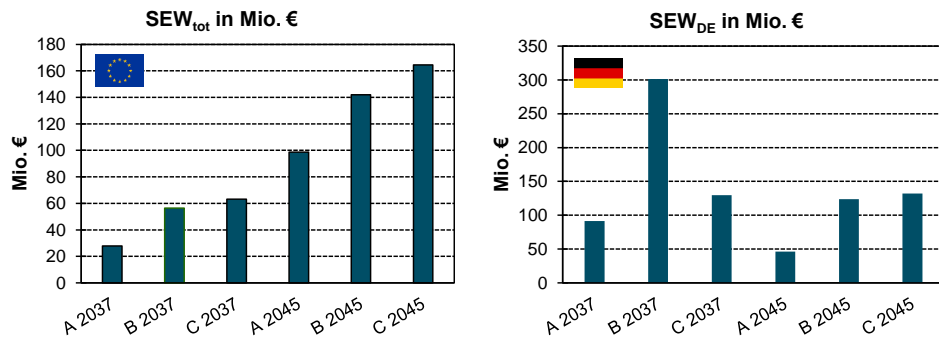
### 3.6 Topologie DE-DK – Variante II

In dieser Variante wird die Verbindung zu Triton Link über den deutschen ONAS NOR-x-8 (vorher NOR-x-4) mit dem Netzverknüpfungspunkt Ried realisiert. Dieser ONAS ist in der Basis-Konfiguration bereits über eine nationale Vernetzung mit dem ONAS NOR-x-6 (Netzknüpfungspunkt Hardebek) verbunden.



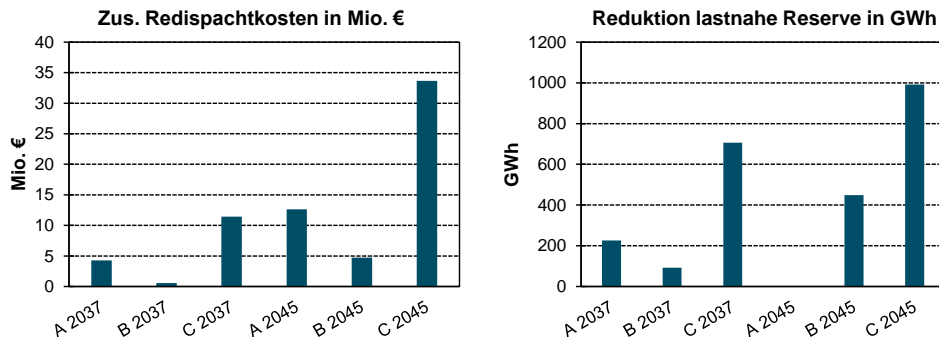
**Abbildung 3-17: Konfiguration der Topologie „DE-DK – Variante II“**

Hinsichtlich des europäischen Gesamtnutzens verursacht die Topologie einen jährlichen Wohlfahrtsgewinn i. H. v. 30 (A2037) bis 165 Mio. € (C2045). Für Deutschland führt das Projekt zu jährlichen Wohlfahrtsgewinnen zwischen ca. 50 (A2045) und 300 Mio. € (B2037).



**Abbildung 3-18: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

Der deutsche Redispatchbedarf wird durch die Topologie nur im Szenario C2045 wesentlich beeinflusst. In den übrigen Szenarien fällt der Einfluss auf den Redispatchbedarf gering aus. Der Bedarf an lastnaher Reserve wird szenarioabhängig um bis zu einer TWh reduziert.

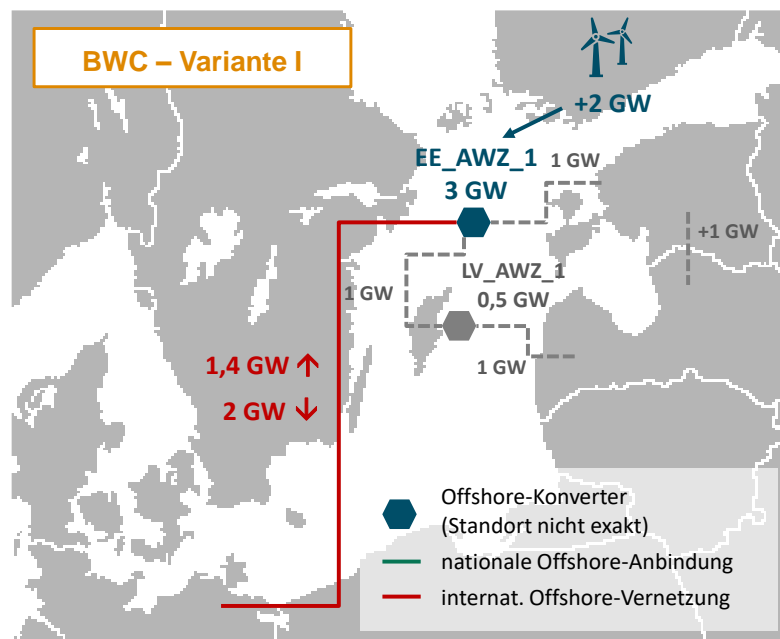


**Abbildung 3-19: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

### 3.7 Baltic Wind Connector – Variante I

Baltic Wind Connector (BWC) bezeichnet eine Verbindung zwischen einem estnischen ONAS und dem deutschen Festland (Netzverknüpfungspunkt Siedenbrünzow). Die Verbindungsleitung nach Deutschland wird dabei asymmetrisch genutzt und erlaubt einen Leistungsfluss nach Deutschland i.H.v. 2 GW sowie 1,4 GW in rückwärtiger Richtung.

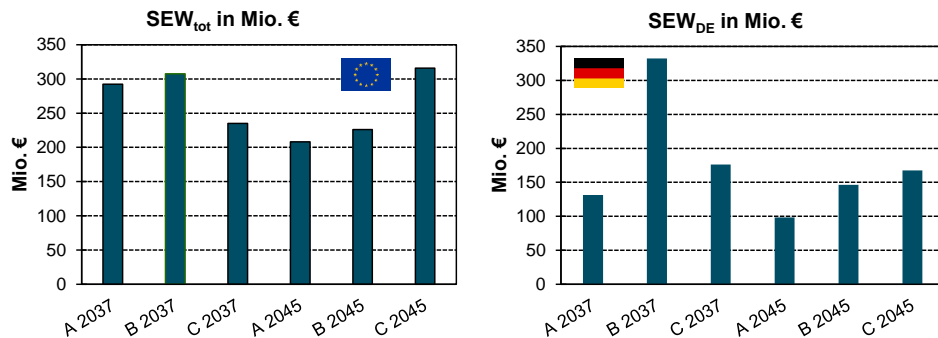
Im diesem Projekt ist zudem davon auszugehen, dass die Herstellung der Offshore-Vernetzung mit einer zusätzlichen Errichtung von 2 GW Offshore Windenergie einhergeht, die erst durch die Ergänzung der Verbindungsleistung mit Deutschland angelandet werden kann. Für den Nutzen des Projektes ergibt sich daher ein hoher zusätzlicher Ertrag des zusätzlichen Windparks aus Seiten der Produzentenrente. Um diesem Effekt in der Analyse Rechnung zu tragen, wird der Ertrag des zusätzlichen Windparks vom Nutzen des Projektes (Interkonnektor + Windpark) abgezogen.



**Abbildung 3-20: Konfiguration der Topologie „BWC – Variante I“**

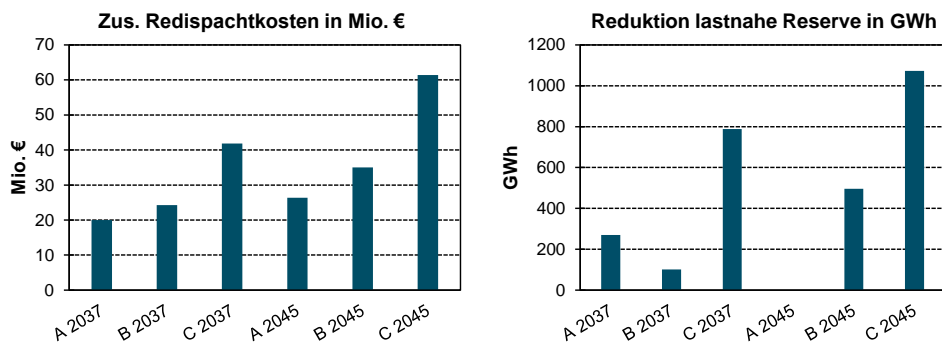
Aus europäischer Perspektive zeigt das Projekt auch nach Abzug der zusätzlichen Produzentenrente der ergänzten Windkapazität einen deutlich positiven Nutzen. Dieser liegt zwischen ca. 220 bis 320 Mio. € jährlich. Aus deutscher Perspektive zeigt das Projekt besonders im Szenario B2037 einen hohen Nutzen von ca. 330 Mio. €. In den übrigen Szenarien liegt der Nutzen für Deutschland zwischen 100 und ca. 175 Mio. €.





**Abbildung 3-21: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

Auf Seiten des deutschen Redispatchbedarfs werden durch das Projekt Mehrkosten zwischen 20 und 60 Mio. € verursacht. Der Bedarf an lastnaher Reserve kann besonders im C-Szenario verringert werden.



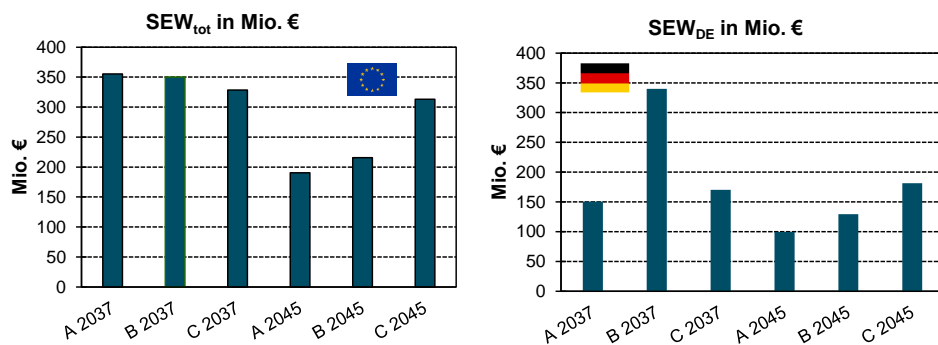
**Abbildung 3-22: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

### 3.8 Baltic Wind Connector – Variante II

Die zweite Variante der Topologie Baltic Wind Connector unterscheidet lediglich, dass die asymmetrische Vernetzungsleistung zwischen dem deutschen Festland und dem estnischen ONAS auf 0,7 GW reduziert wird. Leistungsfluss vom estnischen ONAS zum deutschen Festland ist weiterhin mit bis zu 2 GW möglich.

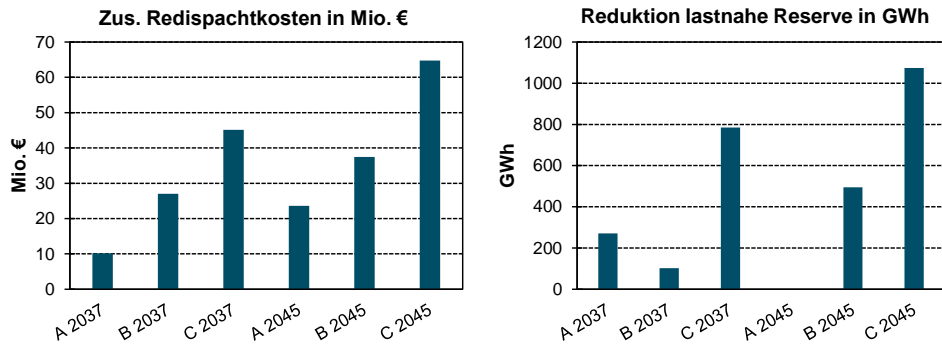
In der Wirtschaftlichkeitsberechnung zeigt sich für diese Variante mit verringerter Übertragungsleistung ein zunächst widersprüchlich erscheinender

(geringfügig) höher Nutzen. Dieser Effekt liegt darin begründet, dass der Marktwert der zusätzlichen Windleistung am estnischen ONAS durch die verringerte Vernetzungsleistung zum deutschen Festland steigt (höheres Strompreisniveau in Estland). In der Berechnung wird der Marktwert der zusätzlichen Winderzeugung vom Nutzen des Projektes abgezogen (es wird angenommen, dass der jährliche Marktwert in etwa den annuitätischen Kosten des Windparks entspricht). Dies führt dazu, dass die Veränderung im Marktwert der zusätzlichen Windleistung den volkswirtschaftlichen Effekt der veränderten Interkonnektorleistung überkompensiert. Detaillierte Zahlen zu diesen Effekten können den angehängten Ergebnistabellen entnommen werden.



**Abbildung 3-23: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

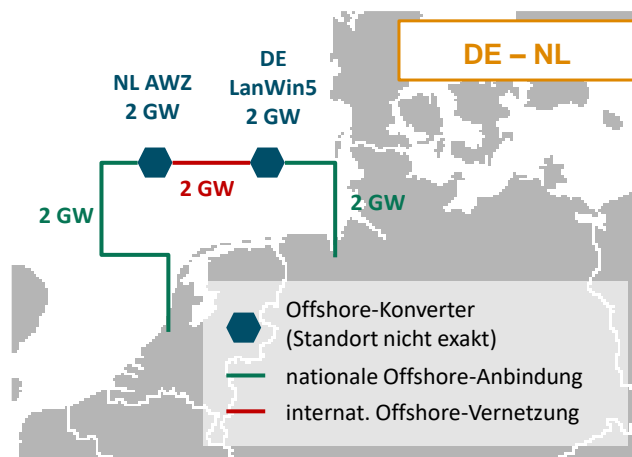
Aus deutscher Sicht bleibt das wirtschaftliche Ergebnis durch die verringerten Exportmöglichkeiten nahezu unverändert. Dies gilt ebenso für den Redispatchbedarf, der in dieser Variante lediglich leicht verringert wird. Die Reduktion im Bedarf lastnaher Reserve fällt ebenfalls vergleichbar aus.



**Abbildung 3-24: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

### 3.9 Topologie DE-NL

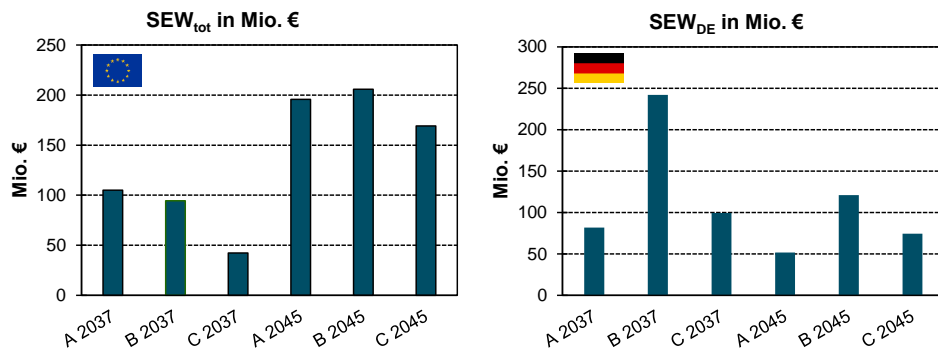
In dieser Topologie werden ein niederländisches und ein deutsches (LanWin 5) ONAS mit einer Leistung von 2 GW vernetzt. Netzverknüpfungspunkt auf deutscher Seite ist der Onshore-Netzknoten Rastede.



**Abbildung 3-25: Konfiguration der Topologie „DE – NL“**

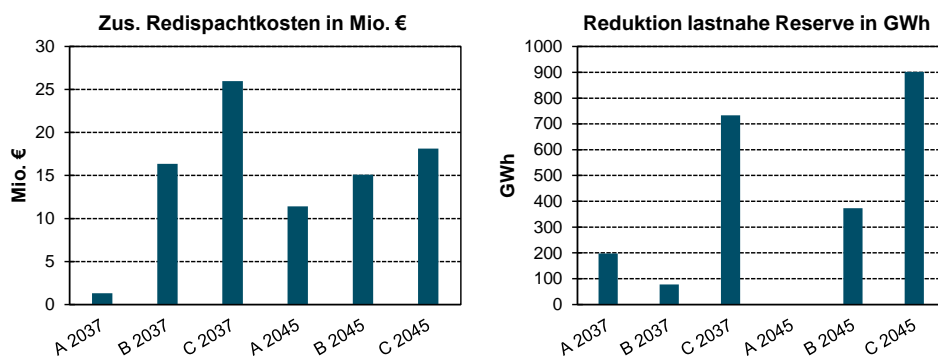
Aus europäischer Sicht fällt der jährliche Nutzen in den Szenarien des Jahres 2045 mit 170 bis 210 Mio. € deutlich höher aus als für das Jahr 2037 (40 bis 105 Mio. €). Aus deutscher Sicht weist vor allem das Szenario B2037 mit ca. 240 Mio. € einen hohen Nutzen auf. Im Jahr 2045 fällt der Nutzen tendenziell

geringer aus. In 2037 wird der Nutzen durch Vorteile auf Konsumentenseite verursacht, in 2045 eher auf Produzentenseite.



**Abbildung 3-26: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

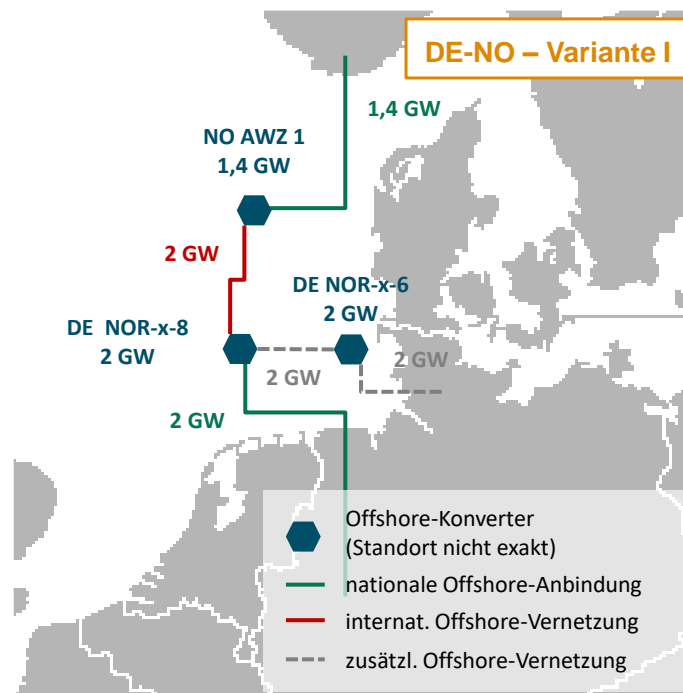
Im deutschen Übertragungsnetz verursacht das Projekt zusätzliche Redispatchkosten von bis zu 26 Mio. €. Der Bedarf an lastnaher Reserve kann besonders in den C-Szenarien (die im Basisszenario entsprechend auch den höchsten Bedarf aufweisen) um bis zu ca. 900 GWh verringert werden.



**Abbildung 3-27: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

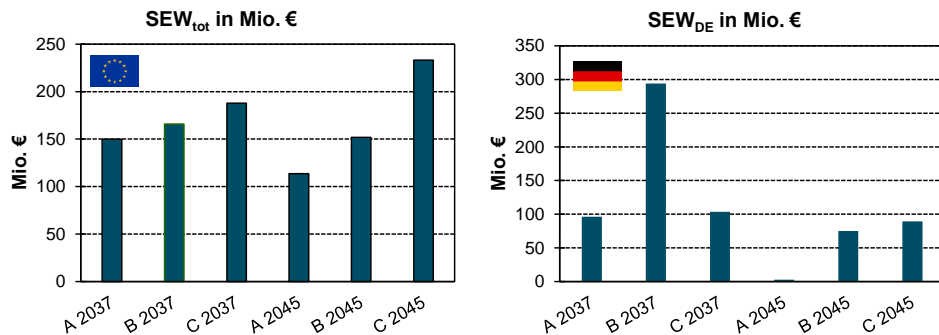
### 3.10 Topologie DE-NO – Variante I

In dieser Topologie wird ein ONAS in der norwegischen Außenwirtschaftszone mit dem deutschen ONAS NOR-x-8 vernetzt. NOR-x-8 ist im Basisszenario bereits Teil einer deutschen nationalen Offshore-Vernetzung zwischen NOR-x-8 und NOR-x-6.



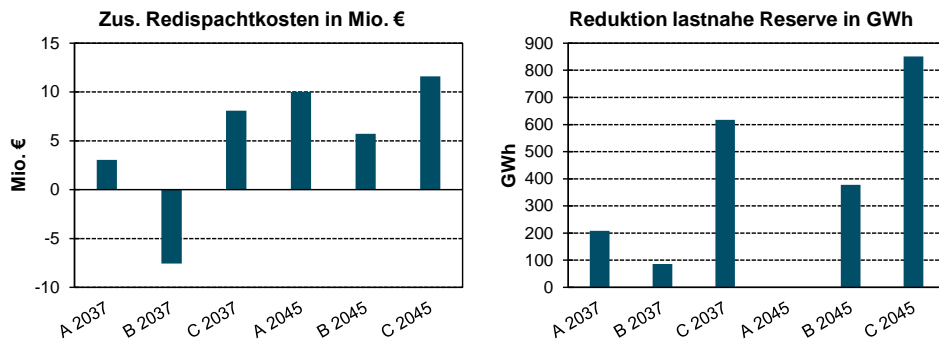
**Abbildung 3-28: Konfiguration der Topologie „DE-NO – Variante I“**

Bezogen auf die europäische Perspektive weist das Projekt einen Nutzen i. H. v. 150 bis 190 Mio. € in 2037 und 114 bis 233 Mio € in 2045 auf. Bezogen auf den Nutzen für Deutschland ergeben sich Werte von bis zu 294 Mio. €. Auffällig ist, dass sich im Szenario A2045 der (geringe) Nutzen in Energiemarkt und THG-Vermeidung durch den zusätzlichen Redispatchbedarf nahezu aufheben. In allen Szenarien wird der Nutzen von positiven Effekten auf Konsumenten-Seite dominiert.



**Abbildung 3-29: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

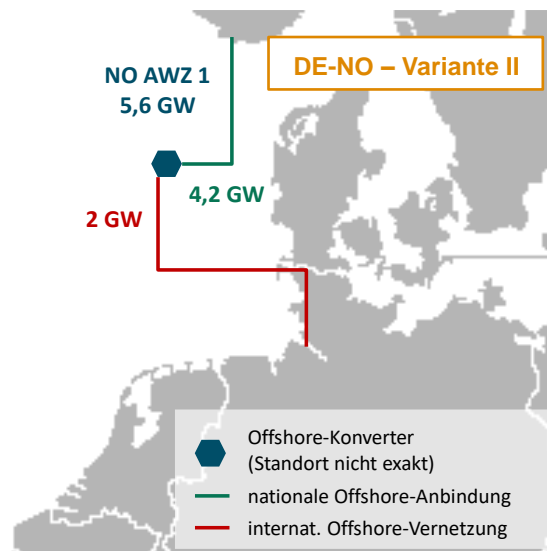
Auf den deutschen Redispatch-Bedarf nimmt das Projekt mit Ausnahme des Szenarios B2037 negativen Einfluss. Der Bedarf an lastnaher Reserve wird um bis zu 850 GWh reduziert. Im Szenario A2045 findet keine Reduktion statt.



**Abbildung 3-30: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**

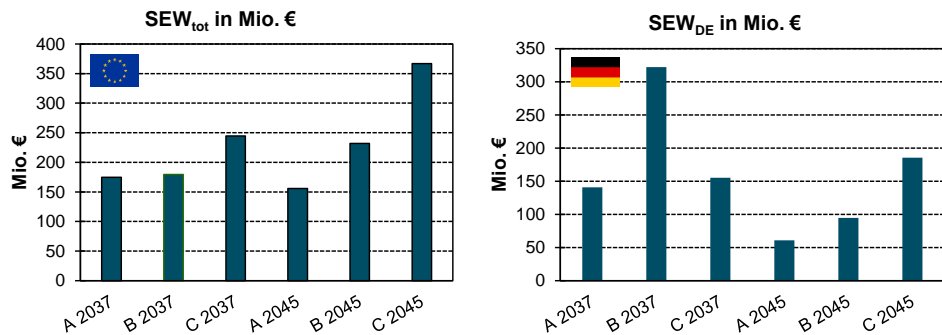
### 3.11 Topologie DE-NO – Variante II

In der zweiten Variante der Offshore-Vernetzung mit Norwegen wird ein norwegisches ONAS direkt an das deutsche Festland angebunden. Zudem ist die Leistung der Offshore-Windenergie an diesem ONAS um 4,2 GW und die nationale Verbindung mit dem norwegischen Festland um 2,8 GW erhöht. Durch diese Konfiguration ist die Nutzbarkeit der Vernetzungsleitung mit Norwegen nicht durch die Windenergie-Einspeisung an den deutschen Offshore-Standorten beeinträchtigt. Im Gegenzug muss jedoch ein Teil der norwegischen Offshore-Produktion bei hoher Einspeisung über den deutschen Interkonnektor abgeführt werden.



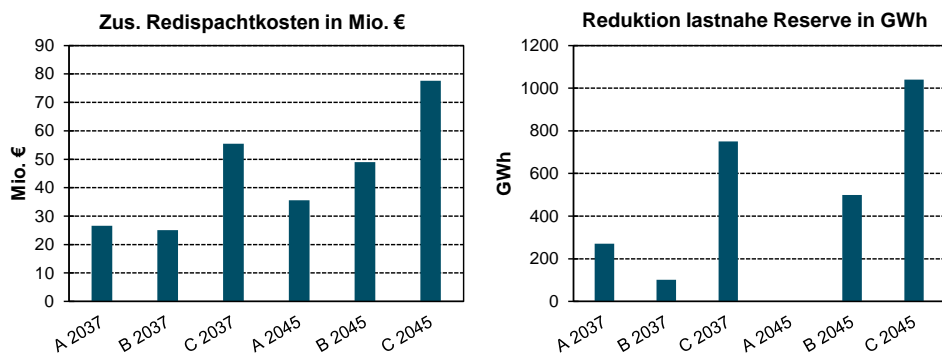
**Abbildung 3-31: Konfiguration der Topologie „DE-NO – Variante II“**

Aus europäischer Perspektive ist der Nutzen des Projektes im Vergleich zur ersten Variante leicht erhöht und weist Werte von bis zu ca. 370 Mio. € auf. Auch für Deutschland zeigt sich nun in allen Szenarien ein deutlich positiver Effekt mit bis zu 320 Mio. € jährlich. In allen Szenarien dominiert der positive Effekt auf Seiten der Konsumentenrente.



**Abbildung 3-32: Jährliche Wohlfahrtseffekte des Projektes (inkl. des zus. Nutzen aus THG-Emissionsminderung) mit europäischer (links) und deutscher Perspektive (rechts, inkl. RD).**

Hinsichtlich des zusätzlichen Redispatchbedarf zeigt sich vor allem im Szenariopfad C ein deutlicher Effekt. In diesen Szenarien ergibt sich jedoch auch eine deutliche Reduktion des Bedarfs an lastnaher Reserve von bis zu 1.040 GWh.



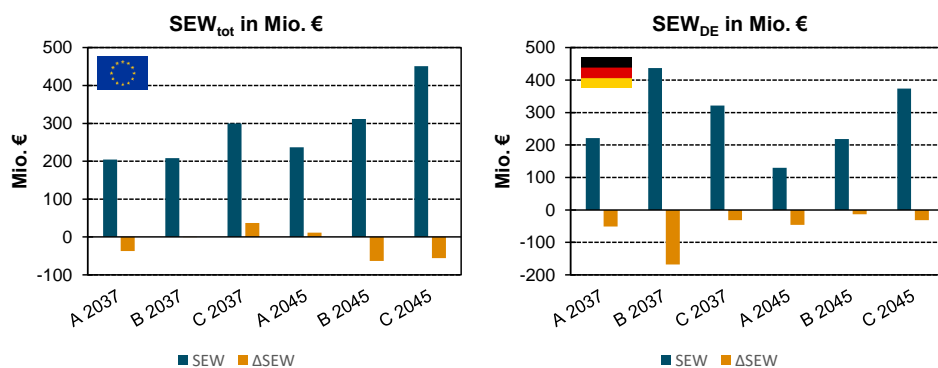
**Abbildung 3-33: Einfluss des Projektes auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts).**



### 3.12 Topologie-Kombination DE-DK Ia und DE-NO II

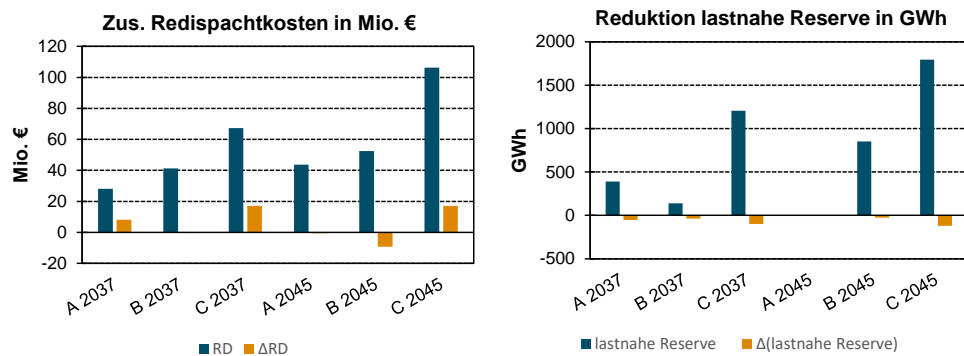
In dieser Variante werden die Topologien „DE-DK - Variante Ia“ und „DE-NO – Variante II“ gemeinsam in eine Markt- und Netzsimulation eingefügt. Durch dieses Vorgehen lassen sich Synergie- und/oder Sättigungseffekte zwischen den Topologien analysieren. In den folgenden Abbildungen sind diese durch die Angabe „ $\Delta$ SEW“ in oranger Farbe dargestellt und bezeichnen die Differenz zwischen dem Ergebnis der kombinierten Betrachtung und dem kombinierten Nutzen der Einzelprojekte. Positive Werte für  $\Delta$ SEW weisen auf Synergieeffekte, negative Werte auf Sättigungseffekte hin.

Aus europäischer Perspektive wird deutlich, dass die Kombination der beteiligten Topologien nahezu den kombinierten Nutzen der beiden Einzelbetrachtungen und nur geringe Synergie- und Sättigungseffekte ergeben (siehe Abbildung 3-32). Für Deutschland ergibt sich besonders im Szenario B2037 ein deutlicher Sättigungseffekt i. H. v. ca. 170 Mio. € jährlich.



**Abbildung 3-34: Jährliche Wohlfahrtseffekte der Topologie-Kombination (blau) sowie die Synergie- und Konkurrenzeffekte (orange) für Europa (links) und Deutschland (rechts).**

In Bezug auf den deutschen Redispatch-Bedarf zeigt sich, dass die Kombination der beiden Topologien (außer im Szenario B2045) zu einer zusätzlichen Erhöhung des Redispatch-Bedarfs führt (siehe Abbildung 3-35 – positive Vergleichswerte bedeuten eine Erhöhung des RD-Bedarfs in der Kombination der Projekte), als in der Summe der Einzelbetrachtungen zu erwarten wäre. Die Reduktion im Bedarf an lastnaher Reserve ergibt sich annähernd als Summe der Einzelprojekte.

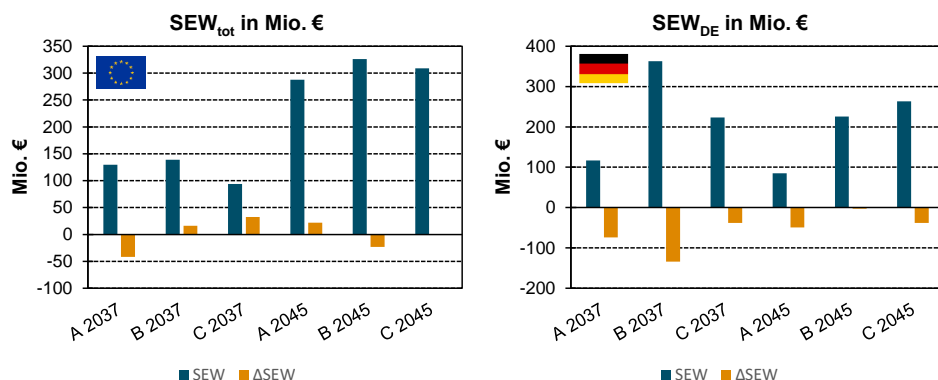


**Abbildung 3-35: Einfluss der Topologie-Kombination auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts). Der Vergleich zeigt die Ergebnisse der Topologie-Kombination (blau) und die Synergie- und Sättigungseffekte (orange).**

### 3.13 Topologie -Kombination DE-DK Ia und DE-NL

In dieser Variante werden die Topologien „DE-DK - Variante Ia“ und „DE-NL“ gemeinsam in eine Markt- und Netzsimulation eingefügt.

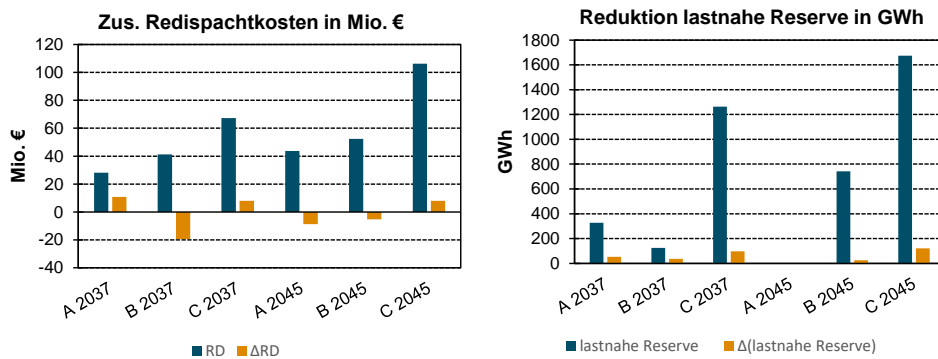
Aus europäischer Sicht treten hierbei sowohl geringe Synergie- als auch Sättigungseffekte auf. Für Deutschland ergeben sich besonders im Szenario B2037 deutliche Sättigungseffekte von ca. 25% des kombinierten Nutzens der Einzelbetrachtungen.



**Abbildung 3-36: Jährliche Wohlfahrtseffekte der Topologie-Kombination (blau) sowie die Synergie- und Konkurrenzeffekte (orange) für Europa (links) und Deutschland (rechts).**

Der Effekt der kombinierten Topologien auf den Redispatchbedarf kann sowohl positiv (Synergien) wie auch negativ (Verstärkungseffekte) ausfallen.

Besonders im Szenario B2037 treten deutliche Synergien auf. Die Reduktion im Bedarf an lastnaher Reserve ergibt sich nahezu aus der Summe der Einzelbetrachtungen.

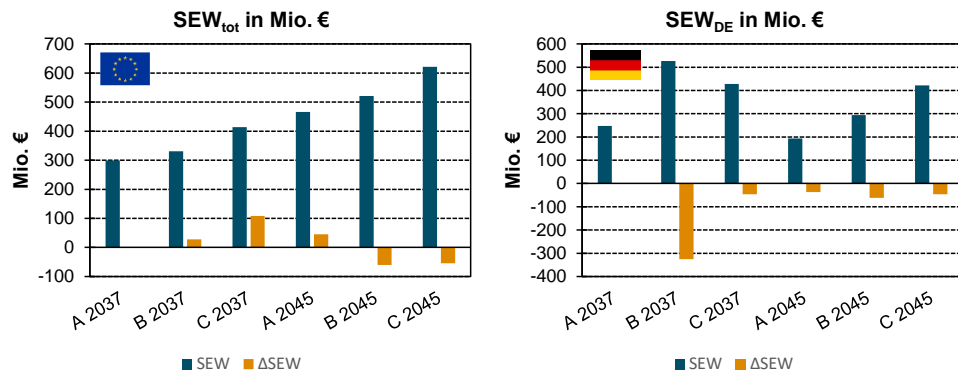


**Abbildung 3-37: Einfluss der Topologie-Kombination auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts). Der Vergleich zeigt die Ergebnisse der Topologie-Kombination (blau) und die Synergie- und Sättigungseffekte (orange).**

### 3.14 Kombination DE-DK Ia, DE-NO II und DE-NL

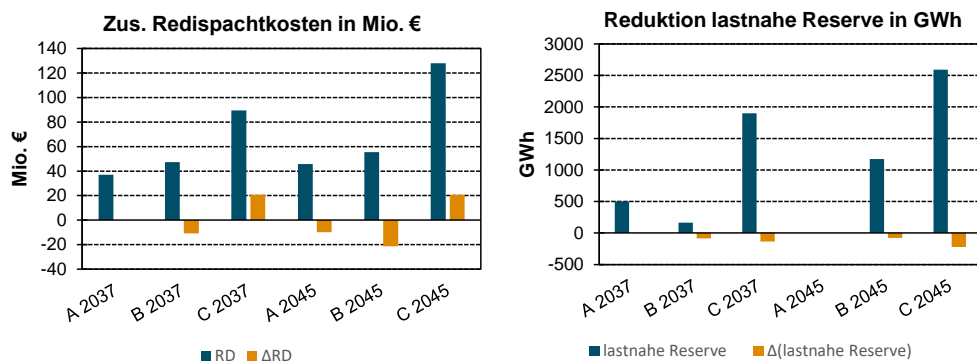
In dieser Variante werden die drei Topologien „DE-DK - Variante Ia“ und „DE-NO – Variante II“ sowie „DE-NL“ gemeinsam in eine Markt- und Netzsimulation eingefügt.

Aus europäischer Sicht treten dabei nur geringfügige Synergie- (B2037, C2037, A2045) und Konkurrenzeffekte (B2045, C2045) auf. Der Gesamtnutzen der Topologien wird somit auch bei gemeinsamer Realisation annähernd erreicht oder übertroffen. Für Deutschland treten lediglich im Szenario B2037 wesentliche Konkurrenzeffekte auf. Hier wird der Gesamtnutzen durch die kombinierte Realisation der Konzepte um ca. 40 % reduziert.



**Abbildung 3-38: Jährliche Wohlfahrtseffekte der Topologie-Kombination (blau) sowie die Synergie- und Konkurrenzeffekte (orange) für Europa (links) und Deutschland (rechts).**

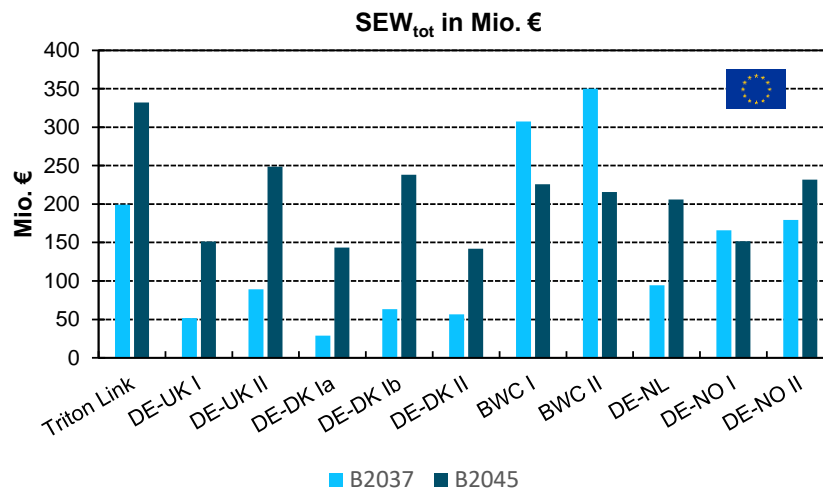
Auf die Kosten des Redispatcheinsatzes nimmt die kombinierte Realisation der Projekte gegenüber der Einzelbetrachtung nur geringfügigen Einfluss. Dies gilt ebenfalls für den Bedarf an lastnaher Reserve, der auch bei Realisation der Projekte nur geringen Sättigungseffekten unterliegt.



**Abbildung 3-39: Einfluss der Topologie-Kombination auf die deutschen Redispatch-Kosten (links) sowie den deutschen Bedarf an lastnaher Reserve (rechts). Der Vergleich zeigt die Ergebnisse der Topologie-Kombination (blau) und die Synergie- und Sättigungseffekte (orange).**

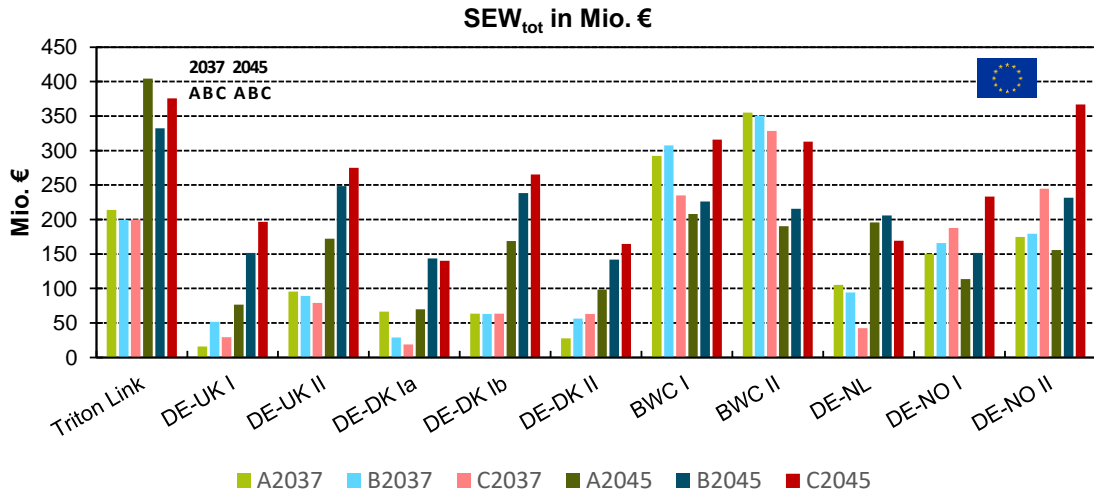
## 4 Fazit

Die Analyse zeigt, dass alle untersuchten Projekte aus europäischem Blickwinkel einen hohen jährlichen Nutzen verzeichnen. Je nach Topologie fällt dieser in den untersuchten Szenarien und Zeitpunkten deutlich unterschiedlich aus (siehe Abbildung 4-1). Den höchsten Wert erreicht das Projekt „Baltic Wind Connector“, welches jedoch zugleich die größte Vernetzungsdistanz aufweist. Da den einzelnen Projekten in dieser Untersuchung keine Investitionen und Kosten gegenübergestellt werden (dies ist nicht Aufgabe dieser Untersuchung), kann hieraus keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der Projekte getätigt werden.



**Abbildung 4-1: Übersicht des Nutzens der untersuchten Topologien im Szenariopfad B für alle untersuchten Marktgebiete.**

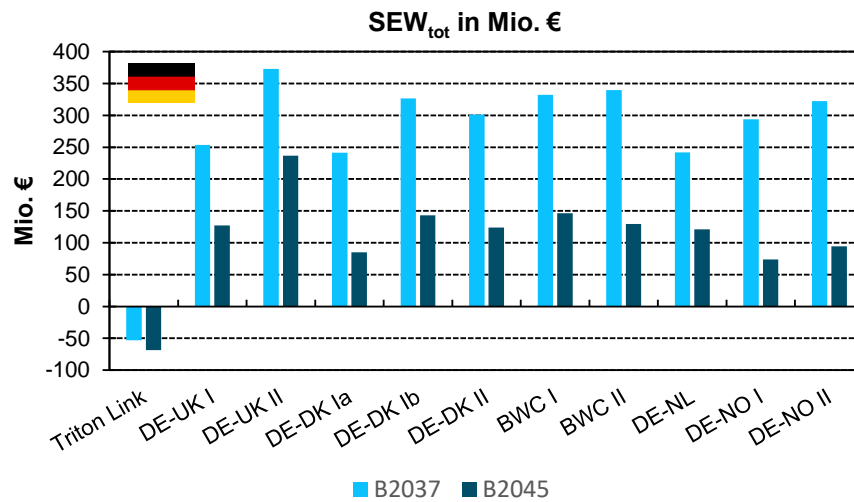
Mit Blick auf alle untersuchten Szenarien, so zeigt sich aus europäischer Sicht eine Tendenz zu einem höheren Nutzen im Jahr 2045 sowie einen steigenden Nutzen in der Reihenfolge A-B-C (siehe Abbildung 4-2). Die Unterschiede in der europäischen Betrachtung sind dabei vor allem auf die veränderten Szenarien in Deutschland zurückzuführen, da sich das verwendete Szenario für die übrigen Länder nach den Prognosen des TYNDP 2022 richtet und nur zwischen den Jahren 2037 und 2045 unterscheidet, nicht aber zwischen den Szenariopfaden A, B und C.



**Abbildung 4-2: Übersicht des Nutzens der untersuchten Topologien in allen Szenarien und für alle untersuchten Marktgebiete.**

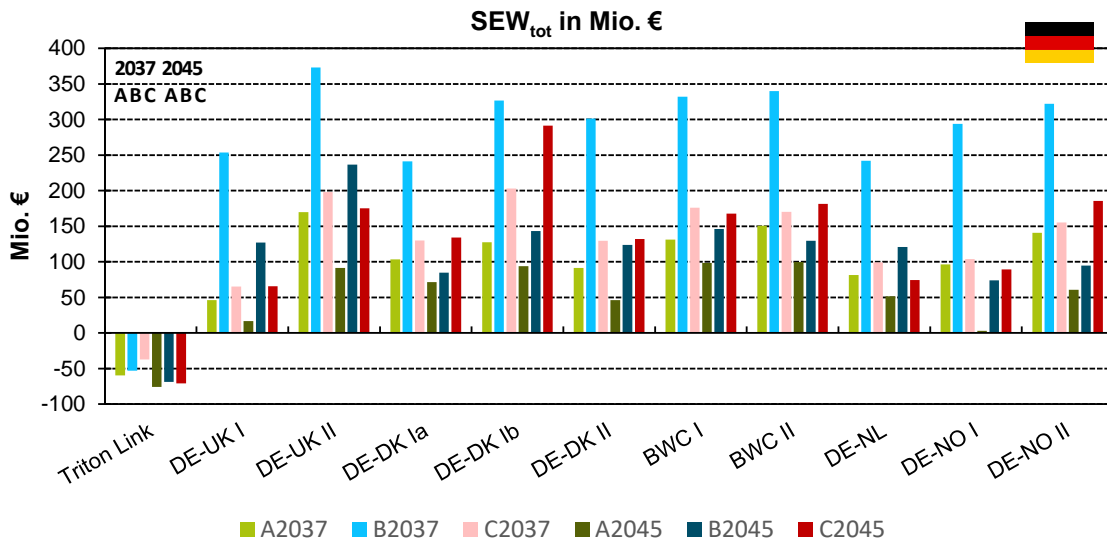
Der Blick auf die deutsche Perspektive zeigt, dass alle Projekte mit deutscher Beteiligung in allen Szenarien einen positiven Nutzen für das deutsche Marktgebiet aufweisen (vgl. Abbildung 4-3). Bis auf wenige Ausnahmen geht der positive Effekt dabei mit einer Steigerung der Konsumentenrente (entspricht tendenziell einem verringerten mengengewichteten Strompreis) einher. Auch mit Blick auf die deutsche Perspektive kann hieraus jedoch nicht auf eine Wirtschaftlichkeit der Projekte geschlossen werden.

Gleichzeitig wird deutlich, dass sich Projekte ohne direkte Beteiligung des deutschen Marktgebiets (Triton Link) auch auf dieses (vglw. geringfügig) nachteilig auswirken können. Der negative Effekt wird dabei vor allem durch die Reduktion der Engpassrente verursacht.



**Abbildung 4-3: Übersicht des Nutzens der untersuchten Topologien im Szenariopfad B für das deutsche Marktgebiete.**

In der Gesamtübersicht über alle Projekte zeigt sich, dass das Szenario B2037 in allen Projekten (z. T. mit deutlichem Abstand, siehe Abbildung 4-4) den größten Nutzen aufweist, während der Nutzen in den übrigen Szenarien ähnlich ausfällt. Dies deutet auf einen hohen Flexibilitätsbedarf in diesem Szenario hin.



**Abbildung 4-4: Übersicht des Nutzens der untersuchten Topologien in allen Szenarien und für alle untersuchten Marktgebiete.**

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] ef.Ruhr GmbH, „Marktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 (NEMO IX – Los 2),“ *Gutachten für die Bundesnetzagentur*, Juni 2024.
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung 2023-2037/2045,“ Az.: 4.14.01.01/001#1, Juli 2022.
- [3] ENTSO-E, „4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - Version 4.1 for ACER/EC/MS opinion,“ April 2024.
- [4] M. Schubert et. al, „Verkehrsverflechtungsprognose 2030 - Schlussbericht,“ 2014, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.
- [5] M. Wermuth et al., „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010,“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2012, Schlussbericht.
- [6] Forschungsdatenzentren der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, „Zensus 2011,“ 2011.
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „ dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,“ Online: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf), 2021.
- [8] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (ffe), „ Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland,“ 2022, Studie.
- [9] M. d. Felice, „ENTSO-E Hydropower modelling data (PECD) in CSV format (Version 4),“ <https://doi.org/10.5281/zenodo.3985078>, 2020.
- [10] C. Weber et al., „arktmodellierung und Interkonnektorbewertung für den Netzentwicklungsplan 2021-2035,“ Juni 2022,



Wissenschaftliches Gutachten für die Bundesnetzagentur (NEMO VIII, Los 2).

[11] ENTSO-E transparency platform, „Online: <https://transparency.entsoe.eu/>,“ [Online].

[12] Bundesanstalt für Straßenwesen, „Automatische Dauerzählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen,“ Online: [https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl\\_node.html](https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html).

[13] B. Held, „Einkommensspezifische Energieverbräuche privater Haushalte,“ Online: <https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2019/02/einkommensspezifische-energieverbraeuche-022019.pdf>, Statistisches Bundesamt, April 2019.

## 6 Anhang: Ergebnistabellen

### 6.1 Topologie Triton Link

Tabelle 6-1 Bewertungsergebnisse Triton Link – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	175,7	526,9	3.517,9	-	-	38,3	213,9
Deutschland	-60,7	6,3	978,4	-	-	0,5	-60,3
davon KR	-106,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	168,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-122,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	0,8	-4,0	-6,3	271,4	22,9	-0,3	0,5
Gesamt DE	-59,9	2,3	972,1	271,4	22,9	0,2	-59,7

Tabelle 6-2 Bewertungsergebnisse Triton Link – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	404,3	-	5.166,8	-	-	-	404,3
Deutschland	-70,4	-	402,0	-	-	-	-70,4
davon KR	90,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-90,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	-70,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-5,7	-	-58,4	23,9	-52,6	-	-5,7
Gesamt DE	-76,0	-	343,6	23,9	-52,6	-	-76,0

Tabelle 6-3 Bewertungsergebnisse Triton Link – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	161,5	521,4	3.303,6	-	-	37,9	199,4
Deutschland	-66,1	49,4	362,6	-	-	3,6	-62,5
davon KR	2,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	44,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	-113,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	7,3	30,9	87,5	305,0	95,6	2,2	9,6
Gesamt DE	-58,7	30,9	450,1	305,0	95,6	5,8	-52,9

Tabelle 6-4 Bewertungsergebnisse Triton Link – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	332,4	-	4.575,1	-	-	-	332,4
Deutschland	-65,8	-	-0,0	-	-	-	-65,8
davon KR	150,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-126,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	-90,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-2,9	-	-62,4	385,4	-50,5	-	-2,9
Gesamt DE	-68,7	-	-62,5	385,4	-50,5	-	-68,7

Tabelle 6-5 Bewertungsergebnisse Triton Link – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	164,0	497,1	4.104,6	-	-	36,1	200,1
Deutschland	-62,6	88,3	488,6	-	-	6,4	-56,2
davon KR	-185,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	228,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	-105,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	16,3	38,2	163,2	-5,2	183,3	2,8	19,1
Gesamt DE	-46,3	126,5	651,8	-5,2	183,3	9,2	-37,1

Tabelle 6-6 Bewertungsergebnisse Triton Link – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	375,5	-	4.380,3	-	-	-	375,5
Deutschland	-58,8	-	-204,6	-	-	-	-58,8
davon KR	251,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-241,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	-69,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,8	-	-149,3	61,2	-137,7	-	-11,8
Gesamt DE	-70,7	-	-353,9	61,2	-137,7	-	-70,7

## 6.2 Topologie DE-UK – Variante I

Tabelle 6-7 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	3,0	176,3	-301,5	-	-	12,8	15,8
Deutschland	36,8	349,5	144,2	-	-	25,4	62,2
davon KR	314,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-231,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	-46,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-13,0	-38,7	-140,1	-16,3	-143,3	-2,8	-15,8
Gesamt DE	23,8	310,8	4,1	-16,3	-143,3	22,6	46,3

Tabelle 6-8 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	76,6	-	914,3	-	-	-	76,6
Deutschland	43,2	-	85,8	-	-	-	43,2
davon KR	738,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-669,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	-25,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-26,3	-	-257,1	-633,7	-257,5	-	-26,3
Gesamt DE	16,8	-	-171,4	-633,7	-257,5	-	16,8

Tabelle 6-9 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	34,2	238,7	-217,3	-	-	17,3	51,5
Deutschland	249,6	343,1	711,9	-	-	24,9	274,6
davon KR	969,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-562,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	-157,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-17,7	-46,5	-188,9	68,0	-186,6	-3,4	-21,1
Gesamt DE	232,0	296,6	523,0	68,0	-186,6	21,5	253,5

Tabelle 6-10 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	151,3	-	1.035,8	-	-	-	151,3
Deutschland	175,6	-	164,2	-	-	-	175,6
davon KR	544,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-327,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	-40,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-48,6	-	-457,1	-42,2	-452,4	-	-48,6
Gesamt DE	127,0	-	-292,9	-42,2	-452,4	-	127,0

Tabelle 6-11 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	15,4	193,2	-369,5	-	-	14,0	29,4
Deutschland	58,3	846,7	373,1	-	-	61,5	119,8
davon KR	600,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-479,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	-62,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-47,4	-99,7	-428,6	-19,9	-442,7	-7,2	-54,7
Gesamt DE	10,9	747,0	-55,4	-19,9	-442,7	54,2	65,1

Tabelle 6-12 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	196,4	-	2.027,0	-	-	-	196,4
Deutschland	127,4	-	575,5	-	-	-	127,4
davon KR	914,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-766,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	-20,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-61,6	-	-607,3	-856,9	-568,1	-	-61,6
Gesamt DE	65,8	-	-31,8	-856,9	-568,1	-	65,8

### 6.3 Topologie DE-UK – Variante II

Tabelle 6-13 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	61,9	461,4	777,6	-	-	33,5	95,4
Deutschland	150,6	530,4	1.191,2	-	-	38,5	189,1
davon KR	513,3	-	-	-	-	-	-
davon PR	-337,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	-25,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-15,8	-46,6	-166,8	57,7	-173,1	-3,4	-19,2
Gesamt DE	134,8	483,8	1.024,4	57,7	-173,1	35,1	169,9

Tabelle 6-14 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	172,2	-	1.813,7	-	-	-	172,2
Deutschland	117,2	-	420,2	-	-	-	117,2
davon KR	245,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-125,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-2,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-25,6	-	-237,6	-503,1	-247,1	-	-25,6
Gesamt DE	91,5	-	182,6	-503,1	-247,1	-	91,5

Tabelle 6-15 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	58,6	418,8	214,3	-	-	30,4	89,0
Deutschland	356,0	531,7	1.209,3	-	-	38,6	394,6
davon KR	1.044,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-561,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	-127,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-18,2	-46,0	-194,8	-217,5	-193,3	-3,3	-21,6
Gesamt DE	337,8	485,7	1.014,5	-217,5	-193,3	35,3	373,0

Tabelle 6-16 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	248,5	-	1.711,0	-	-	-	248,5
Deutschland	283,2	-	429,2	-	-	-	283,2
davon KR	554,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-238,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-33,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-46,5	-	-427,8	-425,8	-418,5	-	-46,5
Gesamt DE	236,8	-	1,4	-425,8	-418,5	-	236,8

Tabelle 6-17 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	51,5	380,6	17,1	-	-	27,6	79,2
Deutschland	160,0	1.251,0	719,7	-	-	90,8	250,8
davon KR	491,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-330,8	-	-	-	-	-	-
davon ER	-1,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-45,5	-101,7	-464,5	-115,7	-483,6	-7,4	-52,9
Gesamt DE	114,5	1.149,2	255,2	-115,7	-483,6	83,4	198,0

Tabelle 6-18 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	275,2	-	2.567,0	-	-	-	275,2
Deutschland	259,1	-	729,7	-	-	-	259,1
davon KR	1.115,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-857,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	1,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-83,9	-	-788,1	-107,0	-730,1	-	-83,9
Gesamt DE	175,2	-	-58,5	-107,0	-730,1	-	175,2

## 6.4 Topologie DE-DK – Variante Ia

Tabelle 6-19 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	55,5	148,7	451,9	-	-	10,8	66,3
Deutschland	74,0	314,3	-195,9	-	-	22,8	96,8
davon KR	383,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-341,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	32,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	5,1	20,7	60,2	-317,4	55,3	1,5	6,6
Gesamt DE	79,1	335,0	-135,7	-317,4	55,3	24,3	103,5

Tabelle 6-20 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	70,0	-	926,0	-	-	-	70,0
Deutschland	79,9	-	-662,1	-	-	-	79,9
davon KR	237,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-266,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	108,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-8,6	-	-100,1	57,8	-120,2	-	-8,6
Gesamt DE	71,3	-	-762,2	57,8	-120,2	-	71,3

Tabelle 6-21 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	19,5	127,8	496,2	-	-	9,3	28,8
Deutschland	235,9	304,7	430,7	-	-	22,1	258,0
davon KR	859,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-599,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	-24,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-13,3	-47,8	-138,5	141,4	-142,0	-3,5	-16,7
Gesamt DE	222,7	256,9	292,2	141,4	-142,0	18,6	241,3



Tabelle 6-22 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	143,4	-	1.264,2	-	-	-	143,4
Deutschland	97,6	-	-335,2	-	-	-	97,6
davon KR	155,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-174,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	116,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-12,7	-	-124,3	-742,3	-136,9	-	-12,7
Gesamt DE	84,9	-	-459,4	-742,3	-136,9	-	84,9

Tabelle 6-23 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	7,7	154,1	451,0	-	-	11,2	18,9
Deutschland	78,4	771,6	109,5	-	-	56,0	134,4
davon KR	488,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-480,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	70,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-4,3	-	-32,9	-357,2	-45,2	-	-4,3
Gesamt DE	74,1	771,6	76,6	-357,2	-45,2	56,0	130,1

Tabelle 6-24 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	139,9	-	2.149,6	-	-	-	139,9
Deutschland	145,6	-	128,1	-	-	-	145,6
davon KR	674,3	-	-	-	-	-	-
davon PR	-710,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	181,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,7	-	-202,2	56,6	-202,4	-	-11,7
Gesamt DE	133,9	-	-74,1	56,6	-202,4	-	133,9

## 6.5 Topologie DE-DK – Variante Ib

Tabelle 6-25 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	48,9	198,9	981,4	-	-	14,4	63,3
Deutschland	67,1	494,2	170,2	-	-	35,9	103,0
davon KR	449,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-319,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	-63,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	19,9	62,6	206,5	-302,0	215,6	4,5	24,4
Gesamt DE	87,0	556,8	376,6	-302,0	215,6	40,4	127,4

Tabelle 6-26 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	168,7	-	2.432,9	-	-	-	168,7
Deutschland	86,1	-	-469,3	-	-	-	86,1
davon KR	508,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-475,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	52,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	7,7	-	71,2	-371,6	73,8	-	7,7
Gesamt DE	93,8	-	-398,1	-371,6	73,8	-	93,8

Tabelle 6-27 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	48,5	203,0	819,5	-	-	14,7	63,2
Deutschland	289,9	476,3	503,5	-	-	34,6	324,4
davon KR	1.175,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-716,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-170,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	1,9	2,6	9,3	112,8	19,3	0,2	2,1
Gesamt DE	291,8	478,9	512,8	112,8	19,3	34,8	326,5

Tabelle 6-28 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	238,3	-	2.294,7	-	-	-	238,3
Deutschland	142,2	-	-431,0	-	-	-	142,2
davon KR	384,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-294,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	52,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	1,0	-	8,8	-727,9	-1,3	-	1,0
Gesamt DE	143,2	-	-422,2	-727,9	-1,3	-	143,2

Tabelle 6-29 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	43,5	273,8	947,5	-	-	19,9	63,4
Deutschland	97,2	1.166,4	85,5	-	-	84,7	181,9
davon KR	920,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-762,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	-61,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	18,2	40,0	162,7	132,6	169,5	2,9	21,1
Gesamt DE	115,4	1.206,4	248,2	132,6	169,5	87,6	203,0

Tabelle 6-30 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	265,1	-	4.000,7	-	-	-	265,1
Deutschland	259,4	-	101,5	-	-	-	259,4
davon KR	1.592,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1434,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	101,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	32,1	-	114,9	44,6	155,7	-	32,1
Gesamt DE	291,5	-	216,5	44,6	155,7	-	291,5

## 6.6 Topologie DE-DK – Variante II

Tabelle 6-31 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	17,9	136,4	663,2	-	-	9,9	27,8
Deutschland	65,7	414,0	-14,6	-	-	30,1	95,8
davon KR	408,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-410,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	68,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-3,3	-13,1	-35,6	43,6	-35,7	-0,9	-4,3
Gesamt DE	62,4	400,9	-50,2	43,6	-35,7	29,1	91,5

Tabelle 6-32 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	98,6	-	1.228,0	-	-	-	98,6
Deutschland	58,7	-	-1518,5	-	-	-	58,7
davon KR	451,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-540,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	147,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-12,6	-	-109,9	-178,9	-126,6	-	-12,6
Gesamt DE	46,1	-	-1628,4	-178,9	-126,6	-	46,1

Tabelle 6-33 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	40,8	216,0	691,8	-	-	15,7	56,5
Deutschland	272,9	399,8	545,9	-	-	29,0	301,9
davon KR	1.020,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-725,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	-22,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-0,02	-7,2	-2,0	113,4	-0,12	-0,52	-0,5
Gesamt DE	272,9	392,6	543,8	113,4	-0,1	28,5	301,4

Tabelle 6-34 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	142,0	-	1.339,0	-	-	-	142,0
Deutschland	128,6	-	-1075,4	-	-	-	128,6
davon KR	245,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-251,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	134,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-4,7	-	-57,3	349,7	-65,7	-	-4,7
Gesamt DE	123,8	-	-1132,7	349,7	-65,7	-	123,8

Tabelle 6-35 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	49,1	193,2	583,0	-	-	14,0	63,1
Deutschland	66,9	1.019,6	74,6	-	-	74,0	140,9
davon KR	602,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-629,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	93,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-9,8	-22,7	-105,1	49,9	-115,6	-1,7	-11,4
Gesamt DE	57,1	996,9	-30,5	49,9	-115,6	72,4	129,5

Tabelle 6-36 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	164,5	-	2.663,0	-	-	-	164,5
Deutschland	165,6	-	-132,1	-	-	-	165,6
davon KR	1.004,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1103,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	264,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-33,7	-	-237,2	-388,3	-258,4	-	-33,7
Gesamt DE	131,9	-	-369,4	-388,3	-258,4	-	131,9

## 6.7 Baltic Wind Connector – Variante I

Tabelle 6-37 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	408,8	1.541,8	-1344,4	-	-	111,9	520,7
EU korrigiert um PR Windpark							229,4
Deutschland	109,8	570,9	491,9	-	-	41,4	151,3
davon KR	679,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-544,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-25,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-16,2	-51,9	-164,7	-187,9	-173,2	-3,8	-20,0
Gesamt DE	93,6	519,0	327,2	-187,9	-173,2	37,7	131,3

Tabelle 6-38 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	324,7	-	-2452,1	-	-	-	324,7
EU korrigiert um PR Windpark							208,2
Deutschland	124,6	-	110,1	-	-	-	124,6
davon KR	698,3	-	-	-	-	-	-
davon PR	-635,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	61,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-26,4	-	-252,5	-99,2	-256,3	-	-26,4
Gesamt DE	98,2	-	-142,4	-99,2	-256,3	-	98,2

Tabelle 6-39 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	$\Delta$ SEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	$\Delta$ EE GWh	$\Delta$ Netz- verluste GWh	$\Delta$ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	$\Delta$ SEW ge- samt Mio. €
Europa	425,1	1.595,5	-1660,1	-	-	115,8	540,9
EU korrigiert um PR Windpark							307,4
Deutschland	319,5	508,8	615,4	-	-	36,9	356,5
davon KR	1.329,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-869,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	-140,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-19,9	-60,7	-204,4	-107,8	-212,1	-4,4	-24,3
Gesamt DE	299,7	448,2	411,0	-107,8	-212,1	32,5	332,2

Tabelle 6-40 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	$\Delta$ SEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	$\Delta$ EE GWh	$\Delta$ Netz- verluste GWh	$\Delta$ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	$\Delta$ SEW ge- samt Mio. €
Europa	367,9	-	-2679,3	-	-	-	367,9
EU korrigiert um PR Windpark							226,0
Deutschland	181,2	-	93,2	-	-	-	181,2
davon KR	543,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-365,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	3,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-35,0	-	-325,3	-47,6	-332,7	-	-35,0
Gesamt DE	146,2	-	-232,1	-47,6	-332,7	-	146,2

Tabelle 6-41 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	366,2	1.552,9	-1359,1	-	-	112,7	479,0
EU korrigiert um PR Windpark							234,9
Deutschland	132,4	1.178,1	438,0	-	-	85,5	218,0
davon KR	766,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-637,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	3,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-35,2	-91,5	-363,2	-32,7	-363,6	-6,6	-41,9
Gesamt DE	97,2	1.086,7	74,8	-32,7	-363,6	78,9	176,1

Tabelle 6-42 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	427,2	-	-1279,1	-	-	-	427,2
EU korrigiert um PR Windpark							315,6
Deutschland	229,0	-	-236,3	-	-	-	229,0
davon KR	1.443,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1241,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	26,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-61,4	-	-618,4	-264,0	-567,4	-	-61,4
Gesamt DE	167,7	-	-854,7	-264,0	-567,4	-	167,7



## 6.8 Baltic Wind Connector – Variante II

Tabelle 6-43 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	370,3	1.480,3	-1578,0	-	-	107,5	477,8
EU korrigiert um PR Windpark							355,1
Deutschland	119,3	570,5	,8	-	-	41,4	160,8
davon KR	729,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-586,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	-23,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-9,0	-16,0	-87,0	-429,3	-95,9	-1,2	-10,2
Gesamt DE	110,3	554,5	-86,2	-429,3	-95,9	40,3	150,6

Tabelle 6-44 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	308,5	-	-2596,2	-	-	-	308,5
EU korrigiert um PR Windpark							190,3
Deutschland	123,1	-	4,5	-	-	-	123,1
davon KR	703,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-639,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	59,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-23,6	-	-222,5	-29,8	-228,3	-	-23,6
Gesamt DE	99,5	-	-218,0	-29,8	-228,3	-	99,5

Tabelle 6-45 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	$\Delta$ SEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	$\Delta$ EE GWh	$\Delta$ Netz- verluste GWh	$\Delta$ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	$\Delta$ SEW ge- samt Mio. €
Europa	362,0	1.557,4	-1715,0	-	-	113,1	475,1
EU korrigiert um PR Windpark							350,3
Deutschland	328,1	533,3	466,3	-	-	38,7	366,8
davon KR	1.345,9	-	-	-	-	-	-
davon PR	-882,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-135,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-22,0	-69,5	-231,7	-111,8	-235,5	-5,0	-27,0
Gesamt DE	306,1	463,8	234,6	-111,8	-235,5	33,7	339,8

Tabelle 6-46 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	$\Delta$ SEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	$\Delta$ EE GWh	$\Delta$ Netz- verluste GWh	$\Delta$ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	$\Delta$ SEW ge- samt Mio. €
Europa	359,7	-	-2867,4	-	-	-	359,7
EU korrigiert um PR Windpark							215,7
Deutschland	166,9	-	-39,0	-	-	-	166,9
davon KR	538,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-382,8	-	-	-	-	-	-
davon ER	11,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-37,5	-	-342,5	-26,6	-355,5	-	-37,5
Gesamt DE	129,4	-	-381,5	-26,6	-355,5	-	129,4

Tabelle 6-47 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	358,8	1.480,1	-1568,2	-	-	107,5	466,3
EU korrigiert um PR Windpark							328,6
Deutschland	129,3	1.184,7	157,6	-	-	86,0	215,3
davon KR	763,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-642,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	8,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-37,7	-102,5	-384,6	-45,8	-386,1	-7,4	-45,1
Gesamt DE	91,6	1.082,3	-227,0	-45,8	-386,1	78,6	170,2

Tabelle 6-48 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	425,3	-	-1202,1	-	-	-	425,3
EU korrigiert um PR Windpark							312,9
Deutschland	246,1	-	-199,3	-	-	-	246,1
davon KR	1.597,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1382,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	31,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-64,8	-	-701,3	-267,1	-656,7	-	-64,8
Gesamt DE	181,4	-	-900,6	-267,1	-656,7	-	181,4

## 6.9 Topologie DE-NL

Tabelle 6-49 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	79,3	355,3	1.132,1	-	-	25,8	105,0
Deutschland	57,6	349,3	390,7	-	-	25,4	82,9
davon KR	240,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-158,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	-24,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-1,8	7,1	-4,1	-451,4	-18,6	0,5	-1,3
Gesamt DE	55,7	7,1	386,6	-451,4	-18,6	25,9	81,6

Tabelle 6-50 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	195,8	-	1.648,5	-	-	-	195,8
Deutschland	63,1	-	-238,3	-	-	-	63,1
davon KR	-172,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	208,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	27,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,4	-	-86,3	-345,9	-107,8	-	-11,4
Gesamt DE	51,7	-	-324,6	-345,9	-107,8	-	51,7

Tabelle 6-51 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	69,7	340,7	996,7	-	-	24,7	94,4
Deutschland	234,1	334,9	750,2	-	-	24,3	258,4
davon KR	798,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-448,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	-116,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-14,0	-32,8	-142,0	62,1	-153,6	-2,4	-16,4
Gesamt DE	220,1	-32,8	608,2	62,1	-153,6	21,9	242,0

Tabelle 6-52 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	205,9	-	1.641,5	-	-	-	205,9
Deutschland	136,0	-	121,5	-	-	-	136,0
davon KR	97,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	17,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	20,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-15,1	-	-130,5	97,2	-138,2	-	-15,1
Gesamt DE	120,9	-	-9,0	97,2	-138,2	-	120,9

Tabelle 6-53 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	25,6	228,8	546,0	-	-	16,6	42,2
Deutschland	63,4	853,0	389,6	-	-	61,9	125,3
davon KR	98,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-69,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	34,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-23,5	-34,6	-216,3	44,7	-245,7	-2,5	-26,0
Gesamt DE	39,9	-34,6	173,4	44,7	-245,7	59,4	99,4

Tabelle 6-54 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	169,1	-	1.963,6	-	-	-	169,1
Deutschland	92,6	-	297,2	-	-	-	92,6
davon KR	-42,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	27,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	107,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-18,1	-	-212,2	-443,3	-209,6	-	-18,1
Gesamt DE	74,4	-	85,1	-443,3	-209,6	-	74,4

## 6.10 Topologie DE-NO – Variante I

Tabelle 6-55 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	119,1	425,2	1.715,3	-	-	30,9	150,0
Deutschland	69,8	404,7	-54,9	-	-	29,4	99,2
davon KR	612,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-621,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	78,4	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-2,3	-10,0	-23,3	-73,8	-31,6	-0,7	-3,0
Gesamt DE	67,5	394,8	-78,1	-73,8	-31,6	28,7	96,2

Tabelle 6-56 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	113,7	-	1.706,3	-	-	-	113,7
Deutschland	12,9	-	-1494,3	-	-	-	12,9
davon KR	835,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-939,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	116,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-10,0	-	-79,2	-748,8	-101,0	-	-10,0
Gesamt DE	2,9	-	-1573,5	-748,8	-101,0	-	2,9

Tabelle 6-57 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	127,6	526,1	1.765,6	-	-	38,2	165,8
Deutschland	255,6	425,0	817,0	-	-	30,9	286,4
davon KR	1.255,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-971,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-29,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	6,90	9,07	77,78	141,11	70,22	0,66	7,56
Gesamt DE	262,5	434,1	894,8	141,1	70,2	31,5	294,0

Tabelle 6-58 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	151,7	-	1.010,9	-	-	-	151,7
Deutschland	79,7	-	-1.170,8	-	-	-	79,7
davon KR	437,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-463,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	105,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-4,6	-15,2	-25,6	140,5	-43,4	-1,1	-5,7
Gesamt DE	75,0	-15,2	-1.196,4	140,5	-43,4	-1,1	73,9

Tabelle 6-59 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	144,4	599,1	1.898,6	-	-	43,5	187,9
Deutschland	45,8	907,9	165,1	-	-	65,9	111,7
davon KR	822,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-882,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	105,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-6,8	-17,8	-68,7	60,2	-75,0	-1,3	-8,1
Gesamt DE	39,0	890,1	96,3	60,2	-75,0	64,6	103,6

Tabelle 6-60 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	233,2	-	3.379,2	-	-	-	233,2
Deutschland	100,8	-	-168,4	-	-	-	100,8
davon KR	834,2	-	-	-	-	-	-
davon PR	-972,8	-	-	-	-	-	-
davon ER	239,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,6	-	-178,4	-253,9	-162,6	-	-11,6
Gesamt DE	89,2	-	-346,8	-253,9	-162,6	-	89,2

## 6.11 Topologie DE-NO – Variante II

Tabelle 6-61 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	134,7	552,1	2.128,4	-	-	40,1	174,8
Deutschland	127,3	550,8	858,3	-	-	40,0	167,3
davon KR	870,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-689,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	-53,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-22,1	-62,0	-238,5	-78,4	-235,8	-4,5	-26,6
Gesamt DE	105,2	488,8	619,8	-78,4	-235,8	35,5	140,7

Tabelle 6-62 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	155,6	-	2.268,1	-	-	-	155,6
Deutschland	96,4	-	621,1	-	-	-	96,4
davon KR	499,3	-	-	-	-	-	-
davon PR	-416,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	14,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-35,6	-	-334,6	-157,2	-344,8	-	-35,6
Gesamt DE	60,8	-	286,5	-157,2	-344,8	-	60,8

Tabelle 6-63 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	133,3	635,5	1.669,1	-	-	46,1	179,4
Deutschland	307,3	550,8	956,0	-	-	40,0	347,3
davon KR	1.419,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-945,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	-167,0	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-20,7	-59,4	-214,5	84,9	-219,1	-4,3	-25,1
Gesamt DE	286,5	491,3	741,5	84,9	-219,1	35,7	322,2



Tabelle 6-64 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	231,7	-	1.747,6	-	-	-	231,7
Deutschland	143,6	-	631,3	-	-	-	143,6
davon KR	396,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-255,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	2,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-49,0	-	-456,3	-173,2	-461,4	-	-49,0
Gesamt DE	94,6	-	175,0	-173,2	-461,4	-	94,6

Tabelle 6-65 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	187,6	784,3	2.477,0	-	-	56,9	244,5
Deutschland	119,6	1.254,7	634,2	-	-	91,1	210,7
davon KR	1.243,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1065,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	-58,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-46,5	-123,4	-478,3	-3,0	-488,7	-9,0	-55,4
Gesamt DE	73,1	1.131,3	155,9	-3,0	-488,7	82,1	155,3

Tabelle 6-66 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	366,9	-	4.460,5	-	-	-	366,9
Deutschland	263,0	-	881,4	-	-	-	263,0
davon KR	1.379,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1120,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	4,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-77,6	-	-829,0	-266,0	-769,4	-	-77,6
Gesamt DE	185,4	-	52,4	-266,0	-769,4	-	185,4

## 6.12 Topologie-Kombination DE-DK Ia und DE-NO II

Tabelle 6-67 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	156,8	652,2	2.629,3	-	-	47,3	204,1
Deutschland	158,1	872,0	1.091,5	-	-	63,3	221,4
davon KR	946,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-798,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	10,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-23,0	-70,1	-245,3	-73,7	-243,6	-5,1	-28,1
Gesamt DE	135,1	801,9	846,2	-73,7	-243,6	58,2	193,3

Tabelle 6-68 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	236,8	-	3.177,5	-	-	-	236,8
Deutschland	129,6	-	55,9	-	-	-	129,6
davon KR	743,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-744,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	130,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-43,6	-	-416,1	-185,3	-423,3	-	-43,6
Gesamt DE	85,9	-	-360,2	-185,3	-423,3	-	85,9

Tabelle 6-69 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	151,7	772,7	2.357,0	-	-	56,1	207,8
Deutschland	368,1	947,9	1.650,2	-	-	68,8	436,9
davon KR	1.612,1	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1137,5	-	-	-	-	-	-
davon ER	-106,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-34,7	-90,3	-350,3	-117,0	-367,5	-6,6	-41,2
Gesamt DE	333,4	857,6	1.299,9	-117,0	-367,5	62,3	395,7

Tabelle 6-70 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	311,5	-	2.805,3	-	-	-	311,5
Deutschland	218,4	-	560,8	-	-	-	218,4
davon KR	936,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-767,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	49,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-52,4	-	-495,0	88,5	-500,7	-	-52,4
Gesamt DE	166,0	-	65,8	88,5	-500,7	-	166,0

Tabelle 6-71 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	226,5	1.012,5	2.903,1	-	-	73,5	300,0
Deutschland	179,2	1.958,5	784,0	-	-	142,2	321,4
davon KR	1.478,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1307,7	-	-	-	-	-	-
davon ER	8,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-57,1	-140,3	-581,4	4,0	-597,8	-10,2	-67,3
Gesamt DE	122,2	-	202,6	4,0	-597,8	132,0	254,2

Tabelle 6-72 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	451,1	-	5.743,7	-	-	-	451,1
Deutschland	373,9	-	689,8	-	-	-	373,9
davon KR	1.875,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1662,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	160,5	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-106,3	-	-1010,5	-87,2	-947,0	-	-106,3
Gesamt DE	267,7	-	-320,8	-87,2	-947,0	-	267,7

## 6.13 Topologie -Kombination DE-DK Ia und DE-NL

Tabelle 6-73 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	95,9	465,2	1.808,0	-	-	33,8	129,7
Deutschland	67,8	672,2	726,2	-	-	48,8	116,6
davon KR	430,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-398,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	36,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-4,9	-8,5	-37,0	-202,3	-46,9	-0,6	-5,5
Gesamt DE	63,0	663,7	689,2	-202,3	-46,9	48,2	111,1

Tabelle 6-74 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	287,6	-	2.713,4	-	-	-	287,6
Deutschland	84,9	-	-970,9	-	-	-	84,9
davon KR	203,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-250,6	-	-	-	-	-	-
davon ER	131,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,3	-	-96,9	-222,7	-112,7	-	-11,3
Gesamt DE	73,6	-	-1067,9	-222,7	-112,7	-	73,6

Tabelle 6-75 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	97,9	567,7	1.525,7	-	-	41,2	139,1
Deutschland	310,0	725,6	1.175,6	-	-	52,7	362,7
davon KR	1.086,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-712,8	-	-	-	-	-	-
davon ER	-63,6	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-11,8	-26,7	-110,5	-173,8	-122,1	-1,9	-13,7
Gesamt DE	298,3	698,9	1.065,1	-173,8	-122,1	50,7	349,0

Tabelle 6-76 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	325,9	-	2.492,7	-	-	-	325,9
Deutschland	225,7	-	-613,4	-	-	-	225,7
davon KR	441,7	-	-	-	-	-	-
davon PR	-335,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	119,2	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-22,6	-	-202,6	164,5	-202,1	-	-22,6
Gesamt DE	203,1	-	-816,0	164,5	-202,1	-	203,1

Tabelle 6-77 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	65,1	394,2	1.063,6	-	-	28,6	93,7
Deutschland	105,6	1.619,2	480,6	-	-	117,6	223,1
davon KR	359,6	-	-	-	-	-	-
davon PR	-372,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	118,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-27,6	-57,2	-271,0	52,5	-288,3	-4,2	-31,8
Gesamt DE	78,0	1.562,0	209,6	52,5	-288,3	113,4	191,4

Tabelle 6-78 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	309,1	-	3.819,0	-	-	-	309,1
Deutschland	263,6	-	88,1	-	-	-	263,6
davon KR	1.058,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1053,0	-	-	-	-	-	-
davon ER	257,8	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-37,8	-	-394,7	36,4	-403,6	-	-37,8
Gesamt DE	225,8	-	-306,6	36,4	-403,6	-	225,8

## 6.14 Kombination DE-DK Ia, DE-NO II und DE-NL

Tabelle 6-79 Bewertungsergebnisse – Szenario A2037

A2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	225,4	1.016,9	3.601,3	-	-	73,8	299,2
Deutschland	155,6	1.271,4	1.524,2	-	-	92,3	247,9
davon KR	904,8	-	-	-	-	-	-
davon PR	-761,1	-	-	-	-	-	-
davon ER	11,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-30,8	-86,0	-323,4	-109,0	-330,8	-6,2	-37,1
Gesamt DE	124,8	1.185,4	1.200,8	-109,0	-330,8	86,1	210,8

Tabelle 6-80 Bewertungsergebnisse – Szenario A2045

A2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	466,5	-	4.990,0	-	-	-	466,5
Deutschland	193,2	-	-140,8	-	-	-	193,2
davon KR	649,0	-	-	-	-	-	-
davon PR	-611,2	-	-	-	-	-	-
davon ER	155,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-45,8	-	-436,5	-809,8	-448,3	-	-45,8
Gesamt DE	147,4	-	-577,3	-809,8	-448,3	-	147,4

Tabelle 6-81 Bewertungsergebnisse – Szenario B2037

B2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	252,9	1.071,9	3.442,6	-	-	77,8	330,7
Deutschland	434,4	1.276,6	2.315,7	-	-	92,7	527,1
davon KR	1.749,3	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1185,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	-128,9	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-40,2	-98,3	-414,0	44,1	-425,7	-7,1	-47,3
Gesamt DE	394,2	1.178,3	1.901,7	44,1	-425,7	85,5	479,7

Tabelle 6-82 Bewertungsergebnisse – Szenario B2045

B2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	520,7	-	4.469,5	-	-	-	520,7
Deutschland	293,7	-	825,8	-	-	-	293,7
davon KR	1.130,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-917,4	-	-	-	-	-	-
davon ER	80,7	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-55,4	-	-566,5	229,3	-551,0	-	-55,4
Gesamt DE	238,3	-	259,2	229,3	-551,0	-	238,3

Tabelle 6-83 Bewertungsergebnisse – Szenario C2037

C2037	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	313,9	1.381,4	3.887,4	-	-	100,3	414,2
Deutschland	225,4	2.790,4	1.315,7	-	-	202,6	428,0
davon KR	1.557,4	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1377,3	-	-	-	-	-	-
davon ER	45,3	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-76,7	-177,2	-726,3	-144,2	-751,7	-12,9	-89,5
Gesamt DE	148,7	2.613,2	589,5	-144,2	-751,7	189,7	338,5

Tabelle 6-84 Bewertungsergebnisse – Szenario C2045

C2045	ΔSEW Mio. €	Red. CO <sub>2</sub> - Emissionen kt	ΔEE GWh	Δ Netz- verluste GWh	Δ Redis- patch GWh	zus. Red. Klimafolge- kosten Mio. €	ΔSEW ge- samt Mio. €
Europa	621,8	-	7.141,9	-	-	-	621,8
Deutschland	421,7	-	692,0	-	-	-	421,7
davon KR	1.970,5	-	-	-	-	-	-
davon PR	-1814,9	-	-	-	-	-	-
davon ER	266,1	-	-	-	-	-	-
Redispatch DE	-128,0	-	-1211,1	-177,1	-1157,8	-	-128,0
Gesamt DE	293,7	-	-519,2	-177,1	-1157,8	-	293,7