

# GUTACHTEN ZUR ERMITTLUNG DES ERFORDERLICHEN NETZAUSBAUS IM DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZ

2012





---

## **GUTACHTEN ZUR ERMITTLUNG DES ERFORDERLICHEN NETZAUSBAUS IM DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZ**

---

### **AUFTRAGNEHMER:**

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler  
**Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation**

### **IN ZUSAMMENARBEIT MIT:**

#### **Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation**

Dipl.-Ing. Gernot Nischler  
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl  
Dipl.-Ing. Thomas Nacht  
Dipl.-Ing. Daniel Hütter  
Dipl.-Ing. Andreas Schüppel

#### **Institut für Elektrische Anlagen**

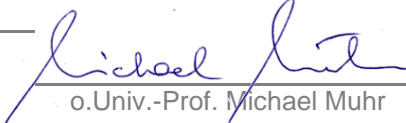
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert  
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner  
Dipl.-Ing. Werner Brandauer  
Dipl.-Ing. Christian Wakolbinger  
Dipl.-Ing. Beti Trajanoska  
Dipl.-Ing. Klaus Köck  
Dipl.-Ing. Josef Stadler  
Sarah Orhouzee, BSc  
Ao.Univ.-Prof.i.R. Dipl.-Ing. Dr.techn. Manfred Sakulin

#### **Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement**

o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c. Michael Muhr  
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Rudolf Woschitz  
Univ.-Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Christof Sumereder  
Dipl.-Ing. Andreas Zlodnjak

  
Univ.-Prof. Lothar Fickert

  
Univ.-Prof. Heinz Stigler

  
o.Univ.-Prof. Michael Muhr

Graz, 12.12.2012

---

*Energie Zentrum Graz*  
Inffeldgasse 18 in A-8010 Graz  
[www.energiezentrum.tugraz.at](http://www.energiezentrum.tugraz.at)



# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>EINLEITUNG.....</b>	<b>5</b>
2.1	Ausgangslage .....	5
2.2	Positionierung des vorliegenden Gutachtens im Prozess des Netzentwicklungsplans 2012 in Deutschland .....	5
<b>3</b>	<b>NETZENTWICKLUNGSPLANUNG AM <i>ENERGIE ZENTRUM GRAZ</i>.....</b>	<b>8</b>
3.1	Das Simulationsmodell ATLANTIS.....	8
3.1.1	Vorstellung des Modells und des Modellablaufs .....	8
3.1.2	Allgemeine Einflussfaktoren auf die Modellergebnisse in ATLANTIS .....	13
3.2	Netzberechnungs- und Netzanalysesoftware NEPLAN .....	14
3.3	Übersicht über die Berechnungsabläufe zur Netzentwicklungsplanung .....	15
<b>4</b>	<b>DATENGRUNDLAGE FÜR DIE SIMULATIONEN.....</b>	<b>19</b>
4.1	Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks .....	19
4.1.1	Ausgangssituation Anfang 2011 .....	19
4.1.2	Entwicklung des Kraftwerksparks zwischen 2011 und 2022 bzw. 2032.....	25
4.2	Verbrauch und Last in Deutschland .....	33
4.3	Das deutsche Höchstspannungsnetz .....	34
4.3.1	Adaptierungen von Annahmen für die Szenarienmodellierung .....	35
4.4	Beschreibung des Szenarios im EU-Ausland in ATLANTIS.....	37
4.5	Entwicklung der Brennstoffpreise und des CO <sub>2</sub> -Preises .....	42
4.6	Behandlung von Auslandsknoten in NEPLAN.....	44
<b>5</b>	<b>METHODISCHE VORGANGSWEISE UND ERGEBNISSE AUS ATLANTIS .....</b>	<b>45</b>
5.1	Beschreibung der HGÜ-Varianten für ATLANTIS-Simulationen .....	45
5.1.1	Vorabanalyse 1 einer Starkwindsituation für 2032 im Szenario B (ohne Redispatch in ENTSO-E) .....	46
5.1.2	Vorabanalyse 2 einer Starkwindsituation für 2032 im Szenario B (mit Redispatch aufgrund ausländischer Netzengpässe).....	47
5.1.3	Vorabanalyse 3: Nutzen und Wirkung von steuerbaren Transportkorridoren.....	49
5.2	Beschreibung möglicher alternativer Overlayvarianten und der in ATLANTIS durchgeführten Simulationen .....	53
5.3	Beschreibung der durchgeführten Simulationen mit ATLANTIS .....	54
5.3.1	Beschreibung der Szenariorechnungen in ATLANTIS .....	56
5.4	Ergebnisse der ATLANTIS-Simulationen für Szenario B .....	58
5.4.1	Auswertung der Szenariorechnung B.0 – Basislauf Szenario B.....	58
5.4.2	Auswertung der Szenariorechnung B.1 – Ein Overlaykorridor in Szenario B.....	64
5.4.3	Auswertung der Extremfallrechnungen für B.1.....	72
5.4.4	Auswertung der Szenariorechnung B.2 – Zwei Overlaykorridore in Szenario B .....	85
5.4.5	Auswertung der Extremfallrechnungen für B.2.....	87
<b>6</b>	<b>METHODISCHE VORGANGSWEISE UND ERGEBNISSE NEPLAN .....</b>	<b>91</b>
6.1	Übersicht über Ausbauvarianten und im Detail untersuchte Szenarien .....	91
6.2	Transportaufgabe und Schwachstellenanalyse.....	93
6.3	Vorgehensweise bei der Netzausbauplanung im Rahmen des vorliegenden Gutachtens .....	96
6.3.1	Grundsätzliche Herangehensweise und angewendete Methodik.....	96
6.3.2	Datenübernahme und -aufbereitung .....	99
6.3.3	Lastflusssteuerung mit Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Systemen .....	101
6.3.4	Freileitungsausbau und windabhängige Grenzstromerhöhung (Thermisches Freileitungsmonitoring).....	102
6.3.5	Zuverlässigkeitsanalyse .....	103
6.3.6	Spannungs- und Blindleistungsmanagement.....	104

6.4	Ergebnisse der Berechnungen zum Leitszenario B-2022 .....	106
6.4.1	Szenario B-2022, reiner Drehstromausbau (380 kV AC) .....	106
6.4.2	Szenario B-2022, ein starker HGÜ-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K HGÜ+AC) .....	108
6.4.3	Szenario B-2022, 550-kV-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K 550 kV+AC) ...	110
6.5	Ergebnisse der Berechnungen zum Szenario B-2032 .....	112
6.5.1	Szenario B-2032 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC) .....	113
6.5.2	Szenario B-2032, zwei starke HGÜ-Korridore mit begleitendem Drehstromausbau (TUG2K HGÜ+AC) .....	114
6.6	Abschätzung der Investitionskosten für Netzausbaumaßnahmen.....	117
6.6.1	Annahmen für die Kalkulation der Investitionskosten für Netzbau- und Netzausbaumaßnahmen .....	117
6.6.2	Zusammenfassung der Netzausbaumaßnahmen (Trassenkilometer).....	117
6.6.3	Investitionskostenabschätzung für die berechneten Szenarien .....	118
<b>7</b>	<b>EIGNUNG DES MODELLIERUNGSANSATZES DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER .....</b>	<b>119</b>
7.1	Datenqualität .....	119
7.2	Methodik der Netzanalyse im Rahmen der Netzausbauplanung.....	120
<b>8</b>	<b>ANALYSE DES (n-1)-PLANUNGSKRITERIUMS UND DESSEN ERWEITERUNGEN .....</b>	<b>122</b>
8.1	Einleitung .....	122
8.2	Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern .....	123
8.3	Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei ENTSO-E .....	123
8.4	Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei NERC.....	124
<b>9</b>	<b>VERFÜGBARE ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN .....</b>	<b>125</b>
9.1	Technische Aspekte einer DC-Übertragung.....	125
9.1.1	Übertragungsfähigkeit und Übertragungsgrenzen .....	126
9.1.2	Verluste bei der DC-Übertragung.....	127
9.1.3	Netzgeführte HGÜ.....	129
9.1.4	Selbstgeführte HGÜ .....	134
9.1.5	Zwei-Punkt-Leitung und Multiterminal .....	141
9.1.6	Zuverlässigkeit .....	143
9.1.7	Vergleich der HGÜ-Entwicklungen.....	143
9.1.8	Aufbau einer DC-Übertragungsleitung .....	144
9.1.9	Vor- und Nachteile der DC-Übertragung .....	146
9.2	Weitere Kriterien für die DC-Übertragung .....	147
9.2.1	Elektromagnetische Verträglichkeit .....	147
9.2.2	Ökologische Aspekte .....	149
9.2.3	Ausfallsrisiko .....	152
9.3	Ökonomische Aspekte einer DC-Übertragung (Kostenvergleich) .....	156
9.3.1	Kostenvergleich von HGÜ vs. AC (ohne Übertragungsmedium).....	156
9.3.2	Kostenverteilung einer netzgeführten HGÜ.....	157
9.3.3	Kostenvergleich der verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten mittels HGÜ .....	157
9.4	Freileitung .....	160
9.4.1	Hochtemperaturleiterseile: TAL vs. ACCR .....	160
9.4.2	Freileitungsmonitoring (FLM) .....	162
9.5	Kabel.....	162
9.5.1	Muffen .....	163
9.5.2	Aufbau eines Hochspannungskabels (VPE) .....	164
9.5.3	Errichtung eines Kabelsystems .....	164
9.6	Gasisolierte Leitung (GIL) .....	165
9.6.1	Technologie .....	166
9.6.2	Errichtung.....	168
9.6.3	Isoliergase.....	171

9.6.4	DC-Übertragung in GIL-Technologie.....	172
9.7	Vergleich Freileitung, Kabel, GIL.....	173
9.8	Abwägung zwischen HGÜ und der Aufrüstung einer 380-kV-Leitung auf eine 550-kV-Leitung ....	174
<b>10</b>	<b>ANHANG A1 – WEITERE BERECHNUNGSERGEBNISSE AUS NEPLAN .....</b>	<b>176</b>
10.1	Ergebnisse und Berechnungen zum Leitszenario A-2022 .....	176
10.1.1	Szenario A-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC) .....	177
10.2	Ergebnisse der Berechnungen zum Leitszenario C-2022 .....	178
10.2.1	Szenario C-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC) .....	179
10.3	Zusätzliche Ergebnisse und Berechnungen zum Leitszenario B-2022 .....	181
10.3.1	Szenario B-2022, 2 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV-Netzausbau (NEP2K HGÜ+AC) .....	181
10.3.2	Szenario B-2022, 3 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV-Netzausbau (NEP3K HGÜ+AC) .....	183
<b>11</b>	<b>ANHANG A2 – WEITERE SZENARIORECHNUNGEN MIT ATLANTIS .....</b>	<b>185</b>
11.1	Rahmenbedingungen für die ATLANTIS-Rechnungen basierend auf dem Overlaynetz der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr B-2022 .....	185
11.2	Auswertung der Szenariorechnung B.NEP4K – vier Korridore für B-2022 bzw. B-2032 .....	187
11.3	Auswertung der Szenariorechnung B.NEP2K – zwei Korridore für B-2022 .....	189
11.4	Auswertung der Szenariorechnung B.NEP3K – drei Korridore für B-2022.....	192
<b>12</b>	<b>ANHANG A3 – NETZNUTZUNGSFÄLLE FÜR B-2022 UND B-2032 AUS DEM NEMO-GUTACHTEN (CONSENTec).....</b>	<b>195</b>
12.1	Szenario B-2022 .....	195
12.2	Szenario B-2032 .....	203
<b>13</b>	<b>ANHANG A4 – ANPASSUNGEN AM SQL-DATENSATZ .....</b>	<b>211</b>
<b>14</b>	<b>ANHANG A5 – NETZPROJEKTE IM STARTNETZ .....</b>	<b>212</b>
<b>15</b>	<b>ANHANG A6 – GRENZÜBERSCHREITENDE NETZPROJEKTE .....</b>	<b>213</b>
<b>16</b>	<b>ANHANG A7 – WESENTLICHE BEGRIFFSDEFINITIONEN.....</b>	<b>214</b>
<b>17</b>	<b>VERZEICHNISSE.....</b>	<b>215</b>
17.1	Abbildungsverzeichnis .....	215
17.2	Tabellenverzeichnis .....	220
17.3	Abkürzungsverzeichnis .....	221
17.4	Quellen- und Literaturverzeichnis.....	222





## 1 EXECUTIVE SUMMARY

In der deutschen Elektrizitätswirtschaft wird ein ursprünglich vorwiegend auf verbrauchsnahe Großanlagen und deren wechselseitige Absicherung ausgerichtetes System zunehmend durch ein lastfernes und zeitlich volatiles, dargebotsabhängiges Erzeugungssystem ersetzt. Damit einhergehend vollzieht sich netzseitig der Wandel von einem „Verbundsystem“ zu einem „Übertragungssystem“, also einem Netz mit gerichtetem Stromtransport mit neuen funktionellen Systemelementen.

Im Rahmen des Gutachtens der TU Graz wurden insbesondere folgende Fragestellungen behandelt:

- Schwachstellenanalyse und Bestimmung der Anforderungen an das Übertragungsnetz für drei vorgegebene Szenarien mit jeweils acht Netznutzungsfällen
- Analyse über Wirkung und Nutzen von steuerbaren Netzelementen auf das Elektrizitätssystem
- Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsicherheit für den Referenzfall 380-kV-Drehstromnetzausbau
- Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsicherheit für unterschiedliche Varianten von Transportkorridoren,
- Verfügbare Übertragungstechnologien

Auf Wunsch der Bundesnetzagentur wurde zusätzlich der Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsicherheit für zwei spezielle Varianten von Transportkorridoren basierend auf dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt (vgl. Anhänge A1 und A2).

Auf Basis der vorgegebenen Rahmenbedingungen – das sind im Wesentlichen die konsultierten Szenarien aus dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen (vom 20.12.2011) sowie deren Regionalisierung – kann zusammenfassend festgestellt werden, dass

- bereits für das Szenario B im Jahr 2022 insbesondere bei Starkwindfällen ein Transportbedarf erwächst, der deutlich über der bestehenden Transportkapazität des Bestandsnetzes, der Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und den bereits im Bau oder planfestgestellten Vorhaben liegt und

- die sich aus den genehmigten Szenarien ergebende Transportaufgabe durch einen entsprechenden Netzausbau bewältigt werden kann, wobei einem Ausbau mit Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ-Overlay-Strukturen) aufgrund des geringeren Trassenbedarfs und einer höheren Nachhaltigkeit der Vorzug gegenüber einem Ausbau in 380-kV-(bzw. 550-kV)-Drehstromtechnik zu geben ist.

Das Gutachten der TU Graz basiert auf einem im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten Gutachten „*Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*“ (Consentec/IAEW, 2012). Darin wurde auf Basis des genehmigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2012 eine hinsichtlich des Übertragungsnetzes knotenscharfe Regionalisierung der Einspeise- und Lastdaten vorgenommen. In dieser Grundlage wurden die zugehörigen Last-, Einspeise- und Austauschleistungen basierend auf Vorgaben hinsichtlich Marktorganisation, Engpass-, Lastmanagement, Energiespeicher sowie der Integration regenerativer Energiequellen bestimmt. Des Weiteren wurden in diesem Gutachten acht auslegungsrelevante Netznutzungsfälle, d.h. Stunden mit starker bzw. schwacher Windeinspeisung, hoher bzw. niedriger Einspeisung von Photovoltaikanlagen und hoher bzw. niedriger Last ermittelt. Die Netznutzungsfälle stellen die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht wesentlichen Belastungssituationen des Netzes dar. Sie waren Eingangsgrößen für die Netzbelastungsanalyse und die Netzausbaubedarfsabschätzungen des darauf aufbauenden Gutachtens der TU Graz. Eine weitere vorgegebene Eingangsgröße stellt das sogenannte „Startnetz“ dar. Dieses enthält neben dem aktuellen 220/380-kV-Bestandsnetz die Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), sowie bereits im Bau befindliche oder planfestgestellte Vorhaben.

Die qualitativen Untersuchungen unterschiedlicher Realisierungsvarianten von Netzausbauten und Overlaynetzelementen wurden mit dem Simulationsmodell ATLANTIS – einer modellhaften Abbildung der real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa – vorgenommen. Mit Hilfe dieses Simulationsmodells wurden sowohl prinzipielle vergleichende Untersuchungen für das Startnetz, als auch für unterschiedliche Overlay-Korridore auf Basis von DC-Lastflussrechnungen für 2032 durchgeführt (vgl. Kapitel 5.1). Dabei wurden die Wechselwirkungen mit den Nachbarländern (NTC, Austauschmengen, Ringflüsse usw.) berücksichtigt. Damit konnte die positive Wirkung steuerbarer Netzelemente zur Bewältigung der Transportaufgabe und zur Reduktion von Ringflüssen gezeigt werden. In weiterer Folge wurden verschiedene steuerbare Korridor-Lösungen für 2022 und 2032 untersucht (vgl. Kapitel 5). Eine wesentliche Beurteilungsgröße aus diesen Berechnungen stellt dabei das Redispatchvolumen dar, welches die netzentlasten-

den Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz beschreibt. Weitere Kenngrößen über die Wirkungsweise von HGÜ-Korridoren sind die Integration von Erzeugung aus erneuerbaren Energietechnologien sowie die Auslastung einzelner HGÜ-Systeme in den unterschiedlichen analysierten Varianten. Dadurch wurde die positive Wirkung von steuerbaren Netzelementen nachgewiesen. Diese zeichnen sich durch ein reduziertes Redispatchvolumen und die bessere Integration erneuerbarer Energieträger aus. Ergebnisse aus den ATLANTIS-Berechnungen flossen anschließend als weitere Vorgaben in die knotengenauen AC-Netzberechnungen ein.

Eine detailliertere Netzplanung der bereits mit ATLANTIS untersuchten unterschiedlichen Ausbaustrategien wurde mit der Lastflussberechnungssoftware NEPLAN durchgeführt. Diese basiert auf knotengenauen Berechnungen unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit sowie der Blindleistungsbereitstellung. Der Detaillierungsgrad des Modells liegt zwischen der hochgenauen Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber und der Abstraktion anderer Systemstudien zum deutschen Höchstspannungsnetz. Aufgrund der unterschiedlichen Betrachtungstiefe können die für das vorliegende Gutachten modellierten Netzausbauvarianten nicht als in Teilen oder in Gänze austauschbare Alternativen zu den im Netzentwicklungsplan konkretisierten Ausbauvorhaben dienen.

Die Untersuchungen zeigten, dass die aus dem regionalisierten Szenariorahmen abgeleitete Transportaufgabe speziell für die Starkwind-Netznutzungsfälle deutlich über der im Startnetz zur Verfügung stehenden (n-1)-sicheren Transportkapazität liegt (vgl. Kapitel 6.2). Auf Basis dieser ersten Ergebnisse wurde die Ausbauplanung nach dem NOVA-Prinzip durchgeführt. Dabei wurde die Netzoptimierung (Freileitungsmonitoring, Topologiemassnahmen bzw. Leistungsflusssteuerung) der Netzverstärkung (Zu- oder Umbeseilung, Erhöhung der Betriebsspannung bzw. Austausch von Betriebsmitteln) und diese dem Netzausbau (Neubau von Leitungen, Schaltanlagen, Kompensationsanlagen) vorgezogen. Im Zuge dieser Planungen wurde in NEPLAN ein adäquates Spannungs- und Blindleistungsmanagement sichergestellt.

Neben einem konventionellen reinen 380-kV-Drehstromnetzausbau wurden mehrere Varianten von Overlayssystemen mit jeweils zugehörigem, erforderlichem 380-kV-Netzausbau untersucht. Die Untersuchung erfolgte für Ausführungen mit HGÜ-Systemen bzw. 550-kV-Wechselstromübertragung mit Phasenschiebertransformatoren, die neben zusätzlichen Übertragungskapazitäten auch die Möglichkeit der gezielten Lastflussregelung bieten (vgl. Kapitel 6.3).

Die Berechnungen ergaben, dass sowohl im Jahr 2022 als auch im Jahr 2032 die Transportaufgabe für alle Netznutzungsfälle zwar rein theoretisch mit einem reinen 380-kV-AC-Ausbau bewältigbar wäre, der Mehraufwand an Optimierung, Verstärkung und Neubau in bestehenden und neuen Trassen sowie der Bedarf an zusätzlichen Kuppeltransformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen wären jedoch im Vergleich mit HGÜ-Varianten beträchtlich (vgl. Kapitel 6.4 und 6.5).

In den untersuchten HGÜ-Overlay-Varianten lag die mittlere Auslastung der verbleibenden Drehstromleitungen generell deutlich unter der Auslastung des reinen 380-kV-AC-Referenzausbaus. Dies bedeutet größere Netzreserven zur Bewältigung zukünftiger Anforderungen an die Elektrizitätswirtschaft. Zudem reduzieren steuerbare HGÜ-Korridore den Bedarf an Redispatch (d.h. den Eingriff in den Kraftwerkseinsatz) erheblich, und verringern außerdem die Ringflüsse über das benachbarte Ausland. Die Erforderlichkeit und der Nutzen steuerbarer Transportkorridore sind evident.

Im Vergleich zur 550-kV-Übertragungstechnologie ist der HGÜ-Technologie der Vorzug zu geben. Hierfür sprechen zum einen die mögliche Blindleistungsbereitstellung in der von den Übertragungsnetzbetreibern favorisierten VSC-HGÜ-Technologie als auch deren dynamische Regeleigenschaften. Für eine zukunftsorientierte Netzentwicklung ist eine Overlay-Struktur auf Basis der HGÜ-Technologie zu empfehlen.

Untersuchungen der Auslastungen der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen vier HGÜ-Korridore lassen erkennen, dass eine Lösung mit einer geringeren Zahl von Korridoren vorzugswürdig ist.

Des Weiteren wurden verfügbare Übertragungstechnologien im Hochspannungsnetz mit einem besonderen Augenmerk auf Hochspannungs-Gleichstrom-Systeme (HGÜ), sowie aktuelle Entwicklungen in Hinblick auf VSC-HGÜ untersucht (vgl. Kapitel 9).

Zusammenfassend kann noch einmal festgestellt werden, dass auf Basis der vorgegebenen Rahmenbedingungen bereits für das Szenario B im Jahr 2022 insbesondere bei Starkwindfällen ein Transportbedarf erwächst, der deutlich über der bestehenden Transportkapazität des Startnetzes liegt und dass die Transportaufgabe aufgrund des geringeren Trassenbedarfs und einer höheren Nachhaltigkeit am besten durch einen Netzausbau mit HGÜ-Overlay-Strukturen bewältigt werden kann.

## 2 EINLEITUNG

### 2.1 Ausgangslage

Drei der wesentlichen Säulen der europäischen Energie- und Klimapolitik sind die Versorgungssicherheit, die Integration der erneuerbaren Energien sowie die Förderung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes. Aufgrund der strategischen Zielsetzungen der Europäischen Union, v.a. in den Bereichen erneuerbare Energien, Treibhausgasreduktion und Integration der Strommärkte befindet sich das Elektrizitätsverbundsystem in Kontinentaleuropa in einer Umbruchs- und Transformationsphase.

Geprägt durch eine vorwiegend thermisch fossile Erzeugungsstruktur, welche möglichst nahe an den Lastzentren angesiedelt wurde, entstand das heutige europäische 380/220-kV-Verbundsystem mit zentralen Kraftwerkseinspeisungen in die höchste Spannungsebene. Übertragungsleitungen dienten in den ursprünglichen Monopolsystemen als Reserve zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung im Falle von Kraftwerksausfällen sowie zur Übertragung der Energie aus entfernt liegenden Spitzenkraftwerken. Aufgrund der generell fehlenden Möglichkeit elektrische Energie wirtschaftlich in großen Mengen speichern zu können, verfolgte dieses Verbundsystem das primäre Ziel der Reserveminiemierung (Haubrich & Swoboda, 1998).

Die zunehmende Marktintegration hin zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt führte in den letzten Jahren zu verstärktem Stromhandel und dadurch zu höherer Belastung der Übertragungsnetze im Verbundsystem. Der durch die Energiewende stark forcierte Ausbau fluktuierender dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien, allen voran der Windkraft (on- und offshore) sowie der Solarenergie (v.a. Photovoltaik), bringt einen ernst zu nehmenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite mit sich. Hinzu kommen die politischen Vorgaben zum Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernkraft in Deutschland und anderen europäischen Staaten. Ein ursprünglich vorwiegend bedarfsgerechtes, verbrauchsnahe Erzeugungssystem wird zunehmend durch ein *örtlich lastfernes* und *zeitlich volatiles* dargebotsabhängiges Aufbringungssystem ersetzt. Damit einhergehend vollzieht sich netzseitig der Wandel von einem *Verbundsystem* zu einem *Übertragungssystem*.

### 2.2 Positionierung des vorliegenden Gutachtens im Prozess des Netzentwicklungsplans 2012 in Deutschland

Die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sind lt. Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet, im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit das Netz sicher, zuverlässig, leistungsfähig, diskriminierungsfrei und bedarfsgerecht zu betreiben, zu warten, bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Der Ausbau soll im Sinne des Zieles einer preisgünstigen Stromversorgung auf möglichst effizienten Netzstrukturen basieren. Im Rahmen der neuen Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz soll eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren erreicht werden, wobei mehr Transparenz und Bürgerbeteiligung gefordert wird. Mit der Umsetzung der dritten EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG in nationales Recht (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) wurde die Verpflichtung zur jährlichen Erstellung eines Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verankert.

In §12a EnWG (EnWG, 2011) wird vorgeschrieben, dass am Beginn des Planungsprozesses ein öffentlich konsultierter und durch die Bundesnetzagentur zu genehmigender Szenariorahmen zu erstellen ist. Dieser Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012a) beinhaltet neben dem von Deutschland eingeschlagenen Weg der Energiewende auch die energiepolitische Entscheidung für den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022 entsprechend dem Atomgesetz i.d.F. vom 24.02.2012 (AtG, 2012). Mit diesem Szenariorahmen werden wesentliche Parameter wie die Bedarfsentwicklung, der Kernkraftwerksausstieg, die Entwicklung der fossilen Kraftwerkskapazitäten sowie die Entwicklung der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen vorgegeben.

Im Rahmen eines ersten Gutachtens „*Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*“ (Consentec/IAEW, 2012) im Auftrag der Bundesnetzagentur wurde für diesen Szenariorahmen eine hinsichtlich des Übertragungsnetzes knotenscharfe Regionalisierung der Einspeise- und Lastdaten vorgenommen<sup>1</sup>. Mit dieser Regionalisierung wurden neben der Festlegung von zukünftigen Photovoltaik- und Windenergiestandorten sowie Standorten zukünftiger konventioneller Kraftwerke auch die Importe und Exporte definiert und den Grenzleitungen zugewiesen. In weiterer Folge wurden in NEMO acht relevante Netznutzungsfälle durch Kombination von Stark-/Schwach-Wind, Stark-/Schwach-PV und Stark-/Schwach-Last definiert.

Mit 8.3.2012 wurde das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz durch die Bundesnetzagentur beauftragt, ein Gutachten zur *Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz* zu erstellen. Die wesentlichen Berechnungen und Analysen wurden im Zeitraum April bis Ende Juni 2012 durchgeführt. Die Ausführung erfolgte federführend durch das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation in Kooperation mit dem Institut für Elektrische Anlagen und dem Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement ("Energiezentrum Graz"). Im Rahmen des Gutachtens werden insbesondere folgende Fragestellungen behandelt:

- Schwachstellenanalyse und Bestimmung der Anforderungen an das Übertragungsnetz für drei vorgegebene Szenarien mit jeweils acht Netznutzungsfällen
- Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsicherheit für den Referenzfall 380-kV-Drehstromnetzausbau
- Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsicherheit für unterschiedliche Varianten von Transportkorridoren, realisiert in neuer bzw. alternativer Übertragungstechnologie

Bedingt durch die Festlegung des Netzentwicklungsplanungsprozesses im EnWG (EnWG, 2011) baut das vorliegende Gutachten auf dem öffentlich konsultierten und durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen sowie den Ergebnissen des Gutachtens NEMO auf. Diese bilden einen wesentlichen Bestandteil des Planungsprozesses, und waren daher als Eingangsdaten in das vorliegende Gutachten zwingend zu übernehmen. Darüber hinaus wurden jedoch seitens der Auftragnehmer zur Untermauerung der gewonnenen Ergebnisse bzw. getätigten Aussagen zusätzliche alternative Rahmenbedingungen untersucht.

Die in der Folge im vorliegenden Gutachten erarbeiteten Netzausbauvarianten stellen jeweils die Ergebnisse einer von mehreren unterschiedlichen Lösungsvarianten innerhalb der gegebenen technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar. Die Ermittlung einer "optimalen" Lösungsvariante ist nicht zu erwarten, da die Ziele einer derartigen „Optimierung“ – z.B. maximale Einbindung erneuerbarer Energien, minimaler Landschaftsverbrauch, minimale Gesamtkosten, maximale Zuverlässigkeit etc. – gegeneinander nicht abwägbare sind.

---

<sup>1</sup> Dieser Prozessschritt wurde nicht öffentlich konsultiert, womit der Planungsprozess an dieser Stelle nicht mehr eindeutig verläuft. Beispielsweise wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber eine eigene, abweichende Regionalisierung des Szenariorahmens vorgenommen.



## **Energie Zentrum Graz**

Das insgesamt aus fünf Instituten<sup>2</sup> bestehende *Energie Zentrum Graz* bietet umfassende Kompetenzen im Bereich der elektrischen Energietechnik und Elektrizitätswirtschaft an. Die Besonderheit besteht im synergetischen Zusammenwirken der beteiligten Institute, wobei jedes Institut seine entsprechende Fachkompetenz einbringt. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens waren folgende drei Institute des *Energie Zentrum Graz* beteiligt.

Mit dem am *Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation* (IEE) entwickelten Simulationsmodell ATLANTIS<sup>3</sup> steht ein technisch-wirtschaftliches Modell der europäischen Elektrizitätswirtschaft zur Verfügung. Das Modell wurde für Untersuchungen der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft entwickelt und kann aufgrund des modularen Aufbaus und der hohen Flexibilität sehr kurzfristig an die zu untersuchenden Fragestellungen angepasst werden.

Mit der Software NEPLAN<sup>®</sup> steht am *Institut für Elektrische Anlagen* (IFEA) ein international in Forschung und praktischer Netzplanung bewährtes Werkzeug für Netzberechnungen und -simulationen zur Verfügung, welches der Planung, Analyse, Optimierung und Verwaltung elektrischer Energieversorgungsnetze dient. Die Netzausbau- und -betriebsplanung gehört zu den Kernkompetenzen des Instituts, wie zahlreiche durchgeführte regionale und überregionale Netzanalysen und -studien - insbesondere zu Fragen der Netzsicherheit - belegen.

Das *Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement* (IHS) beschäftigt sich neben dem Lehr- und Forschungsbetrieb mit praktischen Durchführungen von Hochspannungsuntersuchungen und Hochspannungsprüfungen sowie mit systemtechnischen Untersuchungen und Bewertungen von Hochspannungsanlagen und Hochspannungsgeräten. Das Institut ist in drei Bereiche geteilt: Hochspannungstechnik, Systemmanagement und Hochspannungslabor. Im so genannten Nikola-Tesla-Labor werden Prüfungen, Untersuchungen und Messungen an Isolierungen, Geräten und Systemen der Energietechnik sowie besonders Untersuchungen und Prüfungen von Öl-/Papierisolationsystemen durchgeführt. Dem Institut ist eine akkreditierte Versuchsanstalt angeschlossen.

---

<sup>2</sup> Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen (EAM), Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), Institut für Elektrische Anlagen (IFEA), Institut für Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik (IGTE) und Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS)

<sup>3</sup> „ATLANTIS“: Altes (Gedanken-)Modell anhand dessen die Umsetzung der Idealvorstellungen von Platon ‚Politeia‘ und die zu erwartenden Auswirkungen von Platon, Sokrates, Kritias (Politiker und Philosoph) und Hermokrates (Staatsmann und Feldherr) unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Entwicklungsrichtungen diskutiert werden.

### 3 NETZENTWICKLUNGSPLANUNG AM ENERGIE ZENTRUM GRAZ

In diesem Abschnitt werden die am *Energie Zentrum Graz* an der Technischen Universität Graz angewendeten Instrumente zur Netzplanung vorgestellt. Prinzipiell werden die Berechnungen für den Netzentwicklungsplan mit zwei Werkzeugen, ATLANTIS und NEPLAN, durchgeführt. Es wird ein Gesamtüberblick über die Berechnungspfade der beiden Instrumente ATLANTIS und NEPLAN gegeben. Die Nutzung der beiden Werkzeuge erfolgt parallel, wobei Zwischenergebnisse zwischen den Programmen ausgetauscht werden und als Eingangsgrößen im jeweils anderen Programm genutzt werden. Eine detaillierte Darstellung der Berechnungspfade erfolgt in Abschnitt 3.3

- Eine ATLANTIS-Simulation, bestehend aus Marktmodell und darauf aufbauendem vereinfachtem Lastflussmodell (DC-Lastfluss) mit kostenoptimalem Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Redispatches aufgrund von Netzengpässen, berücksichtigt modellimmanent das gesamte synchrone Netzgebiet Kontinentaleuropas. Im Rahmen von Szenariorechnungen werden typischerweise 48 für ein Jahr repräsentative Lastfälle berechnet. Darüber hinaus werden Extremfälle behandelt, welche sich hinsichtlich der Marktsituation bestmöglich an den Netznutzungsfällen aus dem Gutachten NEMO orientieren. Im Rahmen dieses Gutachtens wird ATLANTIS zur Bewertung von strukturellen Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz (z.B. Wirkungsweise und Auslastung von HGÜ-Korridoren) herangezogen. Teilergebnisse, wie z.B. zielführende Anknüpfungspunkte für HGÜ-Systeme, werden an das Programm NEPLAN übergeben.
- Bei NEPLAN liegt der Fokus auf der knotenscharfen, exakten AC-Lastflussberechnung des deutschen Übertragungsnetzes mit integrierter (n-1)-Ausfallrechnung. Es werden ausschließlich die im konsultierten Szenariorahmen vorgegebenen Szenarien mit den knotenscharfen, regionalisierten acht Netznutzungsfällen aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) behandelt. Benachbarte Netze werden durch Ersatzeinspeisungen und -lasten entsprechend NEMO an den Grenzkuppelleitungen berücksichtigt. Mit NEPLAN und ATLANTIS erarbeitete Netzausbaukonzepte werden auf die Eignung für die vorgegebenen Netznutzungsfälle überprüft.

#### 3.1 Das Simulationsmodell ATLANTIS

Aufgabe dieses Kapitels ist es, durch die Beschreibung der wesentlichen Bestandteile des Simulationsmodells ATLANTIS die Interpretation der Simulationsergebnisse zu ermöglichen sowie deren Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.

##### 3.1.1 Vorstellung des Modells und des Modellablaufs

Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet eine modellhafte Abbildung der real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa. Eine umfassende Datenbasis stellt die Voraussetzung für die Berechnungen von Szenarien dar, diese beinhaltet auszugsweise:

- 29 Staaten der Regionalgruppe „Kontinentaleuropa“ der ENTSO-E CE (ehem. UCTE);
- Mehr als 19.400 Datensätze in der Kraftwerksdatenbank (inkl. knapp 7.700 Neubauprojekte und aggregierte erneuerbare Erzeugung) (Abbildung 1);
- 30 Kraftwerkstypen mit Wirkungsgraden, spezifischen Kosten, CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren, Verfügbarkeit und Wartungszeiten etc.;
- 15 Brennstofftypen je Land, wovon jeder einer eigenen Preisentwicklung folgen kann;
- Rund 3.800 Netzknoten bzw. Sammelschienen<sup>4</sup> der Spannungsebenen 380 kV und 220 kV (110 kV sofern systemrelevant);

<sup>4</sup> Im Zuge dieses Gutachtens wurde das deutsche Höchstspannungsnetz detailgetreu entsprechend einem von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Datensatz modelliert (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c). Dadurch ist der Detaillierungsgrad für Deutschland entsprechend hoch, sodass auch unterschiedliche Sammelschienen an einem Netzknoten und Abzweigemasten entlang von Leitungstrassen in der Datenbank von ATLANTIS abgebildet sind.

- Mehr als 7.300 Leitungen und Transformatoren des 380/220-kV-Übertragungsnetzes inkl. HVDC- und für den Lastfluss relevante 110-kV- bis 150-kV-Leitungen (inkl. rund 1.200 einzelnen Netzprojekten, welche entsprechend den Projektbeschreibungen des ENTSO-E TYNDP<sup>5</sup> 2010 Ten Year Network Development modelliert sind) (Abbildung 2);
- Ca. 100 Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen mit den für die nominalwirtschaftliche Simulation wesentlichen Daten wie Anlagenspiegel, Personalaufwand, Kundenanzahl etc.
- Die aktuelle Datenbasis beinhaltet Ausbauszenarien bis 2032, eine Fortführung der Szenarien bis 2035 ist durch eine Erweiterung der Datensätze technisch einfach möglich.

Basierend auf dieser umfangreichen Datenbank können elektrotechnische und elektritätswirtschaftliche Simulationen durchgeführt werden, wobei bei der Modellentwicklung auf eine möglichst flexible und einfach adaptierbare Programmstruktur geachtet wurde, um Aufgabenstellungen unterschiedlichster Art untersuchen zu können. Primäres Ziel des Simulationsmodells ist es, die komplexen Systemzusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft darzustellen. So können beispielsweise Prognosen der langfristigen Strompreisentwicklung, Investitionsbedarf in die Netz- und Erzeugungsinfrastruktur sowie die Auswirkung selbiger auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz Europas, die Systemintegration erneuerbarer Energien, mittelfristige Unternehmensentwicklungen, der volkswirtschaftliche Nutzen der Errichtung von Übertragungsleitungen, Vorab-Wirkungsanalysen neuer Marktsysteme u.v.a.m. ermittelt werden. Beschreibungen des Simulationsmodells wurden bereits in früheren Arbeiten<sup>6</sup> veröffentlicht.

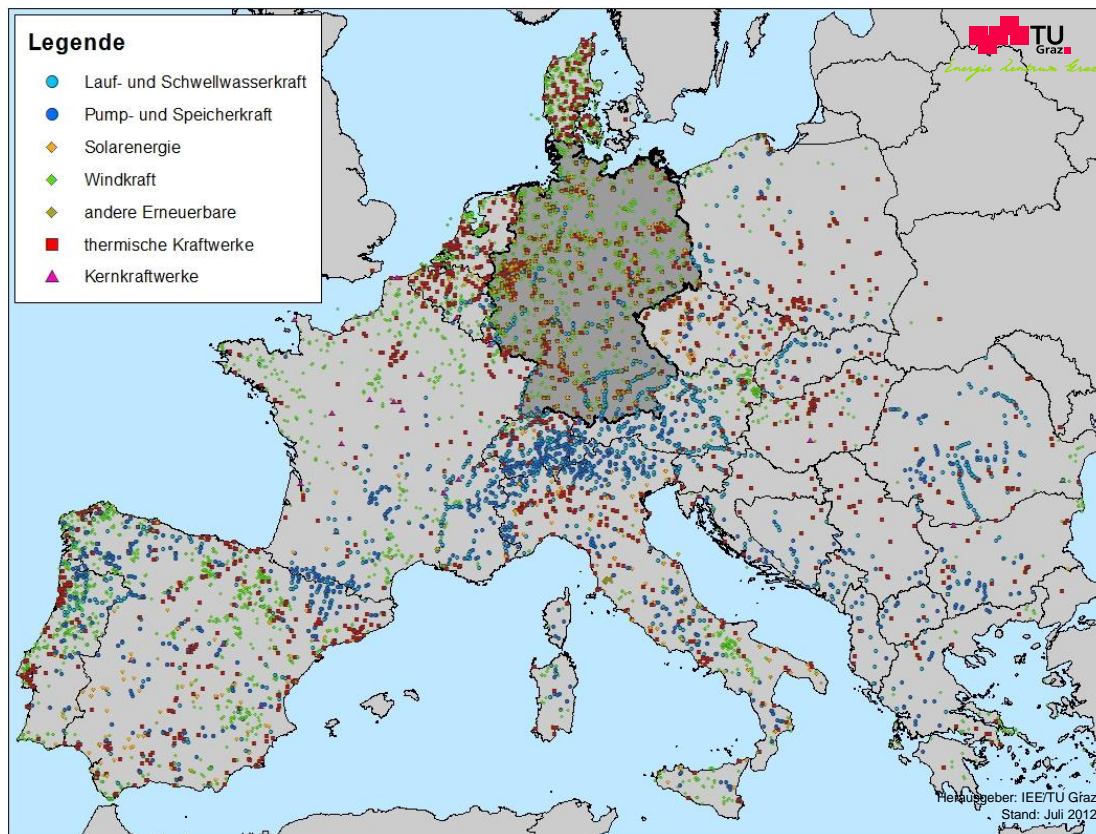


Abbildung 1: In ATLANTIS abgebildeter Kraftwerkspark Kontinentaleuropas (Stand 2011)

An dieser Stelle sollen nur die wesentlichsten Eckpunkte des Simulationsablaufs kurz erläutert werden. Für die Simulation kommen unterschiedliche Module für Spitzenlastdeckung, Kraftwerks-

<sup>5</sup> Ten Year Net Development Plan von ENTSO-E. Dabei handelt es sich um den nicht bindenden zehnjährigen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan entsprechend Art. 8 der EU-Verordnung Nr. 714/2009/EG.

<sup>6</sup> Gutschi, Huber, Nischler, Schüppel, Nacht, Feichtinger, Jagl, Hütter, Bachhiesl, Stigler .ATLANTIS – Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. 12. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 15.-17. Februar 2012. Graz. 2012.

Gutschi, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, Stigler. Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. 21st World Energy Congress. Montreal/Canada. 2010.



einsatz, Strommärkte, Lastflussrechnung und Engpassmanagement sowie Unternehmensbilanzierung zur Anwendung. Ergänzt werden die Kernmodelle u.a. durch Werkzeuge für Extremfall- und Sensitivitätsuntersuchungen sowie zur Abschätzung von Brennstoffpreisverhältnissen.

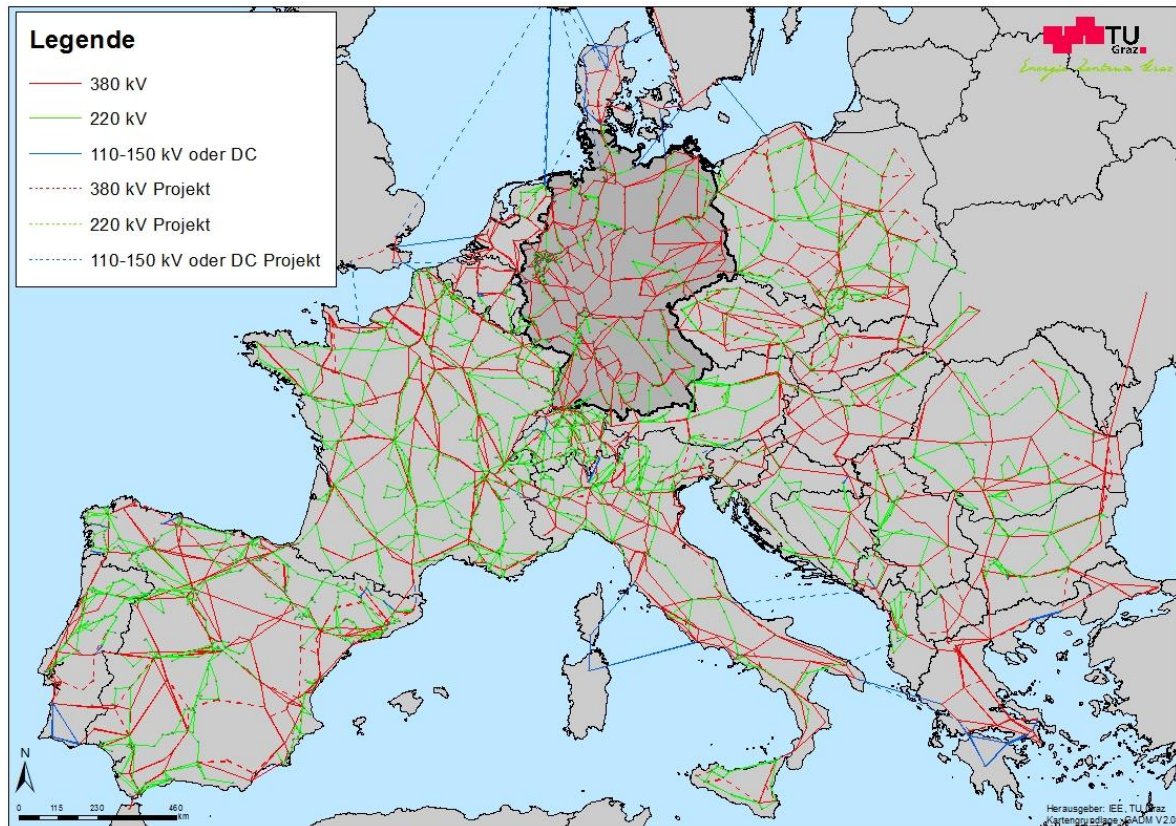


Abbildung 2: In ATLANTIS abgebildetes Höchstspannungsnetz Kontinentaleuropa (Stand 2011)<sup>7</sup>

Abbildung 3 zeigt ein Blockflussbild der zugrunde liegenden Algorithmen. Die bereits erwähnte Datenbank dient als Basis für die simulierten Szenarien. Dementsprechend werden in den Szenariodefinitionen das Untersuchungsgebiet und die vorgegebenen Randbedingungen definiert. Dazu zählen z.B. die zukünftige Entwicklung von Brennstoffpreisen, Bedarfszuwachs, Wirtschaftswachstum, Leitungsausbauprojekte, politische Vorgaben wie Emissionshandel u.v.a.m. Nachdem die Ziele und Randbedingungen eines Szenarios festgelegt wurden, beginnt der eigentliche Simulationsablauf. Die Simulation von Szenarien basiert auf einer monatlichen Basis, wobei jeder Monat in je zwei Peak- und Offpeak-Perioden unterteilt wird. In rund 10% der Stunden eines Monats wird ein forcierter Speichereinsatz (Peak-Periode) verfolgt, während in weiteren 10% (Offpeak-Periode) ein entsprechend forcierter Einsatz der Pumpen erfolgt. Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der winterlichen Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. Dabei werden über eine DC-Lastflussrechnung (DC-OPF<sup>8</sup>) auch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten sowie Netzengpässe berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Charakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im August durchgeführt. Ergibt diese jährliche Leistungsdeckungsrechnung, dass nicht alle Netzknoten zu den Spitzenzeiten ausreichend versorgt werden können, so schlägt der Algorithmus den Zubau von Kraftwerken an geeigneten Stellen im Netz vor, um diese Versorgungsengpässe beseitigen zu können.

<sup>7</sup> Das 220/380-kV-Netz in Deutschland beinhaltet bereits ab 2011 das Startnetz (Abschnitt 4.3). Zudem gilt es zu beachten, dass Netzdarstellungen aus ATLANTIS grundsätzlich nicht den exakten Trassenverlauf sondern nur eine direkte Verbindung zwischen den beiden Netzknoten einer Leitung darstellen.

<sup>8</sup> DC-OPF steht dabei für *DC Optimal Power Flow*. Dabei handelt es sich um ein Optimierungsproblem, welches unter Einhaltung definierter Nebenbedingungen den kostenminimalen Kraftwerkeinsatz ermittelt.

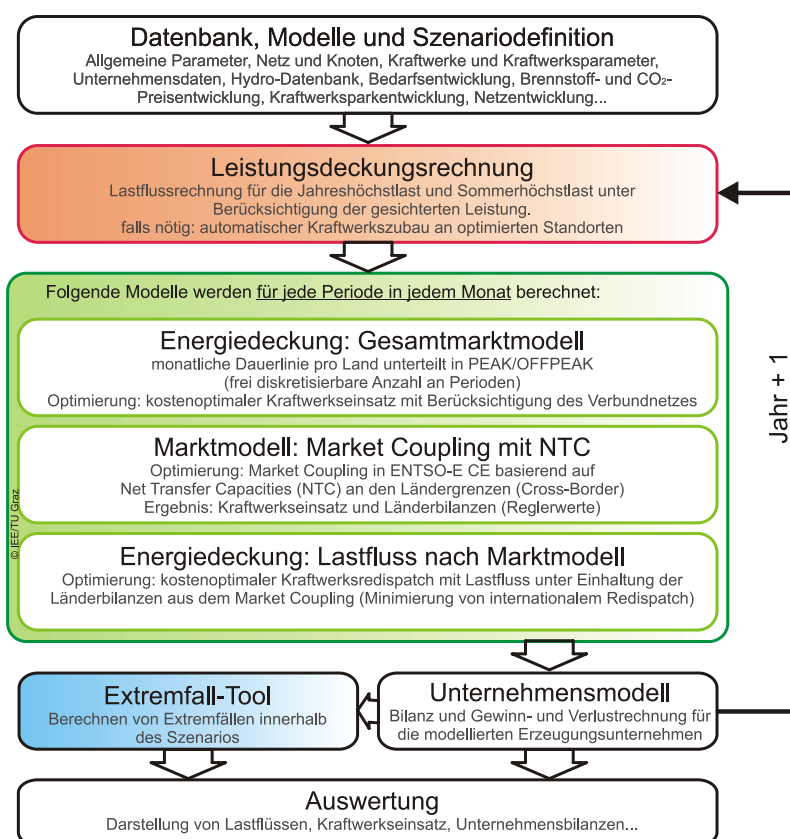


Abbildung 3: vereinfachtes Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS

Alternativ kann in derartigen Fällen oftmals auch ein Netzausbau Abhilfe schaffen. Im Rahmen dieses Gutachtens werden für die ATLANTIS-Berechnungen die Szenarioentwicklung des Kraftwerksparks (installierte Leistung je Netzknoten) und die angenommene Entwicklung des Verbrauchs (Energie) bzw. der Last (Leistung) derart modelliert, dass eine Deckung der Jahreshöchstlast im Zeitverlauf bis 2032 im gesamten Modellgebiet ENTSO-E Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) möglich und kein automatischer Kraftwerkszubaun zur Deckung der Jahreshöchstlast notwendig ist. Dabei werden die Vorgaben durch den Szenariorahmen für Deutschland und jene des EU-Szenarios für die anderen Länder in ENTSO-E CE entsprechend befolgt. Anschließend erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach wirtschaftlichen Kriterien, wobei zunächst ein gesamteuropäischer Großhandelsmarkt durch nationale Strombörsen und daran anschließend ein gesamteuropäisch betrachtet kostenminimaler Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Restriktionen im Höchstspannungsnetz berechnet wird. Zahlreiche Kraftwerksparameter wie maximale und minimale Leistung, Wartungsfaktoren und Verfügbarkeitsfaktoren auf monatlicher Basis, altersabhängiger Wirkungsgrad etc. fließen in die Merit Order<sup>9</sup> der variablen Erzeugungskosten mit ein. Bei den dargebotsabhängigen Energieerzeugungstechnologien (z.B. Windkraft, Photovoltaik, Kleinwasserkraft) werden zudem langjährige monatliche Erzeugungsscharakteristika auf NUTS-2<sup>10</sup> Ebene für das gesamte Simulationsgebiet ENTSO-E Kontinentaleuropa berücksichtigt. für alle großen Laufwasserkraftwerke wurden monatliche Erwartungswerte der Erzeugung aus historischen Abflussdaten standortscharf modelliert (Schüppel, 2010). Die Simulation der Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen erfolgt ebenfalls auf monatlicher Basis basierend auf monatlichen Heizgradtagen für jede NUTS-2 Ebene. Extremsituationen können im Anschluss an die Szenariorechnungen frei definiert und berechnet werden.

<sup>9</sup> Die nach Grenzkosten (variable Erzeugungskosten) aufsteigend sortierte (verfügbare) Kraftwerkskapazität wird als Merit Order (der variablen Erzeugungskosten) bezeichnet.

<sup>10</sup> Abkürzung für *Nomenclature des unités territoriales statistiques*. „Die Statistiknutzer haben auf den zunehmenden Bedarf einer Harmonisierung auf Gemeinschaftsebene hingewiesen, um über vergleichbare Daten für die gesamte Europäische Union verfügen zu können. Um die Erhebung, Erstellung und Verbreitung von harmonisierten Regionalstatistiken zu ermöglichen, hat die Europäische Union die NUTS-Klassifikation eingeführt. [...]. Mit der NUTS-Klassifikation wird das Wirtschaftsgebiet der Mitgliedstaaten einschließlich ihres überregionalen Gebiets untergliedert.“ (www.europa.eu und Verordnung (EG) Nr. 105/2007)

Anschließend wird ein gesamteuropäisches Market Coupling Modell unter Berücksichtigung vorgegebener NTC-Werte<sup>11</sup> berechnet. Daraus ergeben sich bei zwölf Monaten und jeweils vier Perioden je Monat jährlich 48 Handelsergebnisse mit Kraftwerkseinsatz laut Markt sowie Export-Import-Bilanzen je Land unter Einhaltung des maximal zulässigen Handelsflusses je Grenze und Richtung (NTC).

Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes – ein sog. Redispatch<sup>12</sup> – vorgenommen werden muss, um Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen. Dabei wird ausgehend vom Ergebnis des durchgeführten Market Coupling in einem einzigen Modellschritt implizit der Kraftwerkseinsatz und der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und Querregeltransformatoren derart gestaltet, dass das Ausmaß an nationalen und internationalen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz möglichst gering bleibt. Daraus ergeben sich pro Jahr 48 Kraftwerkseinsatzoptimierungen unter Berücksichtigung des Netzes und des Handelsergebnisses.

Nach diesem Schritt steht der tatsächliche Kraftwerkseinsatz fest und in der Folge können Brennstoffbedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen je Kraftwerk berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der physikalischen Modelle wird für jedes Unternehmen oder für eine gesamte nationale Elektrizitätswirtschaft eine vereinfachte wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt, wodurch auch die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen von externen Einflüssen (Einbruch im Wirtschaftswachstum, Brennstoffpreisentwicklung etc.) oder Unternehmensentscheidungen (z.B. Kraftwerksausbaustrategien) errechnet werden können.

Zusammenfassend umfassen die *Szenariorechnungen* in ATLANTIS für den Simulationszeitraum 2012 bis 2032 (21 Jahre) bei vier Perioden pro Monat somit 1.008 Gesamtmarktmodelle (Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Restriktionen durch das Verbundnetz), 1.008 Marktmodellrechnungen (Market Coupling mit NTC) und darauf aufbauend 1.008 Kraftwerkseinsatzoptimierungen unter Berücksichtigung des Netzes und des Handelsergebnisses (Redispatchmodell). Zusätzlich erfolgen pro Jahr zwei und damit insgesamt 42 Leistungsdeckungsrechnungen im Zeitraum 2012 bis 2032. Aufgrund der Gesamtsystemgebundenheit wird in jedem dieser Rechenschritte das gesamte europäische Ausland berücksichtigt.

Zusätzlich können innerhalb des Szenarioraumes *Extremfallrechnungen* durchgeführt werden. Dabei können individuell je Land der Verbrauch sowie die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung (Wind, Photovoltaik, Laufwasserkraft) ebenso wie der Einsatz von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken jeweils im Rahmen der technischen Möglichkeiten verändert werden. Zusätzlich können der Ausfall einzelner Netzelemente oder bspw. im Zusammenhang mit einer Starkwindsituation zulässige Überbelastungen einzelner Netzelemente (Stichwort Freileitungsmonitoring) modelliert werden. Teil- oder Komplettausfälle einzelner Kraftwerke können ebenso Teil einer Extremfallrechnung sein. Damit können innerhalb eines konsistenten Szenarioraumes bspw. Extremfälle wie Schwachlastperioden und zeitgleich auftretende Starkwindsituationen simuliert und zielführend kritische Situationen für das Übertragungsnetz oder die Leistungsdeckung generiert und überprüft werden.

Sowohl die Szenariorechnungen als auch die Extremfallrechnungen erlauben die Anfertigung sogenannter Snapshots für das gesamte synchrone ENTSO-E Netzgebiet. Neben dem Kraftwerkseinsatz eines jeden einzelnen Kraftwerks beinhalten derartige Snapshots bspw. auch nationale Reglerwerte (Import/Export-Bilanzen), Handelsflüsse und physikalische Lastflüsse je Grenze bzw. je Leitung sowie den Bedarf unterhalb eines jeden im Modell abgebildeten Netzknoten.

---

<sup>11</sup> Abkürzung für *Net Transfer Capacity*. Dieser Wert in MW spiegelt die für den Stromhandel zur Verfügung stehende Netzkapazität an den Ländergrenzen dar, welche in Form von marktbasierenden Auktionen (implizit und/oder explizit) versteigert wird.

<sup>12</sup> Zur Netzentlastung werden teure Kraftwerke hinter einem Engpass hochgefahren, während marktfähige Kraftwerke vor dem Engpass die Erzeugung zurückgefahren werden, wodurch der Engpass beseitigt werden kann. Diese Engpassmanagementmaßnahme ist für den Übertragungsnetzbetreiber mit Kosten verbunden, welche letztendlich vom Stromkunden in Form von Netztarifen bezahlt werden müssen.



Neben der Szenariosimulation und den möglichen Nebenvarianten existieren weitere Modelle, welche zur Datenvorbereitung, Ergebnisinterpretation oder Weiterverarbeitung von Resultaten eingesetzt werden, u.a.

- Modelle zur Bestimmung der zu erwartenden monatlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien basierend auf historischen Klimamessdaten;
- ein ökonometrisches Modell für die Entwicklung europäischer Brennstoffpreise für die Stromerzeugung auf nationaler Basis;
- ein GIS-basiertes Modell zur Bestimmung von Potenzialen der Wasserkraft;

Daneben kann auch auf Modelle für alternative Berechnungsmethoden wie Simulationen auf stündlicher Basis, unterschiedliche Speichereinsatzstrategien oder alternative Marktmodelle zurückgegriffen werden.

### 3.1.2 Allgemeine Einflussfaktoren auf die Modellergebnisse in ATLANTIS

Das Simulationsmodell ATLANTIS stellt eine konsistente Abbildung der realen Elektrizitätswirtschaft dar, dennoch müssen einige vereinfachende bzw. idealisierende Annahmen getroffen werden, um die komplexen Regeln und Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Energiepolitik, zudem verfeinert durch nationale Gesetzgebungen, in einem Simulationsmodell darstellen zu können. Es gibt daher gewisse Einflussfaktoren, welche als Unsicherheiten in das Simulationsergebnis einfließen.

Als wichtigste Einflussfaktoren sind einerseits die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die tatsächliche Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Heizöl anzusehen. Daneben gibt es weitere Einflüsse mit ungewisser Zukunftsentwicklung, welche in der Folge erläutert werden sollen.

Als Marktsystem wird ein optimales europaweites Market Coupling angenommen, dessen Einführung bis zum Jahr 2015 als Ziel der europäischen Union erklärt wurde (ACER, 2011). Für das Marktmodell gilt zudem, dass bis zum Jahr 2032 das bestehende NTC-Konzept zugrunde gelegt wird. In der Simulation wird ein idealer Markt angenommen, in dem Kraftwerke ausschließlich nach den variablen Erzeugungskosten eingesetzt werden. In der Praxis kann es durch langfristige Bindungen an Strom- oder Wärmelieferverträge, politische Forderungen hinsichtlich Arbeitsplatzsicherung im Kohlebergbau und ähnliche Gegebenheiten zu Abweichungen von diesem idealen Markt kommen.

Sollte es bei dem durch das angenommene Marktmodell ermittelten Kraftwerkseinsatz zu Netzengpässen kommen, werden diese in der Simulation durch einen nationalen Redispatch (Änderung des Kraftwerkseinsatzes entgegen dem Marktpreis) aufgehoben. Kann selbst der nationale Redispatch die Engpässe nicht auflösen, wird ein internationaler Redispatch durchgeführt. Damit wird der aktuellen Situation Rechnung getragen, dass der kostspielige Redispatch eher national bzw. regelzonenintern denn international durchgeführt wird. Zukünftig kann grenzüberschreitender Kraftwerksredispatch zur Behebung von Netzengpässen an Bedeutung gewinnen.

Neben dem Ausbau des Kraftwerksparks stellt die Entwicklung des Höchstspannungsnetzes eine Unsicherheit für die Simulation dar. Die zugrunde gelegten nationalen und gemeinschaftsweiten Netzausbaupläne stellen nur eine Prognose über den Ausbau von Leitungen dar, in der Praxis können in den Bewilligungsverfahren teilweise mehrjährige Verzögerungen sowie unterschiedliche Varianten auftreten. Zudem können sich gewisse Ausbaunotwendigkeiten in der Zukunft ergeben, welche aus heutiger Sicht noch nicht abschätzbar sind.

Die Modellierung des Netzes bzw. jene des sicheren Netzbetriebs beruht auf einer gewissen Vereinfachung, da im Simulationsmodell ATLANTIS keine Sonderschaltungen bzw. Schaltzustände des Netzes sowie keine bilateralen Abkommen zwischen Regelzonenführer und Kraftwerksbetreibern bzgl. Redispatchkosten aufgrund fehlender Informationen nachgebildet werden können. So können Überlastungen des Netzes, die in ATLANTIS durch einen Redispatch verhindert werden, in der Realität teilweise durch Anwendung von Sonderschaltzuständen umgangen werden. Jedoch ist eine so detailgetreue Modellierung nicht möglich, da zum einen die notwendigen Informationen nicht vorliegen

und zum anderen sich nur Mutmaßungen über die tatsächliche Anwendung von Sonderschaltungen anstellen lassen. Sehr wohl wird der Einsatz von Regeltransformatoren (querregelfähige Transformatoren und Phasenschiebertransformatoren) als primäre Maßnahme im operativen Engpassmanagement in ATLANTIS berücksichtigt.

Eine weitere Vereinfachung in der DC-Lastflussrechnung ist die Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Um die (n-1)-Sicherheit in dem vermaschten Höchstspannungsnetz zu gewährleisten, dürfen einzelne Leitungen typischerweise mit maximal 70% ihrer thermischen Belastungsgrenze belastet werden. Die restlichen 30% der Leitungskapazität gelten als Sicherheitsreserve für Einfachausfälle von Netzelementen. In ATLANTIS wird demnach eine Sicherheitsmarge (folgend TRM<sup>13</sup> genannt) von 30% berücksichtigt. Dies bedeutet, dass alle Netzelemente (mit Ausnahme von DC-Leitungen) maximal mit 70% ihrer thermischen Leistung belastet werden dürfen. Da bei einer Sicherheitsmarge von 30% im Vergleich zu einer TRM von bspw. 40% alle Netzelemente höhere Auslastungen erlauben, erfolgt eine möglichst konservative Betrachtung für die Notwendigkeit neuer Netzelemente.

Im Simulationsmodell ATLANTIS wird der Brennstoffzusatzbedarf im Teillastbetrieb vernachlässigt. Der erhöhte Brennstoffbedarf in diesen Betriebszuständen führt zu erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zusätzlich werden nur die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksbetriebs berechnet, andere freigesetzte Treibhausgase sowie vorgelagerte Emissionen in der Brennstoffbereitstellung und im Anlagenbau jedoch vernachlässigt. Da detaillierte Brennstoffdaten für die meisten thermischen Kraftwerke in Europa nicht zur Verfügung stehen, wurden die eingesetzten Brennstoffe mit Standardwerten für CO<sub>2</sub>-Emissionen (Kommission der Europäischen Gemeinschaft, 2007) bewertet.

### 3.2 Netzberechnungs- und Netzanalysesoftware NEPLAN

Die Netzmodellierung, die Durchführung der Lastflussberechnungen sowie die (n-1)- und Common-Mode-Zuverlässigkeitsüberprüfungen erfolgt mit dem Programmpaket NEPLAN<sup>®</sup> der Firma BCP Busarello, Cott & Partner AG, Schweiz in der aktuellen Version 5.5.0 (Abbildung 4).

Die Software NEPLAN stellt ein in Forschung und Praxis bewährtes Werkzeug für Netzberechnungen und -simulationen dar und dient der Analyse, Planung, Optimierung und Verwaltung elektrischer Energieversorgungsnetze.

Für die Dateneingabe wird neben dem NEPLAN-Format (\*.nepprj) auch der Import und Export von Daten im UCTE-Format, ASCII-Format und SQL-basierter Datenbanken unterstützt. Ein GIS-Interface ist verfügbar. Das Programm verfügt über ein grafisches User-Interface. Zur effizienten Organisation von Elementdaten ist ein umfangreiches Element-Bibliotheksmanagement inkludiert.

Für die Lastflussberechnung in vermaschten Netzen stehen folgende Berechnungsmethoden zur Verfügung:

- Stromiterationsverfahren,
- Newton-Raphson-Verfahren,
- erweitertes Newton-Raphson-Verfahren,
- DC-Lastflussverfahren.

Zur Auswertung sind unter anderem eine automatisierte (n-1)-Sicherheitsanalyse und eine über ASCII-Tabellen steuerbare „Common-Mode“-Ausfallsanalyse implementiert. Für das Spannungs- und Blindleistungsmanagement können Kraftwerke als PV-Knoten (Vorgabe der Wirkleistungseinspeisung und des Betrags der Spannung) mit Blindleistungsgrenzen modelliert werden. Bei Erreichen der Blindleistungsgrenze im Rahmen des iterativen Lösungsprozesses der nichtlinearen Lastflussgleichungen erfolgt eine automatische Konvertierung des Kraftwerktyps auf PQ-Knoten (Vorgabe der eingespeisten Wirk- und Blindleistung).

---

<sup>13</sup> Abkürzung für *Transmission Reliability Margin*

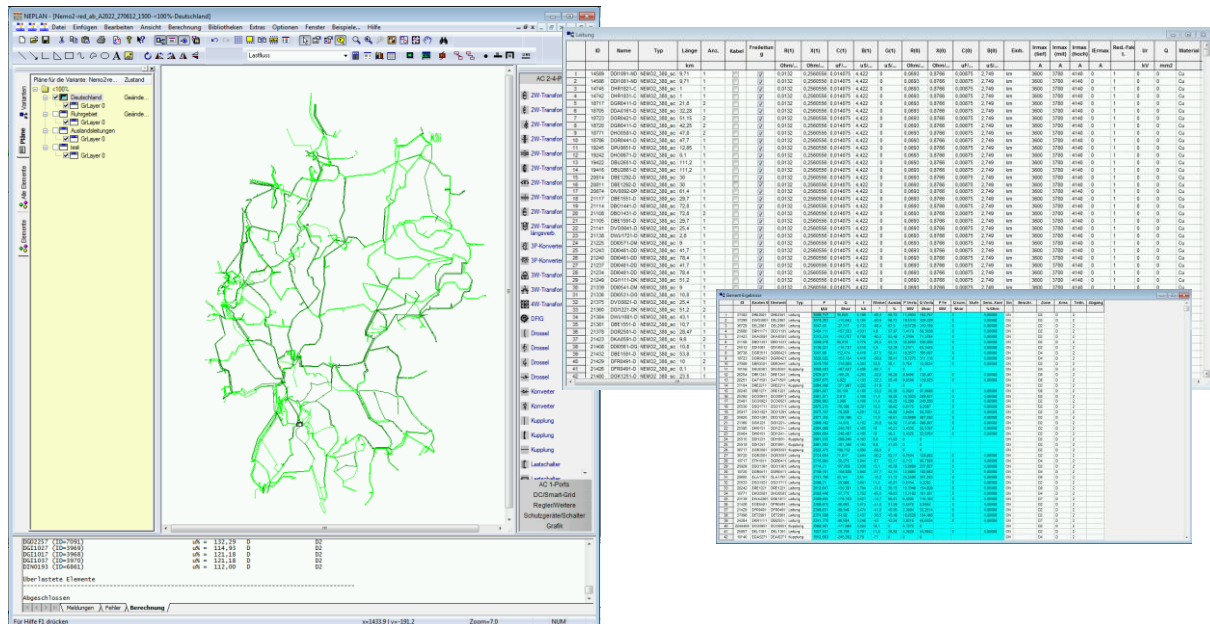


Abbildung 4: NEPLAN-Grafische Benutzeroberfläche

Im Modell können Areas und Zones definiert werden, und damit eine Zuordnung der Elemente zu gewissen Regionen erfolgen. Über Skalierungsfaktoren, die entweder auf das gesamte Netz oder auf spezifische Regionen wirken, können auf effiziente Weise Wirk- und Blindleistungen von Einspeisungen und Lasten angepasst werden.

Für die Datenverwaltung und im Speziellen für die Organisation unterschiedlicher Netzausbauvarianten und Szenarien ist ein Variantenmanagementsystem integriert.

### 3.3 Übersicht über die Berechnungsabläufe zur Netzentwicklungsplanung

Abbildung 5 zeigt eine Übersicht über die Berechnungspfade der angewendeten Instrumente ATLANTIS und NEPLAN und deren Verflechtung. Aufgrund des straffen Zeitplans zwischen Abschluss der Konsultation des Szenariorahmens inklusive der energiewirtschaftlichen Basisarbeit im Rahmen des Gutachtens NEMO (Consentec/IAEW, 2012) bis zur Fertigstellung des Netzentwicklungsplans wird der Hauptfokus nach Wunsch der Bundesnetzagentur auf das Szenario (Bundesnetzagentur, 2012a) B-2022 bzw. B-2032 gelegt.

Die drei wesentlichen Bezugsquellen für die Eingangsgrößen der am *Energie Zentrum Graz* (EZG) durchgeführten Berechnungen und Simulationen sind

1. der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2012a),
2. das Gutachten NEMO<sup>14</sup> (Consentec/IAEW, 2012) und die damit bereitgestellten regionalisierten, knotenscharfen Lasten und Einspeisungen für die einzelnen Szenarien sowie Ergebnisse aus den Marktsimulationen (acht Netznutzungsfälle) und
3. der von den Übertragungsnetzbetreibern über die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellte Datensatz des 220/380-kV-Höchstspannungsnetzes (Startnetz) für Deutschland.

Wie in Abbildung 5 dargestellt, kommen zwei unterschiedliche Instrumente zum Einsatz, deren Berechnungspfade sich in gewissen Teilabschnitten ergänzen. Für die gesamtsystemische Abbildung des europäischen Elektrizitätssystems wird das Simulationsmodell ATLANTIS angewendet<sup>15</sup>. Die

<sup>14</sup> Consentec/IAEW (2012): *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. Die dem TU Graz-Gutachten zu Grunde gelegte Fassung von NEMO wurde der TU Graz von der Bundesnetzagentur anlässlich des Arbeitsgruppenmeetings am 3./4. April 2012 in Graz übergeben.

<sup>15</sup> Eine umfangreiche Darstellung des Modells wird in Kapitel 3.1 vorgenommen.

ATLANTIS-Berechnungen für das deutsche Elektrizitätssystem beruhen auf dem konsultierten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2012a) bzw. auf Informationen aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012). Für das europäische Ausland wird ein konsistentes Szenario in ATLANTIS modelliert.

Im Rahmen der ATLANTIS-Simulationen wird zwischen Szenariorechnungen und Extremfallrechnungen unterschieden. Der wesentlichste Unterschied dabei ist, dass eine Szenariorechnung über einen gewissen Zeitraum erfolgt, während Extremfallrechnungen eine zeitdiskrete Momentaufnahme (Snapshot) des Gesamtsystems bspw. bei Starkwindsituationen ermöglicht.

Die *Szenariorechnungen* erlauben durch die in ATLANTIS systemimmanente gesamteuropäische Markt- und Lastflusssimulation (DC-Lastfluss) ganzheitliche Analysen über die Auswirkungen des Strukturwandels auf der Aufbringungsseite bzw. des damit einhergehenden Wandels des Kraftwerkseinsatzes bzw. des resultierenden Netzausbaus in Deutschland. Für die jährliche Betrachtung der Systementwicklung im Zeitraum von 2012 bis 2022 (B-2022) bzw. bis 2032 (B-2032) werden in den Szenariorechnungen pro Jahr 48 ausgewählte Perioden berechnet<sup>16</sup>. In jeder der 48 Perioden wird der gesamteuropäisch kostenminimale Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell berechnet. In weiterer Folge wird in jeder Periode der Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Höchstspannungsnetzes mit DC-Lastfluss und des Handelsergebnisses optimiert. Dabei basieren die Szenariorechnungen auf einer langjährigen mittleren Erzeugung aus den dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie z.B. der Windkraft oder der Photovoltaik. Damit kann eine im Rahmen des gewählten Szenarios wahrscheinliche Entwicklung des Gesamtsystems über einen Zeitraum von 10 bzw. 20 Jahren in die Zukunft prognostiziert werden. Die langfristige Wirkung von Netzausbauprojekten bspw. auf den Einsatz fossiler Kraftwerke oder auf die Integration erneuerbarer Energien kann ebenso wie Wechselwirkungen zwischen zeitlich versetzten Maßnahmen im Gesamtsystem (Netz oder Erzeugung) beobachtet und quantitativ erhoben werden.

In den *Extremfallrechnungen* werden abweichend von den Szenariorechnungen mögliche Extremereignisse simuliert. So können bspw. Starkwindsituationen in Kombination mit geringer momentaner Last eine besonders schwierige Situation für die Höchstspannungsnetze der Zukunft darstellen. In Anlehnung an die Marktergebnisse der Netznutzungsfälle aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) werden mit ATLANTIS derartige Extremfälle berechnet. Die Wirkung verschiedener Maßnahmen im Netz (z.B. Freileitungsmonitoring, HGÜ-Leitungen usw.) wird zusätzlich zu den Szenariorechnungen (48 Durchschnittsfälle pro Jahr) für Extremfälle ermittelt. Damit stellen die Marktberechnungen und insbesondere die DC-Lastflussrechnungen, jeweils für das synchrone Netzverbundsystem Kontinentaleuropa, eine zweckdienliche und aufschlussreiche Erweiterung der Marktanalysen in NEMO dar. Auf diese Weise sind auch die Wechselwirkungen zwischen Deutschland und dem Ausland entsprechend berücksichtigt.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Szenariorechnungen mit den 48 Perioden pro Jahr die langfristige Wirkungsweise und gegenseitige Wechselwirkungen denkbarer Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz beleuchten. Ergänzend dazu erlauben Extremfallrechnungen eine Aussage über die Wirkung untersuchter Netzmaßnahmen in schwierigen Situationen. In beiden Fällen wird die Wechselwirkung mit dem Ausland entsprechend berücksichtigt.

---

<sup>16</sup> Eine genauere Beschreibung dieser Vorgangsweise und der Periodenwahl erfolgt in Kapitel 3.1.

Beginnend mit dem Szenario B-2022 bzw. B-2032 wird der Fokus in den ATLANTIS-Berechnungen auf die Fragestellung nach der *Notwendigkeit und Wirkung von Overlaykorridoren in Deutschland* gelegt. Neben den Szenariorechnungen in unterschiedlichen Netzvarianten für B-2032 und B-2022 werden weiterführend die Extremfälle angelehnt an den Netznutzungsfall L+W+P- (Starklast, Starkwind, schwache Erzeugung aus Photovoltaik) aus dem Gutachten NEMO simuliert.

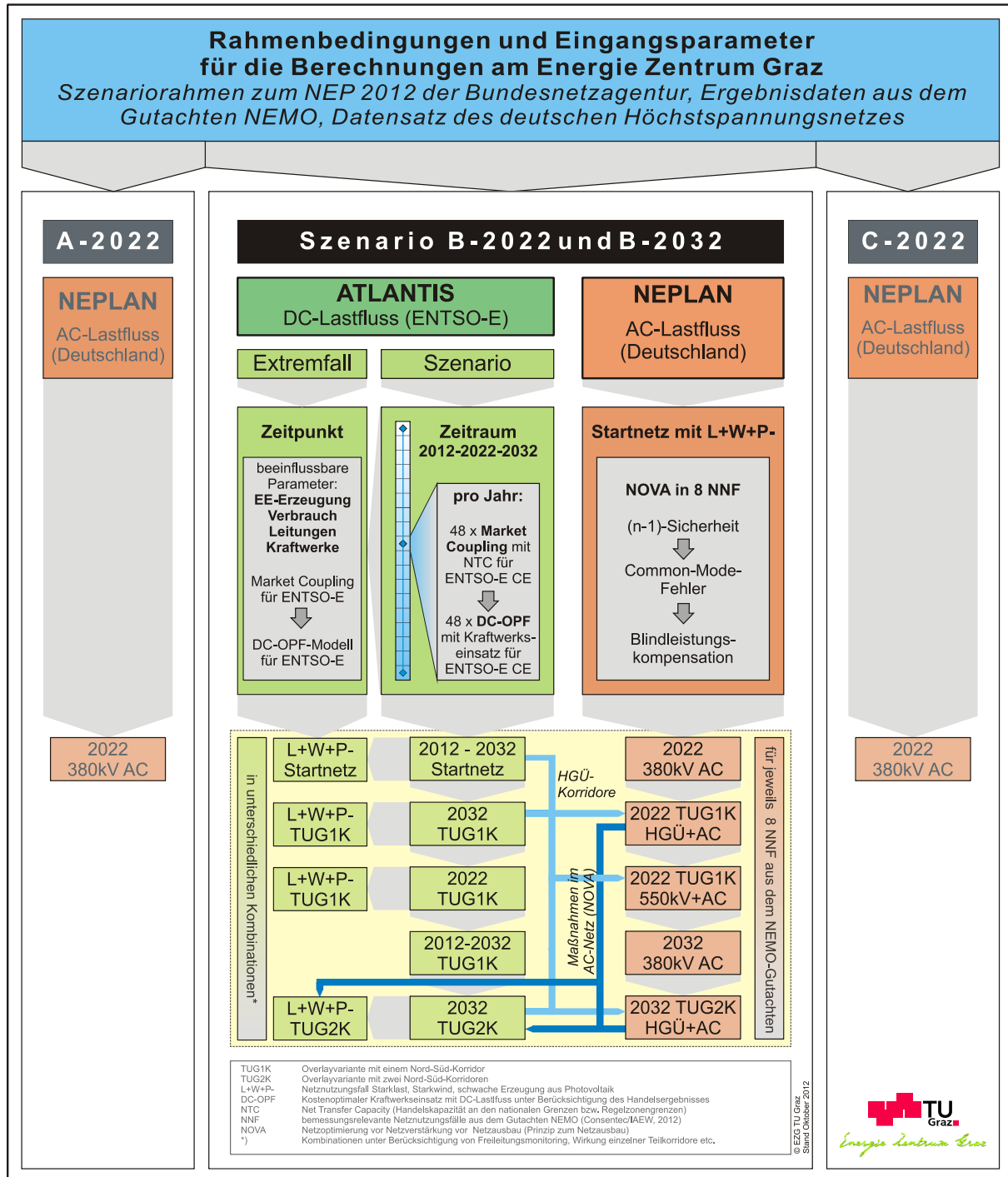


Abbildung 5: Übersichtsschema über die Berechnungspfade von ATLANTIS und NEPLAN<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> Der Netznutzungsfall L+W+P- aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) erweist sich hinsichtlich Netzauslastung als besonders schwierig und wird daher für die ATLANTIS-Berechnungen ebenso wie als primärer Netznutzungsfall für die Berechnungen mit NEPLAN herangezogen (siehe dazu auch Abschnitt 6.2)



Für exakte Aussagen über die Wirkung unterschiedlicher Netzausbaustrategien (380 kV, 550 kV, HGÜ-Korridore) und damit eingehender Maßnahmen entsprechend dem NOVA-Prinzip<sup>18</sup> im deutschen Höchstspannungsnetz wird mit dem Softwareprodukt NEPLAN ein weiteres Instrument für den Netzentwicklungsplan angewendet. Als Datenbasis für die umfangreichen AC-Lastflussrechnungen wird die netzknotengenaue Leistungsbilanz aus den jeweils acht Netznutzungsfällen pro Szenario aus dem Gutachten NEMO herangezogen.

Dabei werden ausgehend vom kritischsten Netznutzungsfall (L+W+P-) im Startnetz alle acht Netznutzungsfälle je Szenario analysiert. Gegenstand der Analysen sind dabei die (n-1)-Sicherheit, Common-Mode-Fehler und der Blindleistungshaushalt bzw. die Spannungshaltung im deutschen Höchstspannungsnetz. Für das Netz außerhalb Deutschlands wurde in Absprache mit der Bundesnetzagentur der grenzüberschreitende Leistungsaustausch durch Ersatzlasten bzw. Ersatz einspeisungen nachgebildet.

Entlang der Berechnungspfade beider Werkzeuge gibt es mehrmals Anknüpfungspunkte. Diese sind ebenfalls in Abbildung 5 dargestellt und werden in den einzelnen Detailabschnitten dieses Kapitels entsprechend erläutert. Die Verknüpfung der Lastflussberechnungen (AC-Lastfluss für Deutschland) mit NEPLAN und jenen des Simulationsmodells ATLANTIS (DC-OPF für ENTSO-E) gewährleistet zum einen die exakte Netzberechnung in den für die Netzausbauplanung relevanten Aspekten, zum anderen wird die Gesamtsystemgebundenheit aus Erzeugung, Übertragung, Handel und Verbrauch und dessen gesamteuropäische Wirkung nicht außer Acht gelassen.

In Abbildung 5 sind die durchgeführten Berechnungen im gelb hinterlegten Bereich aufgelistet. Eine eingehende Beschreibung der jeweiligen Berechnungsschritte erfolgt im Rahmen dieses Gutachtens. Somit dient Abbildung 5 als Übersichtsgrafik für die im Rahmen dieses Gutachtens erfolgten Berechnungen.

---

<sup>18</sup> Im §12b EnWG (EnWG, 2011) wird bezüglich des Netzentwicklungsplans folgende Vorgangsweise definiert: „Der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten [...]“. Diese Reihenfolge wird nachfolgend mit der Abkürzung NOVA-Prinzip für „Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau“ bezeichnet.



## 4 DATENGRUNDLAGE FÜR DIE SIMULATIONEN

Inhalt dieses Kapitels ist die Abbildung des deutschen Szenariorahmens (Kraftwerkspark, Verbrauch, Netz und marktrelevante Parameter) in ATLANTIS darzustellen. Dabei wurde in Rücksprache mit dem Auftraggeber folgende Reihenfolge bzgl. der Wertigkeit von Informationen festgelegt:

1. *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur* (Bundesnetzagentur, 2012a)
2. *Bereitgestellte Daten, welche im Rahmen des Gutachtens NEMO (Consentec/IAEW, 2012) ermittelt wurden*
3. *Eigene Annahmen, sofern Annahmen aus den vorherigen Punkten für eine Modellierung in ATLANTIS nicht ausreichen oder als ungünstig erachtet werden*

Für die Modellierung des Netzes innerhalb Deutschlands dient der von der Bundesnetzagentur bereitgestellte Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber als Referenzinformationsquelle (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c).

Aus dem öffentlich konsultierten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur gehen insgesamt drei Entwicklungsszenarien (A-2022, B-2022 und C-2022) für den deutschen Kraftwerkspark bis 2022 und ein weiteres Szenario bis 2032 (B-2032) hervor. Ebenso wird im Szenariorahmen festgelegt, dass in allen vier Szenarien ein - gemessen am Basisjahr 2010 (Bundesnetzagentur, 2012a) - gleichbleibender Stromverbrauch sowie eine stabile Jahreslastspitze angenommen wird. In weiterer Folge wurde im Rahmen des Gutachtens „*Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*“ (Consentec/IAEW, 2012) eine Regionalisierung des Szenariorahmens vorgenommen. Darauf aufbauend wurden Marktsimulationen von Consentec/IAEW (Consentec/IAEW, 2012) durchgeführt, woraus sogenannte auslegungsrelevante Netznutzungsfälle (NNF) aus den Kombinationen von Schwachlast/Starklast (L-/L+), Schwachwind/Starkwind (W-/W+) und Schwach-Photovoltaik/Stark-Photovoltaik (P-/P+) aus einer Punktemenge von 8760 Ergebnissen aus Marktmodellrechnungen erhoben wurden (Consentec/IAEW, 2012, S. 65ff.). Diese Netznutzungsfälle fließen in Form knotenscharfer Einspeisungen und Lasten für Deutschland sowie grenzüberschreitender Lastflüsse ins benachbarte Ausland in das vorliegende Gutachten ein. *Anhang A3 – Netznutzungsfälle für B-2022 und B-2032 aus dem NEMO* bietet für die Szenarien B-2022 und B-2032 einen Überblick über die Netznutzungsfälle aus dem Gutachten NEMO.

### 4.1 Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks

Bevor auf die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksparks eingegangen werden kann, werden die Annahmen und die Vorgehensweise für die Szenarioentwicklung erklärt und argumentiert. Wie bereits erwähnt beruhen die Annahmen im Wesentlichen auf dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a) sowie auf dem Gutachten NEMO. Für die Stützjahre 2022 und 2032 liefert das Gutachten NEMO regionalisierten Daten bzw. Daten auf Netzknotenebene für den Kraftwerkspark. Für die Ausgangssituation 2011 stehen keine exakten Daten zur Verfügung, weshalb für die Datenbasis in ATLANTIS, in Absprache mit der Bundesnetzagentur, verschiedene Datenquellen herangezogen werden. Diese Datenquellen sind in den folgenden Abschnitten gegebenenfalls angeführt.

#### 4.1.1 Ausgangssituation Anfang 2011

Die Ausgangssituation "Referenz 2010" (Ende 2010) (Tabelle 1) bezieht sich auf die installierte Leistung (Nettoleistung) je Kraftwerkstyp jener Kraftwerke, welche Ende 2010 (bzw. Anfang 2011) in Betrieb waren. Da in ATLANTIS Kraftwerke, aufgrund der zugrundeliegenden Methodik, stets zu Beginn eines Jahres in Betrieb gehen, werden für den Kraftwerksstand "Referenz 2010" sämtliche Kraftwerke berücksichtigt, die 2011 in Betrieb gehen oder bereits in Betrieb sind. Dieses Szenario stellt den IST-Stand für die weiteren Szenarioentwicklungen dar. Die im Szenariorahmen festgelegten Kraftwerksleistungen für die einzelnen Szenarien sind in Tabelle 1 angeführt.

**Tabelle 1: Installierte Nettoleistung in GW je Kraftwerkstechnologie in den vier Szenarien des Netzentwicklungsprozesses 2012 (Consentec/IAEW, 2012)**

<b>Installierte Erzeugungsleistung [GW]</b>					
<b>Technologie - ÜNB</b>	<b>Referenz 2010</b>	<b>Szenario A 2022</b>	<b>(Leit-) Szenario B - 2022</b>	<b>Szenario B - 2032</b>	<b>Szenario C 2022</b>
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,3	21,3	18,6	13,9	18,6
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
<b>Summe konv. KW</b>	<b>101,9</b>	<b>91,2</b>	<b>89,2</b>	<b>87,4</b>	<b>89,2</b>
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
<b>Summe EE</b>	<b>56,3</b>	<b>115,6</b>	<b>129,8</b>	<b>174,7</b>	<b>149,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>158,2</b>	<b>206,8</b>	<b>219,0</b>	<b>262,1</b>	<b>238,2</b>
<b>Stromverbrauch [TWh]</b>					
Nettostrombedarf	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4

### Kraftwerkspark der konventionellen Kraftwerke im Jahr 2011

Um eine konsistente zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks bis in das Zieljahr 2022 (bzw. 2032) in den Berechnungen mit ATLANTIS gewährleisten zu können, wird eine Anpassung der bestehenden Kraftwerksdatenbank für Deutschland für das Jahr 2011 in Abstimmung mit dem Szenariorahmen und den Informationen aus NEMO durchgeführt. Die Ergebnisse daraus werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

Für den Abgleich der konventionellen Kraftwerke mit den Angaben aus Tabelle 1 wird eine Liste mit jenen Kraftwerken, die 2022 und 2032 in den unterschiedlichen Szenarien in Betrieb sind, aus NEMO verwendet. Diese Liste gibt keine Auskunft darüber, welche Kraftwerke im Jahr 2011 in Betrieb sind. Es wird sinnvollerweise angenommen, dass jene Kraftwerke, die 2022 in Betrieb sind und keine Neubauprojekte darstellen, sich ebenso 2011 in Betrieb befinden. Da für das Jahr 2011 keine kraftwerks-scharfen Daten aus NEMO geliefert wurden, wurde in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a) und der Netzentwicklungsplan Gas (Bundesnetzagentur, 2011) als zulässige Datenquellen für den Abgleich im Jahr 2011 herangezogen. Der NEP Gas gibt detaillierte Angaben über den Standort, die installierte Leistung, das Inbetriebnahmejahr und die Wärmeauskopplung für gasbefeuerte Anlagen an. In der Kraftwerkstabelle des Szenariorahmens sind Daten über Einspeiseknoten, installierte elektrische Leistung sowie Inbetriebnahmejahr sowie verwendeter Brennstoff je Kraftwerk angegeben. In der Kraftwerksliste aus NEMO und jener des Szenariorahmens wird bei einigen Kraftwerken als Brennstoff "Sonstige" angeführt. Diese gehören der in Tabelle 1 angeführten Unterkategorie "Sonstige" an. Für die Simulationen in ATLANTIS müssen diese Kraftwerke einen tatsächlichen Brennstoff aufweisen. Dieser wird über eine Detailrecherche je Kraftwerk ermittelt. Die Summe der installierten Leistungen jener Kraftwerke mit dem Brennstoff "Sonstige" aus den Listen des Gutachtens NEMO oder des Szenariorahmens entspricht nicht jenen Werten aus Tabelle 1. In Übereinkunft mit der Bundesnetzagentur wird diese Leistungsdifferenz durch einen gleichmäßig auf alle Netzknoten in Deutschland verteilten Zubau von erdgasbefeuerten Gasturbinen ausgeglichen.

Weder die Daten aus NEMO, noch die Daten aus der Szenariogenehmigung geben lückenlose Auskunft über die Möglichkeit eines KWK-Betriebs, es wird lediglich darauf eingegangen, dass Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung kleiner 300 MW wärmegeführt sind (Consentec/IAEW, 2012). Um zu ermitteln, welche konventionellen Kraftwerke für einen KWK-Betrieb vorgesehen sind, wird auf eine von der BNetzA veröffentlichte Kraftwerksliste zurückgegriffen (Bundesnetzagentur,

2012b). Aus dieser Liste kann die Information ob ein Kraftwerk eine Wärmeauskopplung aufweist gewonnen werden, jedoch nicht wie hoch diese Wärmeleistung ist. Um die Wärmeleistung für die KWK-fähigen Kraftwerke zu ermitteln wurde eine Recherche für jedes einzelne Kraftwerk durchgeführt, und falls vorhanden, die Daten über Wärmeerzeugung aus den Kraftwerksdatenblättern übernommen. Anhand dieser Information lässt sich ein Verhältnis zwischen installierter elektrischer Leistung und der Wärmeleistung je Kraftwerkstyp ermitteln. Aus diesem Verhältnis wird die Wärmeleistung für jene Kraftwerke ohne nähere Informationen zur Wärmeausspeisung genähert.

### Kraftwerkspark der erneuerbaren Energien im Jahr 2011

Für Biomasse und Photovoltaik werden die EEG-Anlagenstammdatenbank (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a) verwendet, in welcher Kraftwerksdaten auf Postleitzahlenebene angeführt sind. Um Lastflussrechnungen durchführen zu können, müssen die Daten entsprechenden Netzknoten in ATLANTIS zugewiesen werden.

#### Photovoltaik

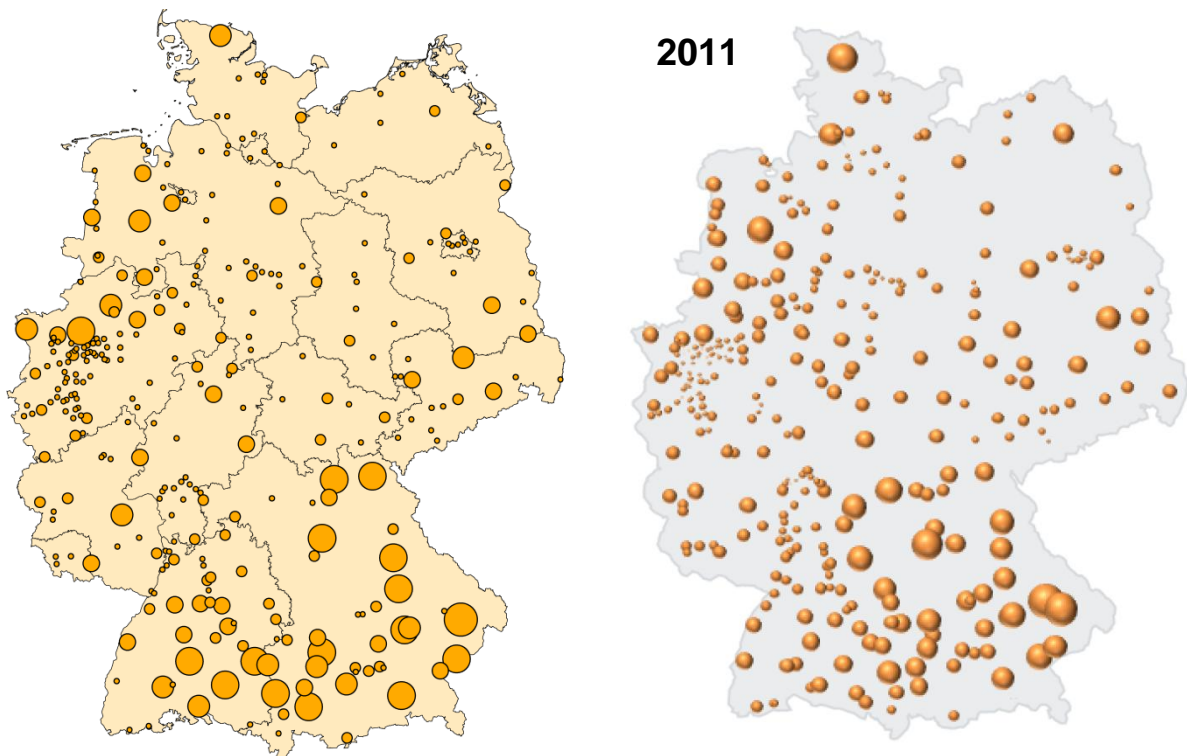


Abbildung 6: Standorte der PV-Anlagen laut Datenbank in ATLANTIS basierend auf der EEG-Anlagenstammdatenbank (links) und der Darstellung aus dem Gutachten NEMO jeweils für das Jahr 2011 (rechts) (Consentec/IAEW, 2012)<sup>19</sup>

Hierfür wird eine Georeferenzierung der Anlagen durchgeführt und diese anschließend dem nächstliegenden 220/380-kV-Netzknoten zugewiesen. Dabei werden die Einzelanlagen zu Summenanlagen entsprechend ihrem Standort und ihrem Inbetriebnahmejahr zusammengefasst, um eine überschaubare Anzahl an Datensätzen in der Datenbank zu führen. Die Abweichung der resultierenden Leistungssummen zu den Angaben in Tabelle 1 wird durch eine anteilmäßige Erhöhung der Leistung je Knoten erreicht. Abbildung 6 zeigt die georeferenzierten PV-Anlagen laut ATLANTIS im Vergleich zur Darstellung aus dem Gutachten NEMO. Die Verwendung der EEG-Anlagenstammdatenbank zur Abbildung des Photovoltaik-Anlagenparks für das Jahr 2011 in ATLANTIS führt zu einer ähnlichen Leistungsverteilung wie in NEMO angenommen.

<sup>19</sup> Eine exakte Vergleichbarkeit der Fläche einzelner Kreise (installierte Leistung) ist aufgrund des fehlenden Bezugsmaßstabes in den Abbildungen aus NEMO nicht möglich. Der Vergleich der Verteilung jedoch ist ausreichend für eine qualitative Aussage über die Übereinstimmung der Daten in ATLANTIS mit den Werten aus NEMO.

Dabei sei nochmals darauf hingewiesen, dass für die *Ausgangssituation 2011* keine expliziten Daten (bspw. in Form Datentabellen) über den deutschen Kraftwerkspark, welcher im Gutachten NEMO angenommen wurde, zur Verfügung standen.

## Biomasse

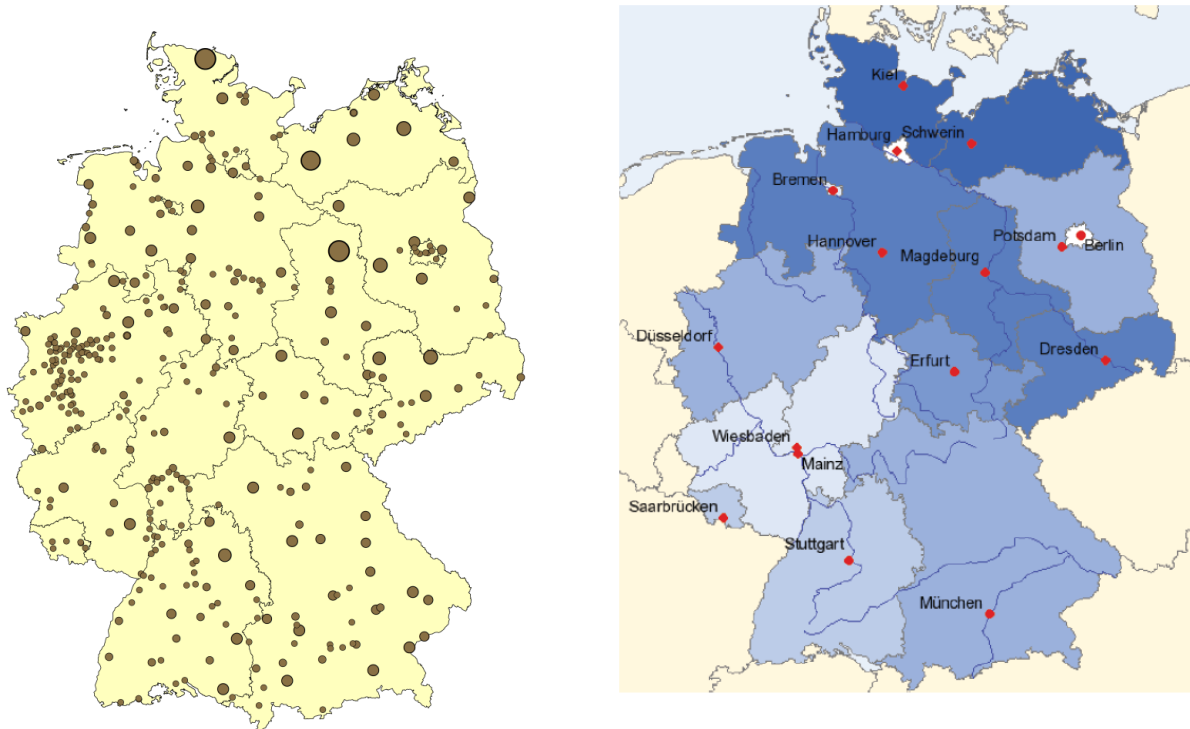


Abbildung 7: Gegenüberstellung der in ATLANTIS abgebildeten Biomassekraftwerke 2011 (links) und der landwirtschaftlich genutzten Fläche (rechts) (destatis, 2012)

Abbildung 7 zeigt einen Vergleich zwischen der Summe der landwirtschaftlich genutzten Fläche je Bundesland in Deutschland und den Standorten sowie Leistungen der Biomasseanlagen laut Annahmen in ATLANTIS. Anhand dieser Abbildung lässt sich erkennen, dass jene Bundesländer, welche über einen hohen Anteil landwirtschaftlich genutzter Fläche ebenso über einen hohen Anteil an Biomassekraftwerken verfügen. In vielen Fällen verfügen Biomassekraftwerke zusätzlich über die Möglichkeit der Wärmeauskopplung für Nah- und Fernwärmeversorgung. Zuverlässige Prognosen, in welchem Umfang Biomassekraftwerke im Szenario als KWK-Anlage konzipiert werden, lassen sich zum derzeitigen Zeitpunkt nicht erstellen. In Absprache mit der Bundesnetzagentur wird die Annahme getroffen, dass jene Biomassekraftwerke, welche an einem Netzknoten mit signifikantem Haushaltsverbrauch einspeisen, über eine Wärmeauskopplung verfügen. Die Höhe der Wärmeauskopplung wird dabei an das durchschnittliche Verhältnis aus elektrischer Leistung und Wärmeleistung der bestehenden Biomassekraftwerke in der Kraftwerksdatenbank von ATLANTIS angelehnt.

## Windkraft

Für den Abgleich der Windkraftwerke wird in einem ersten Schritt auf die Betreiber-Datenbasis von Windanlagen (BTRDB, 2012) zurückgegriffen. Tatsächlich vorhandene Windkraftanlagen werden in ATLANTIS abgebildet. Für die resultierende Differenz zwischen der Summe der installierten Leistung wird in einem zweiten Schritt die EEG-Anlagenstammdatenbank verwendet, um über eine Georeferenzierung der darin angeführten Kleinanlagen die Werte im Szenario „Referenz-2010“ zu erreichen. Abbildung 8 stellt die installierten Leistungen der Onshore-Windkraftanlagen 2011 mit denen aus NEMO gegenüber. Aus der Grafik ist ersichtlich, dass es keine wesentlichen Unterschiede zwischen den Angaben aus NEMO und den Annahmen in ATLANTIS gibt.



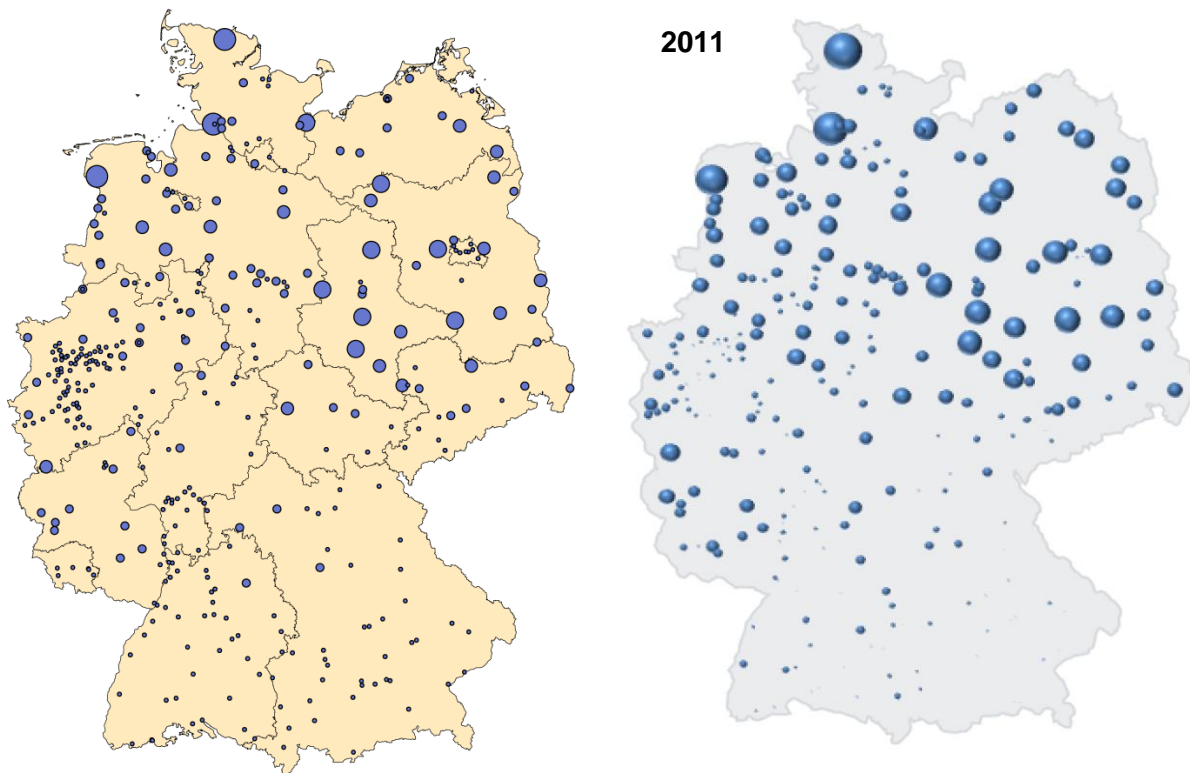


Abbildung 8: Vergleich der Onshore-Windkraftanlagen zwischen der Datenbank in ATLANTIS (links) und der Abbildung im Gutachten NEMO (rechts) jeweils für das Jahr 2011 (Consentec/IAEW, 2012)

### Wasserkraft

Der Stammdatensatz von ATLANTIS beinhaltet standortsscharfe Daten über Wasserkraftanlagen entlang der Flussverläufe<sup>20</sup> (Huber, 2011). Diese Daten basieren auf Untersuchungen der deutschen Wasserkrafterzeugung und spiegeln die tatsächlichen Wasserkraftwerke wider. Im Unterschied dazu ist in NEMO die Wasserkraft in Deutschland, entsprechend den vorhandenen Ausbaupotentialen, auf die Bundesländer aufgeteilt und die Leistung innerhalb der Bundesländer auf alle Knoten des Höchstspannungsnetzes gleichverteilt. In Übereinkunft mit der Bundesnetzagentur wird die standortexakte Abbildung ATLANTIS für Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von über 3 MW beibehalten. Die Vorgaben aus Tabelle 1 behalten trotz Abweichungen in der Methodik ihre Gültigkeit. Kraftwerke mit einer installierten Leistung kleiner 3 MW werden in Summenkraftwerken je Bundesland zusammengefasst. Die Basis hierfür ist die EEG-Anlagenliste (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a), in welcher jedes Wasserkraftwerk (inkl. Postleitzahl), welches eine EEG-Förderung bezieht, eingetragen ist. Anhand dieser Daten lassen sich die Kraftwerke einem Bundesland zuordnen, zusammenfassen und anschließend dem entsprechenden 220/380-kV-Netzknoten zuweisen.

Abbildung 9 zeigt die Wasserkraftwerkssituation in Deutschland im Jahr 2011, die Kreise in der Grafik stellen einzelne Wasserkraftwerke dar. Die Kreisfläche ist proportional der installierten Leistung eines Kraftwerks. Die Summenleistung je Bundesland ist durch die Farbgebung des entsprechenden Bundeslandes dargestellt. In Tabelle 1 ist in der Kategorie erneuerbare Erzeugung die Unterkategorie "andere reg. Erzeugung" angeführt. Hier gibt es eine Differenz zwischen den Angaben aus NEMO und den Vorgaben laut Szenariorahmen der Bundesnetzagentur. Um den Angaben in Tabelle 1 gerecht zu werden, werden in Vereinbarung mit der Bundesnetzagentur biogene Müllverbrennungsanlagen gleichverteilt über alle Knoten im deutschen Netz zugebaut.

<sup>20</sup> Die geografische Erhebung der Standorte der Wasserkraftwerke und deren Zuteilung auf die entsprechenden Netzknoten waren bereits vor Beginn des Gutachtens im Modell ATLANTIS abgebildet.

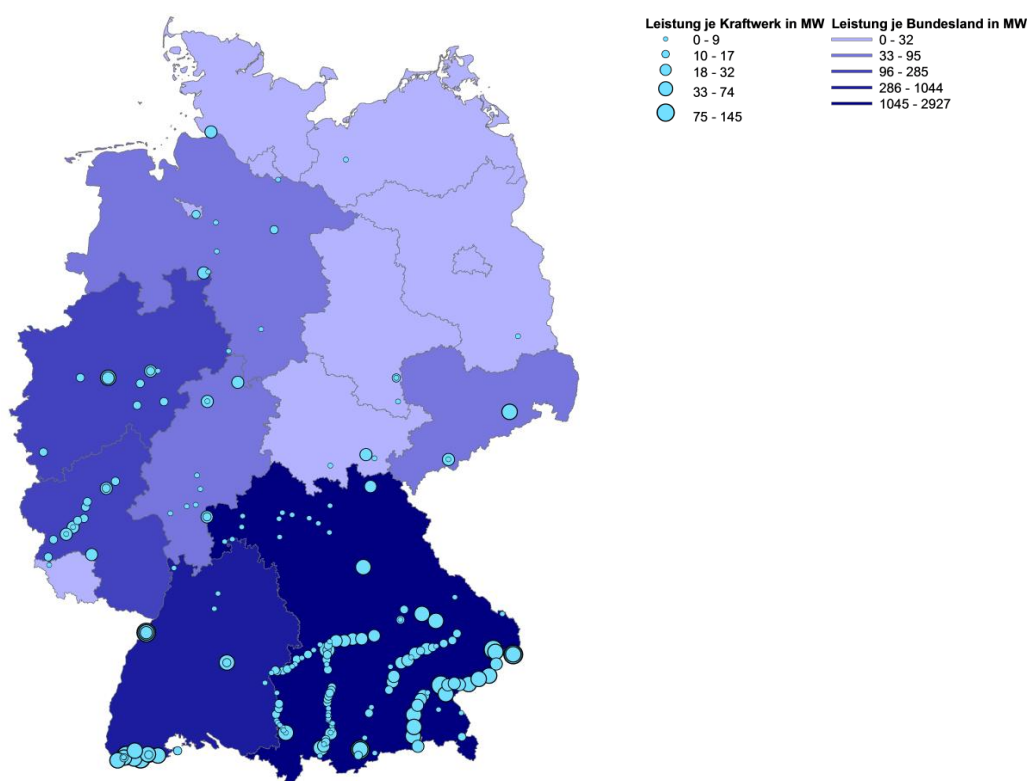


Abbildung 9: Abbildung der Wasserkraftwerke auf Anlagenebene in der Datenbank von ATLANTIS im Jahr 2011

Jene Kraftwerke, deren Erzeugung eine Dargebotsabhängigkeit aufweist, werden für Szenariorechnungen in ATLANTIS über eine Aufteilung des langjährigen Erwartungswertes der Erzeugung (je Kraftwerk) auf die einzelnen Monate verteilt. Das sogenannte Regelarbeitsvermögen (mittlere jährliche Erzeugung) zukünftiger im Szenariorahmen vorgesehener Erzeugungsanlagen mit volatiler Erzeugungscharakteristik (Windkraft, Photovoltaik etc.) errechnet sich aus der installierten Leistung und den entsprechenden Volllaststunden. Basierend auf den Volllaststunden erfolgt im Simulationsmodell ATLANTIS der Einsatz der volatilen und dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien. Die für die Simulation zugrunde gelegten Volllaststunden sind in Tabelle 2 aufgelistet und entstammen dem öffentlich konsultierten Szenariorahmen der Bundesnetzagentur.

Tabelle 2: Volllaststunden erneuerbarer Erzeugung. Datenquelle (Bundesnetzagentur, 2012a)

Technologie	A-2022		B-2022		B-2032		C-2022	
	Volllaststunden [h]	erzeugte Strommenge [TWh]	Volllaststunden [h]	erzeugte Strommenge [TWh]	Volllaststunden [h]	erzeugte Strommenge [TWh]	Volllaststunden [h]	erzeugte Strommenge [TWh]
Wasserkraft	4.641	20,9	4.641	21,8	4.641	22,7	4.641	20,0
Wind (onshore)	2.100	92,2	2.100	99,8	2.100	135,5	2.100	148,5
Wind (offshore)	3.250	31,5	3.250	42,3	3.250	91,0	3.250	54,3
Photovoltaik	800	38,4	800	43,2	800	52,0	800	38,9

Die Aufteilung des jährlichen Regelarbeitsvermögens auf Monatsbasis geschieht anhand einer statistischen Analyse der Charakteristik relevanter Eingangsparameter je Erzeugungstechnologie geographisch aufgelöst auf NUTS-2 Ebene. Abbildung 10 zeigt die Aufteilung Europas in NUTS 2 Gebiete. Nachdem im ersten Schritt die Angaben der Ausgangssituation "Referenz 2010" in ATLANTIS abgebildet sind, werden in einem nächsten Schritt die Annahmen und angewendeten Methoden für die Einhaltung der Stützstellen 2022 und 2032 näher beschrieben.

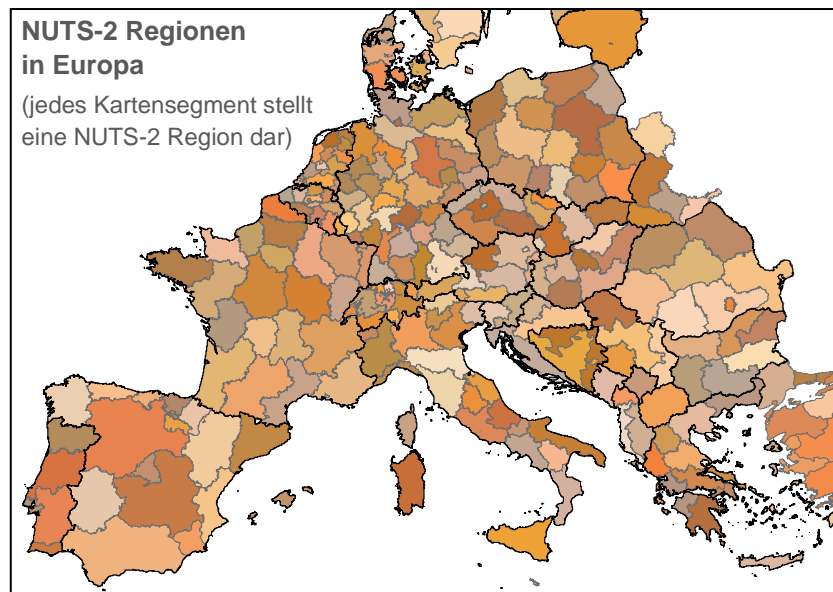


Abbildung 10: NUTS-2 Regionen in Europa<sup>10</sup> (Kartenmaterial: GADM, 2011)

#### 4.1.2 Entwicklung des Kraftwerksparks zwischen 2011 und 2022 bzw. 2032

Szenario B-2022 stellt das Leitszenario für die Untersuchungen im Rahmen dieses Gutachtens dar. Eine eingehende Beschreibung der Rahmenbedingungen dieses Szenarios ist im öffentlich konsultierten Szenariorahmen der Bundesnetzagentur nachzulesen (Bundesnetzagentur, 2012a). Das Szenario weist einen fokussierten Zubau erneuerbarer Erzeugungstechnologien auf. Gemeinsam mit dem Ausbau von Erdgaskraftwerken leisten die erneuerbaren Energien einen Beitrag für den Ersatz der Kernkraftwerke und insbesondere für die Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele. Tabelle 1 zeigt die Stützstellen für die Jahre 2022 und 2032 für das Szenario B, welche für die Berechnungen in NEPLAN - basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO - die Basis hinsichtlich der installierten Leistung darstellen.

##### Entwicklung der konventionellen Anlagen bis 2022 bzw. 2032

Die Angaben aus NEMO beinhalten detaillierte Kraftwerksdaten für die Jahre 2022 (2012+10 Jahre) und 2032 (2012+20 Jahre). Diese Daten beinhalten den Anschlussnetzknotten (220/380-kV), die installierte Leistung (Nettoleistung) und den primären Brennstoff der Kraftwerke. Für den Fall, dass das Kraftwerk nach 2011 in Betrieb geht, wird zudem das Inbetriebnahmejahr angeführt. Damit sind die wesentlichsten Parameter für die Abbildung der Kraftwerke in ATLANTIS als Eingangsgrößen bekannt. Das Simulationsmodell ATLANTIS (siehe Abschnitt 2) basiert auf einer jährlichen Betrachtung der Gesamtsystementwicklung für die europäische Elektrizitätswirtschaft. Durch dieses übergeordnete Zeitintervall auf Jahresbasis ist es notwendig ein durchgängiges Szenario aus den drei verfügbaren Stützstellen des Szenariorahmens (Ende 2010, Anfang 2022 und Anfang 2032) zu entwickeln. Dazu gehört insbesondere, dass Kraftwerksprojekte mit einem Inbetriebnahmejahr versehen werden müssen. In den vorgegebenen Daten werden in vielen Fällen keine Inbetriebnahmejahre von Kraftwerken angegeben. Weshalb die Inbetriebnahme zukünftiger Kraftwerke, so diese Information nicht verfügbar ist, angenommen werden muss. Für diese Abschätzung werden, soweit vorhanden, Projektdaten herangezogen. Liegen keine Projektdaten vor, wird auf einen möglichst gleichmäßigen zeitlichen Verlauf der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland geachtet<sup>21</sup>. In der Kraftwerksliste aus NEMO werden leistungs- und knotenspezifizierte Zubauten von Gaskraftwerken zwischen 2022 und 2032 angegeben, jedoch keine zeitliche Staffelung dieser. Für eine zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland werden diese sinnvoll gestaffelt, wobei die Reihenfolge der Zubauten der Reihung der Kraftwerke in der Liste aus NEMO entspricht.

<sup>21</sup> Eine lineare Entwicklung für Deutschland ist nicht gleichbedeutend mit einer linearen Entwicklung auf der Ebene eines jeden Netzknotens.

## Entwicklung des Kraftwerksparks erneuerbarer Energien bis 2022 bzw. 2032

In den Angaben aus NEMO werden für die Jahre 2022 und 2032 die installierten Leistungen der Wasserkraft gemäß des vorhandenen Potentials auf die Bundesländer und innerhalb der Bundesländer gleichmäßig auf die Knoten verteilt. Aufgrund der zu Beginn der ATLANTIS-Simulationen im Rahmen dieses Gutachtens bereits detaillierten standortgenauen Abbildung des aktuellen Bestandes an Wasserkraftwerken und der Annahme, dass auch das bestehende Ausbau- und Neubaupotenzial entlang der bereits genutzten Flussstrecken liegt, wird von der gleichmäßigen Verteilung auf alle Netzknoten innerhalb eines Bundeslandes in Abstimmung mit dem Auftraggeber abgewichen. Stattdessen werden die Daten aus NEMO zu Bundesländersummen zusammengefasst, derselbe Schritt wird über eine Georeferenzierung der Daten von ATLANTIS durchgeführt. In weiterer Folge werden die vorgegebenen Summenleistungen je Bundesland durch einen Zubau an neuen Wasserkraftwerken erreicht. Dabei wird überprüft, ob die Werte für 2022 und 2032 eingehalten werden und eine zeitliche Staffelung der Zubauten berücksichtigt wird. Für die Werte der installierten Leistungen in den Kategorien Wind, Photovoltaik und Biomasse sind im NEMO knotenscharfe Werte für die Stützstellen 2022 und 2032 je Kategorie angegeben. Unter der Berücksichtigung der Annahmen für 2011 werden in ATLANTIS entsprechende Kraftwerke zugebaut, um den Werten für 2022 und 2032 zu entsprechen. Wie bereits bei den konventionellen Kraftwerken argumentiert, muss auch bei diesen Kraftwerken eine zeitliche Staffelung der Zubauten durchgeführt werden. In weiterer Folge wird auf die detaillierte Betrachtung der einzelnen in Tabelle 1 angeführten Kategorien und Unterkategorien eingegangen.

Tabelle 3: Installierte Nettogleistung in GW je Bundesland in B-2022<sup>22,23,24</sup>

	Baden-Württemberg	Bayern	Berlin	Brandenburg	Bremen	Hamburg	Hessen	Mecklenburg-Vorpommern	Niedersachsen	Nordrhein-Westfalen	Rheinland-Pfalz	Saarland	Sachsen-Anhalt	Sachsen	Schleswig-Holstein	Thüringen	Ostsee	Nordsee
Braunkohle			0,2	4,6			<0,1		0,4	7,9			1,1	4,4				
Steinkohle	2,9	0,9	0,7		0,4	1,7	0,7	0,5	2,9	10,5	2	1,8			0,1			
Erdgas	1,9	5	1,6	2	0,6	0,1	1,2	0,3	4,1	9,4	1,8	0,7	1	0,5	0,9	0,4		
Öl	0,6	0,9	0,3	0,2	0,1		<0,1	<0,1	0,2	0,2					0,3			
Pumpspeicher	3,5	0,8					0,9		0,4	0,3			0,2	1	0,2	1,5		
Sonstige	0,2	0,1	<0,1	0,2			0,2		<0,1	1,4	<0,1		<0,1	<0,1	0,1			
Wasserkraft	1,1	2,8		<0,1	<0,1		0,1	<0,1	0,1	0,2	0,3	<0,1	<0,1	0,1	<0,1	<0,1		
Wind Onshore	1,3	1,3	0,1	5,9	0,1	0,1	1,3	2,3	12,6	5,7	2,2	0,3	5	1,7	6,5	1,1		
Wind Offshore																	1,5	11,5
Photovoltaik	7,2	15	0,5	2,5	0,2	0,4	3,1	1,3	6	7,9	2	0,7	1,4	2,4	2,3	1,2		
Biomasse	0,7	1,5	<0,1	0,6	<0,1	<0,1	0,5	0,7	1,3	0,8	0,3	0,1	0,5	0,6	0,5	0,4		
andere Reg	0,2	0,3	<0,1	0,1	0,1	<0,1	0,1	<0,1	0,3	0,6	0,1	<0,1	0,2	0,1	0,1	<0,1		

Die Aufteilung der gesamt installierten Kapazität ist in Tabelle 3 für das Jahr 2022 und in Tabelle 4 für das Jahr 2032 dargestellt. Die Offshore Windeinspeisung wurde in Ost- und Nordsee unterteilt. Unterschiede in den bundeslandspezifischen Leistungswerten ergeben sich aus den unterschiedlichen Regionalisierungsmethoden zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e).

<sup>22</sup> Die Zuteilung der 220/380kV-Knoten und damit der installierten Leistung je Kraftwerkstyp zu den einzelnen Bundesländern basiert auf der geografischen Lage der Netzknoten. Der Verlauf darunterliegender Netzebenen (v.a. 110kV) zwischen den Bundesländern konnte aufgrund fehlender Informationen nicht berücksichtigt werden. Ebenso gibt es Knoten welche an der Grenze zwischen zwei Bundesländern liegen, deren Leistung dennoch nur einem Bundesland zugeordnet wurden. Die Geokoordinaten der Knoten entsprechen den Angaben in NEMO.

<sup>23</sup> Abweichungen der Gesamtleistungswerte je Kraftwerkskategorie (Zeilensumme in den Tabellen) von den Werten aus dem genehmigten Szenariorahmen sind vorwiegend auf Rundungsfehler zurückzuführen. Geringfügige Unterschiede in den Kategorien „Erdgas“ und „Pumpspeicher“ resultieren aus der Modellierung von Druckluftspeicheranlagen in ATLANTIS.

<sup>24</sup> Die Steinkohlekraftwerke am Standort *Mannheim* (Summennettogleistung von rd. 2 GW in B-2022 bzw. B-2032) sind in den Tabellen dem Bundesland *Rheinland-Pfalz* zugeordnet. Im Gegensatz dazu sind die Kohlekraftwerke am Knoten *Mannheim* im ersten Entwurf des NEP der ÜNB dem Bundesland *Baden-Württemberg* zugeordnet.



Tabelle 4: Installierte Nettoleistung in GW je Bundesland in B-2032<sup>22,23,24</sup>

	Baden-Württemberg	Bayern	Berlin	Brandenburg	Bremen	Hamburg	Hessen	Mecklenburg-Vorpommern	Niedersachsen	Nordrhein-Westfalen	Rheinland-Pfalz	Saarland	Sachsen-Anhalt	Sachsen	Schleswig-Holstein	Thüringen	Ostsee	Nordsee
Braunkohle				4,6			<0,1		0,4	3,3			1,1	4,4				
Steinkohle	2,9	0,9	0,7		0,1	1,7	0,7	0,5	1,4	9,2	2	1,1						
Erdgas	3,1	5	1,6	3,3	0,6	0,1	2,8	1,6	4,1	11,9	1,8	0,7	1,9	0,5	0,9	0,4		
Öl	<0,1	0,1		0,2			<0,1	<0,1		0,1								
Pumpspeicher	3,5	0,8					0,9		0,4	0,3			0,2	1	0,2	1,5		
Sonstige	0,3	0,2	0,1	0,2	<0,1		0,3	<0,1	0,1	1,1	0,1	<0,1	0,1	<0,1	0,1	<0,1		
Wasserkraft	1,1	3		<0,1	<0,1		0,1	<0,1	0,1	0,3	0,3	<0,1	<0,1	0,1	<0,1	<0,1		
Wind Onshore	1,9	2,1	0,2	7,3	0,1	0,1	1,8	3,4	18,1	8	2,8	0,4	5,9	2,3	8,6	1,4		
Wind Offshore																	2,9	25,1
Photovoltaik	8,6	17,7	0,6	3,1	0,3	0,5	3,8	1,6	7,2	9,6	2,4	0,8	1,7	2,9	2,7	1,5		
Biomasse	0,8	1,7	<0,1	0,7	<0,1	<0,1	0,5	0,7	1,4	0,9	0,3	0,1	0,6	0,6	0,5	0,4		
andere Reg	0,3	0,4	0,1	0,1	0,1	<0,1	0,2	0,1	0,3	0,8	0,1	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		

Abbildung 11 zeigt eine Gegenüberstellung des konventionellen Kraftwerksparks für die Szenariostützstellen B-2022 und B-2032. Aus der Abbildung ist der Rückgang der konventionellen Erzeugung, allen voran jene in Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken aber auch der Zubau der erdgasbefeuerten Anlagen zwischen 2022 und 2032 zu erkennen. Die Fläche der Kreise ist dabei proportional der installierten Nettoleistung am jeweiligen Standort bzw. Einspeiseknoten<sup>25</sup>.

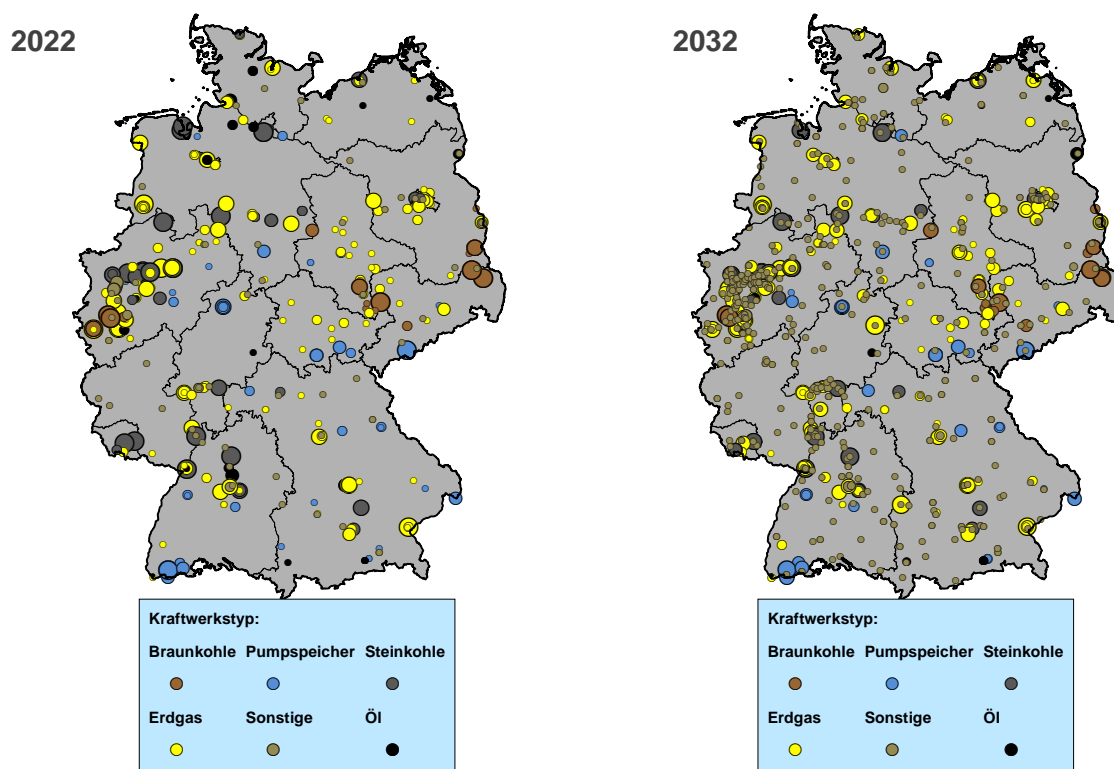


Abbildung 11: Konventioneller Kraftwerkspark B-2022 (links) und B-2032 (rechts) entsprechend der Datenbank in ATLANTIS<sup>25</sup>

<sup>25</sup> Die Rubrik „Pumpspeicher“ enthält neben klassischen Pumpspeicherkraftwerken auch die Druckluftspeicher ERES II am Netzknoten Brunsbüttel, Huntorf (CAES) am Netzknoten Huntorf und ADELE am Netzknoten Förderstedt. Dies ist auch in Tabelle 3 und in Tabelle 4 der Fall.

Abbildung 12 bis Abbildung 20 stellen den Stand der unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger für die Szenarien B-2022 und B-2032 dar. Die dargestellten Kreise stehen für einzelne Kraftwerke des jeweiligen Kraftwerkstyps, die Größe der Kreise gibt Auskunft über die Leistungskapazität der Kraftwerke. Da die Methodik zur Umsetzung der Wasserkraft in ATLANTIS von der Methode aus NEMO abweicht, wird für die Wasserkraft ein Vergleich der ATLANTIS-Annahmen mit den Annahmen aus NEMO angestellt, dieser Vergleich ist in Abbildung 12 (2022) und in Abbildung 13 (2032) dargestellt.

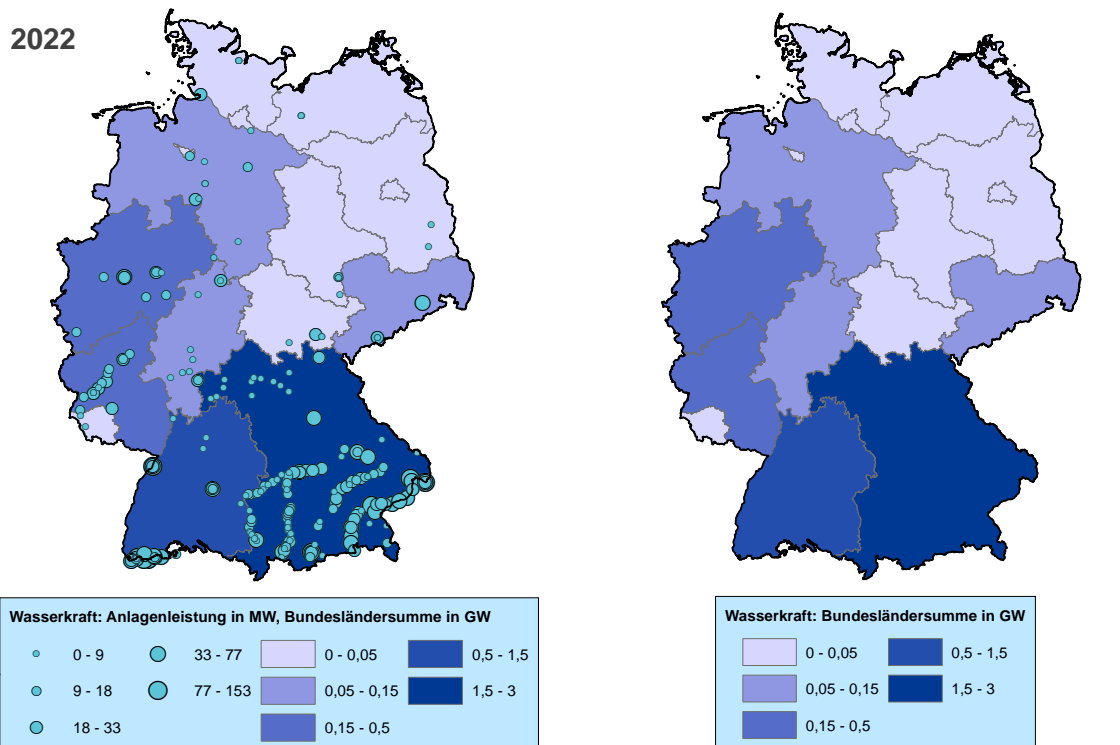


Abbildung 12: Vergleich der Wasserkraft in ATLANTIS (links) mit den Angaben laut NEMO (rechts), B-2022

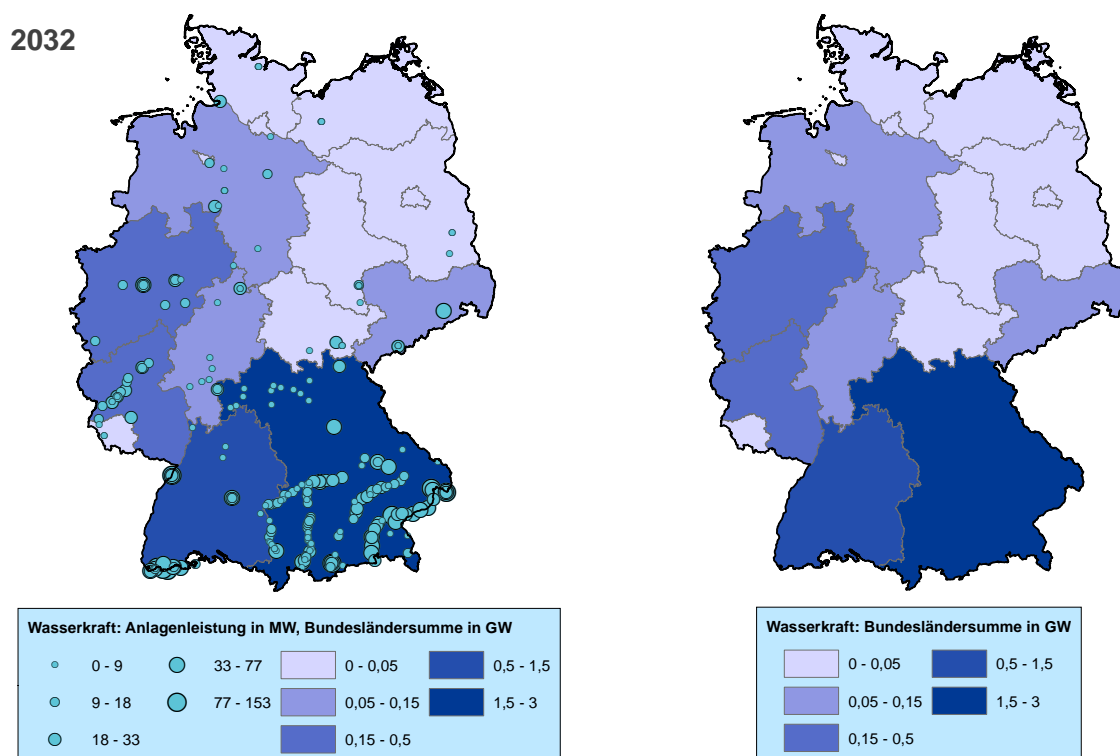


Abbildung 13: Vergleich der Wasserkraft in ATLANTIS (links) mit den Angaben laut NEMO (rechts), B-2032

2022

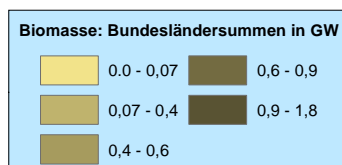
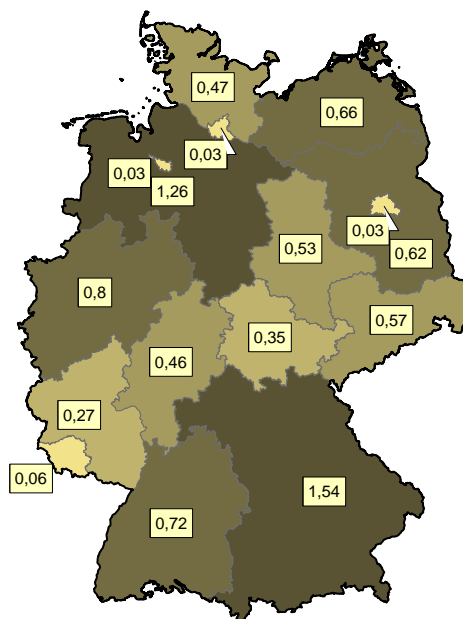
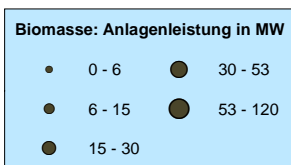
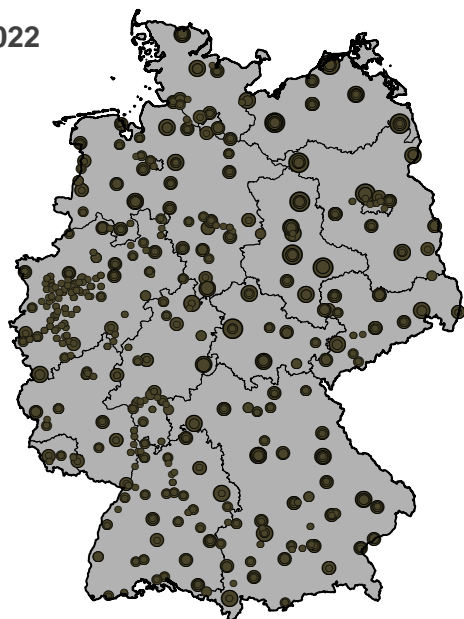


Abbildung 14: Biomasse: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2022

2032

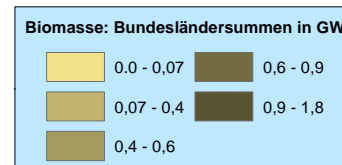
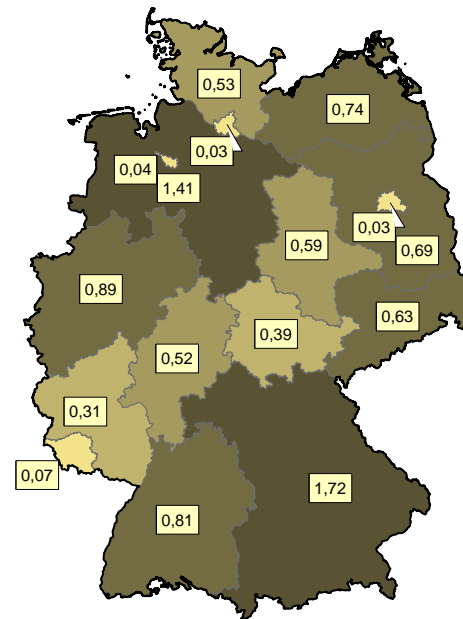
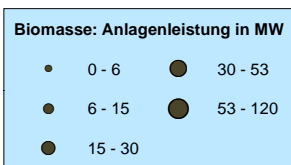
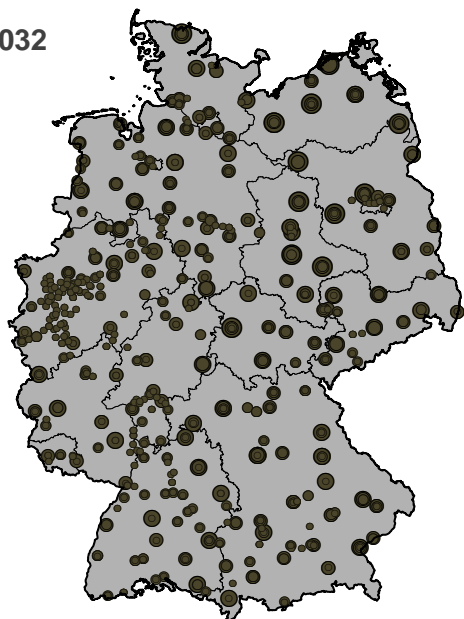


Abbildung 15: Biomasse: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2032

2022

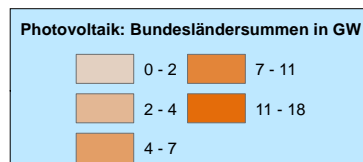
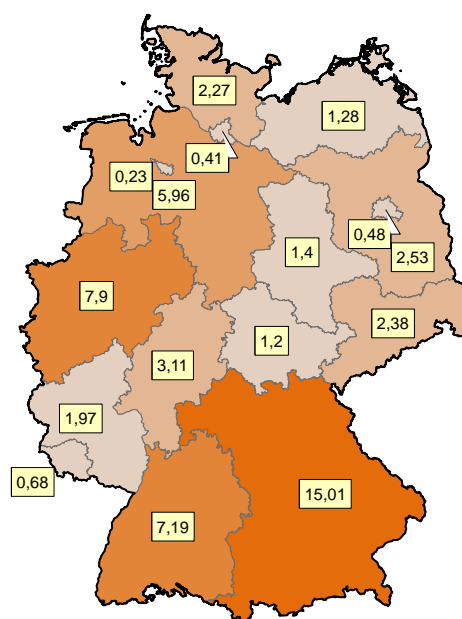
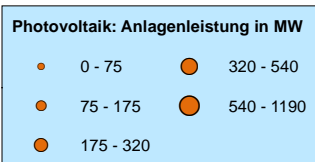
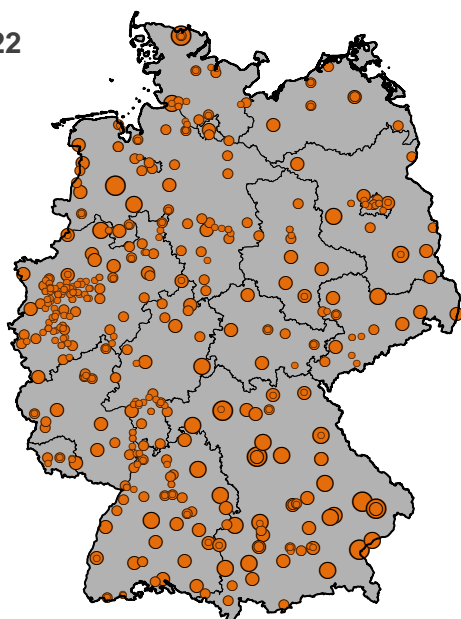


Abbildung 16: Photovoltaik: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2022

2032

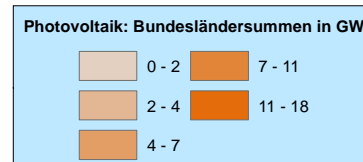
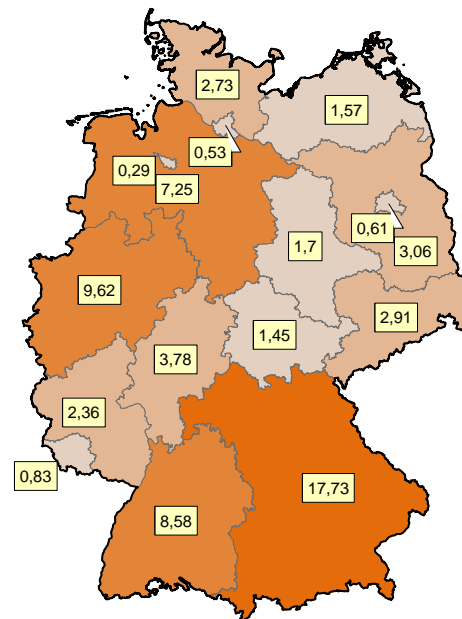
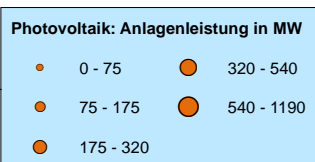
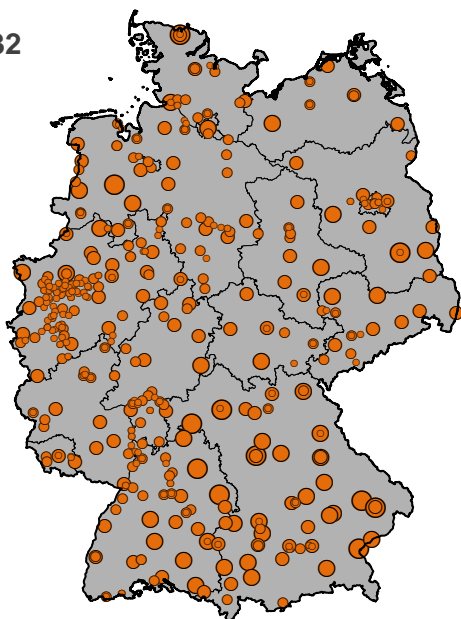


Abbildung 17: Photovoltaik: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2032

2022

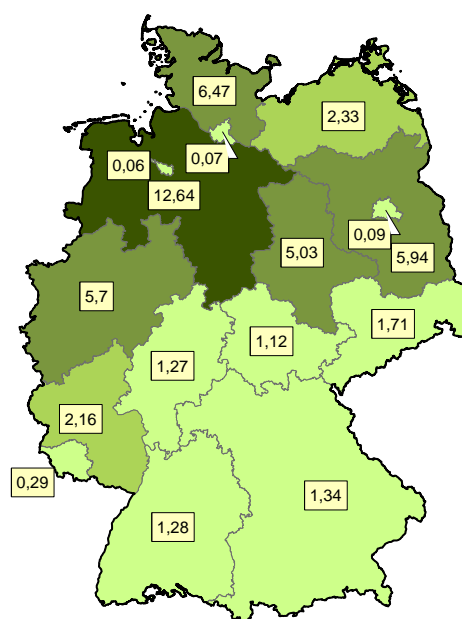
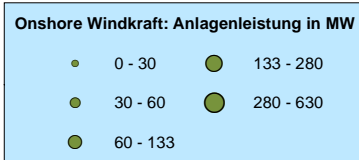
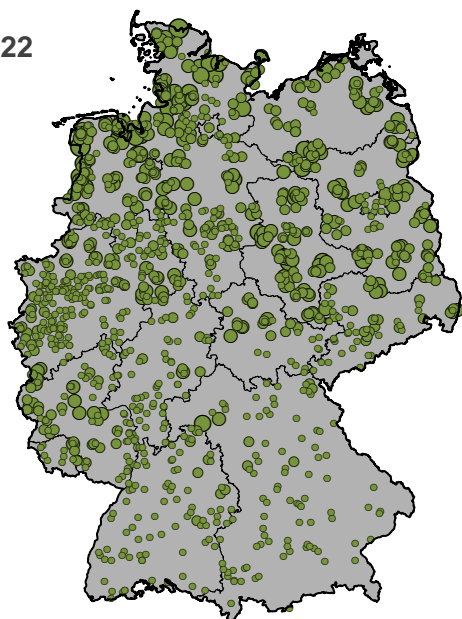


Abbildung 18: Onshore-Windkraft: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2022

2032

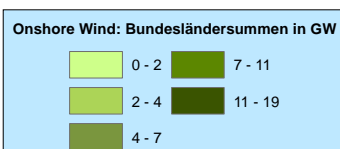
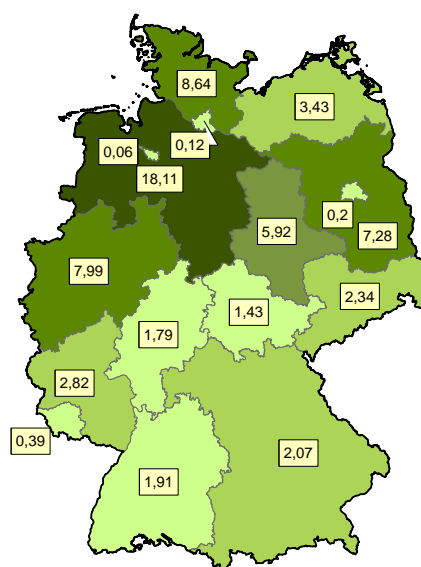
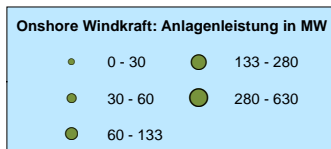
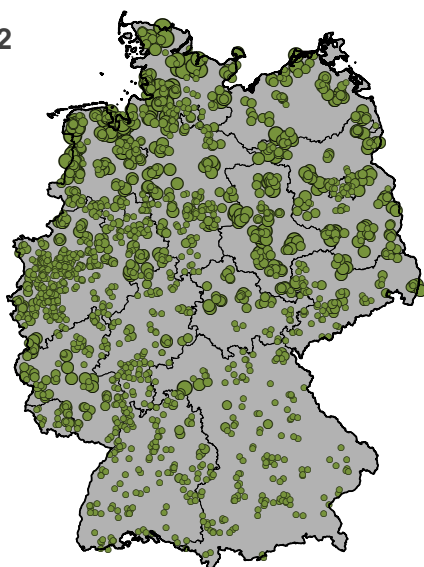


Abbildung 19: Onshore-Windkraft: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2032

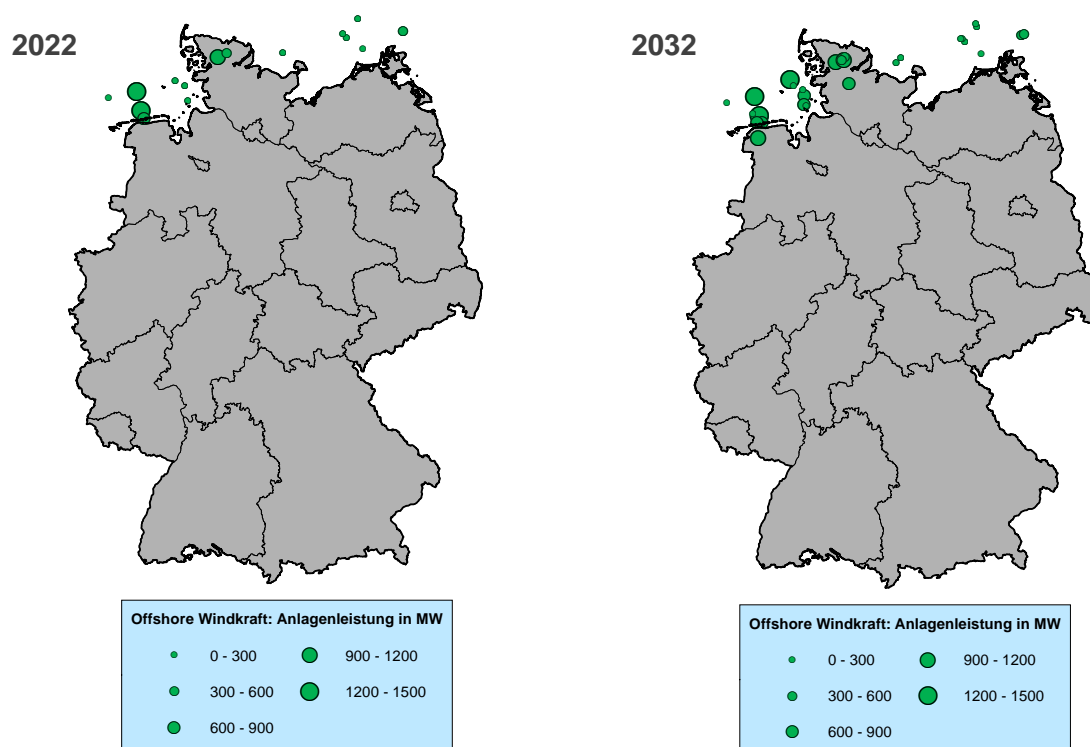


Abbildung 20: Offshore-Windkraft in ATLANTIS: B-2022 (links) und B-2032 (rechts)<sup>26</sup>

In Abbildung 21 wird dargestellt wie die *Leistungsangaben* in ATLANTIS implementiert und zu einer Jahresreihe entwickelt werden.

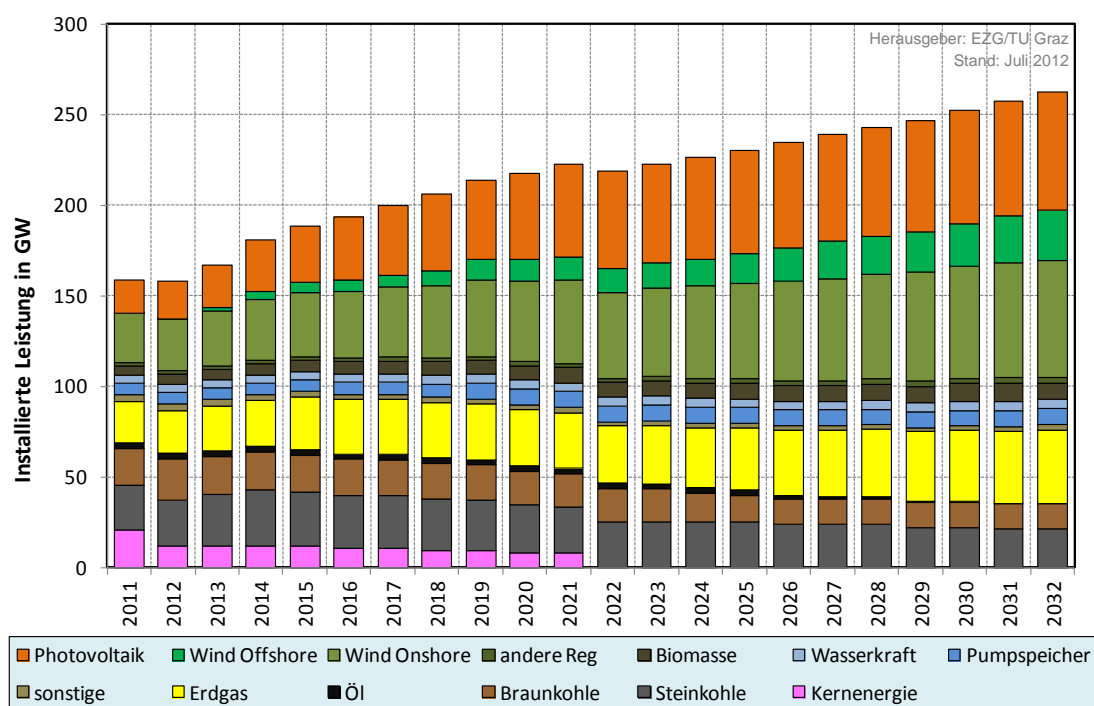


Abbildung 21: zeitliche Entwicklung der installierten *Leistung* des deutschen Kraftwerkspark im Szenario B abgebildet in ATLANTIS mit den Stützstellen B-2022 und B-2032 entsprechend dem Szenariorahmen des NEP 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a)

<sup>26</sup> Die genauen Koordinaten zukünftiger Anlagen im Rahmen der Szenarien zum NEP 2012 sind nicht bekannt, weshalb die Georeferenzierung der Offshoreanlagen von der TU Graz frei gewählt ist. Die Anlagen werden daher teilweise in der Nähe des Einspeiseknotens georeferenziert, wodurch in der Abbildung teilweise Anlagen an Land dargestellt sind. Dieser rein optische Mangel hat keinen Einfluss auf die Ergebnisse.



## 4.2 Verbrauch und Last in Deutschland

Für die ATLANTIS-Simulationen werden Lastgänge in stündlicher Auflösung für Deutschland aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012)<sup>27</sup> herangezogen. Die Auswertung des Jahreslastgangs aus NEMO ergibt dem Szenariorahmen entsprechend eine in allen Szenarien konstante Jahresspitzenlast von 84 GW. Basierend auf der in NEMO durchgeführten Regionalisierung der Last auf die 220/380-kV-Netzknoten wird auch die Lastverteilung vorgenommen. Nachdem bei der Regionalisierung des Verbrauchs im Gutachten NEMO sinnvollerweise zwischen Haushaltsverbrauchern (HH) und Verbrauchern der Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie (GHDI) unterschieden wird, wird dies auch für die Simulationen in ATLANTIS modelliert (Abbildung 22).

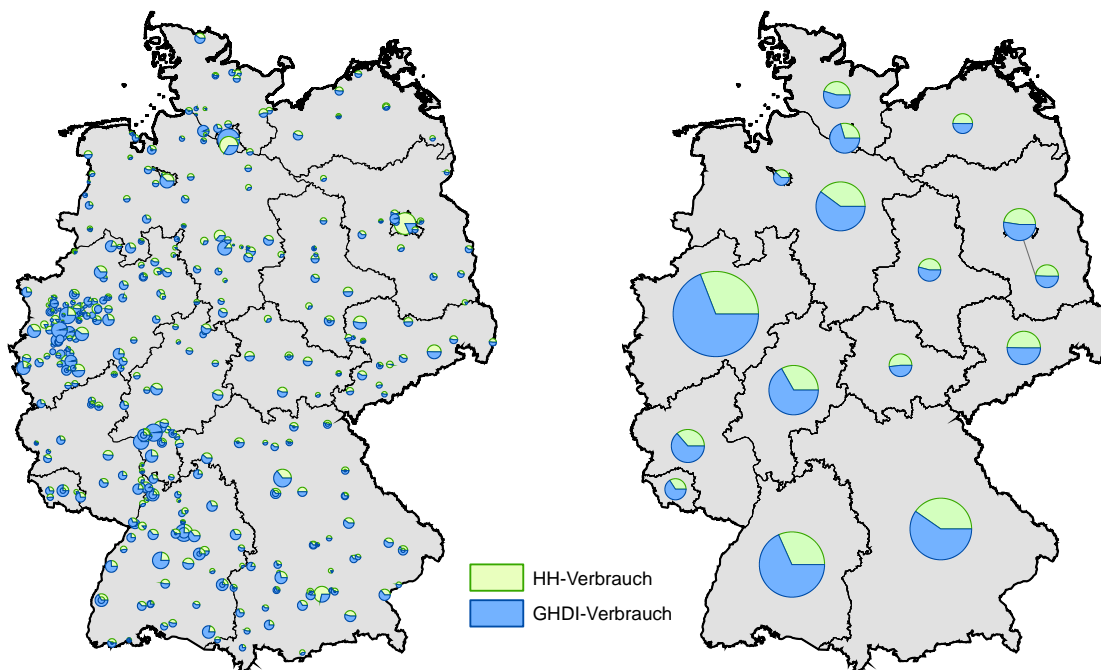


Abbildung 22: Verbrauchsverteilung je Netzknoten (links) bzw. Verteilung des Verbrauchs auf Bundesländerebene (rechts) für die Verbrauchsbestandteile Haushalte (HH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie (GHDI). Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

Aufgrund der in NEMO fehlenden getrennten Ausweisung des stündlichen Lastgangs beider Verbrauchertypen wird eine Näherungslösung verwendet. Dabei wird von den jeweils acht Netznutzungs-fällen<sup>28</sup> je Szenario ein typisches Verhältnis zwischen dem HH-Verbrauch und dem GHDI-Verbrauch für Schwachlast und Starklast ermittelt. Darauf beruhen in weiterer Folge die 8760 Stundenwerte des Verbrauchlastgangs eines Jahres, welcher schlussendlich für HH-Kunden und GHDI-Kunden getrennt in ATLANTIS einfließt. Den jeweiligen Netzknoten wird entsprechend der Regionalisierung der Last aus NEMO einer der beiden Lastgänge zugeordnet. Demand Side Management (DSM) in den Marktsimulationen in NEMO wird in ATLANTIS ebenso übernommen. Dabei wird allerdings ein statisches DSM-Potenzial an den entsprechenden 22 Netzknoten, welche in NEMO DSM-Maßnahmen aufweisen, exogen in Höhe der Leistung vorgegeben. Damit kann für diese Knoten in Zeiten geringer Last ein Zusatzverbrauch durch DSM berücksichtigt werden.

<sup>27</sup> Consentec/IAEW (2012): *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. Die dem TU Graz-Gutachten zu Grunde gelegte Fassung von NEMO wurde der TU Graz von der Bundesnetzagentur anlässlich des Arbeitsgruppenmeetings am 3./4. April 2012 in Graz übergeben.

<sup>28</sup> Diese können aus den Daten von NEMO einer exakten Stunde des betrachteten Jahres zugeordnet werden.

### 4.3 Das deutsche Höchstspannungsnetz

Für die Modellierung des deutschen Höchstspannungsnetzes (220 kV und 380 kV) wird vom Auftraggeber ein Integral-SQL-Datensatz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt<sup>29</sup>. Über das heutige Netz hinaus enthält der bereitgestellte Datensatz auch die EnLAG-Maßnahmen (EnLAG, 2011) und weitere Projekte, welche entweder genehmigt sind oder derzeit in der Umsetzungsphase sind<sup>30</sup>. Die Datenbank wurde über die in der Netzberechnungssoftware Integral zur Verfügung stehende Datenschnittstelle in einen Datensatz im UCTE-Format umgewandelt und exportiert. Die Daten im UCTE-Format werden über die Import-Funktion der Netzberechnungssoftware NEPLAN direkt in die entsprechenden Tabellen eingelesen. Darauf aufbauend erfolgt die Darstellung auf der grafischen Benutzeroberfläche des Netzanalyseprogramms NEPLAN. Um Stromflüsse über untergeordnete Netzebenen (Verteilernetze) zu verhindern, werden die im Startnetz hinterlegten Ersatzimpedanzen sowie sämtliche 110-kV-Leitungen im 110-kV-Netzmodell geöffnet bzw. entfernt, sodass kein Stromfluss möglich ist. Dies ist notwendig, da einerseits das Verteilernetz bewusst aus der Planung der Übertragungsaufgabe genommen werden soll, andererseits die knotenscharfen Last- und Einspeisedaten aus (Consentec/IAEW, 2012) ausschließlich in der Übertragungsebene definiert sind. Der finale NEPLAN- bzw. ATLANTIS-Netzdatensatz enthält damit alle für den AC-Lastfluss in NEPLAN und den DC-Lastfluss in ATLANTIS notwendigen Daten. Darunter fällt für die Leitungen insbesondere die Größe der Längselemente, der thermische Grenzstrom, die Betriebsspannung sowie Anfangsknoten und Endknoten. Auch bezüglich Freileitungsmonitoring (FLM) liefert der Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber eine entsprechende Information. Diese basieren auf den Planungsgrundsätzen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) bzw. auf der DENA Netzstudie II (dena, 2010). Aufgrund unterschiedlicher Umgebungsbedingungen (klimatischer Randbedingungen, Windgeschwindigkeiten und Umgebungstemperaturen) wird in den NEPLAN-Berechnungen sowie in den Extremfallrechnungen mit ATLANTIS eine mögliche Erhöhung der thermischen Grenzströme anhand der veröffentlichten Potentialindikationskarten angewendet. Für Transformatoren und Phasenschiebertensoren werden zusätzlich Informationen zu deren Regelfähigkeit (Stufenanzahl, Winkel) aus dem Integral-SQL-Datensatz entnommen. Unterschiedliche Sammelschienen bzw. Abzweigemasten entlang von Leitungen, welche in dem Datensatz als Anfangs- bzw. Endpunkte von Leitungen abgebildet sind, werden bestmöglich georeferenziert und in Form von Netzknoten in die Datenbanken von ATLANTIS bzw. NEPLAN aufgenommen. Aus dem Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber werden somit für das Gutachten in etwa 1.400 Netzknotenpunkte übernommen. Dabei handelt es sich sowohl um tatsächliche Umspannwerke, Sammelschienen als auch um Netzverzweigungsknoten entlang von Leitungsverläufen, welche im bereitgestellten Datensatz abgebildet sind. Alle Kupplungen zwischen Sammelschienen werden für die Simulationen zunächst als geschlossen angenommen. Diese 1.400 Knotenpunkte werden über die Bezeichnung des Umspannwerkes eindeutig den rund 460 abgebildeten Netzknoten (Umspannwerke) aus dem Gutachten NEMO zugeordnet. Damit kann sichergestellt werden, dass die Einspeisung der Kraftwerke sowie die Verteilung des Verbrauchs mit jener aus NEMO übereinstimmen. Geringfügige Abweichungen von NEMO werden im Rahmen dieses Gutachtens erläutert (z.B. geografische Verteilung der Wasserkraft). Im Abschnitt 4.4 werden neben der Abbildung des restlichen synchronen Verbundnetzes in ENTSO-E CE in ATLANTIS auch grenzüberschreitende Netzprojekte dargestellt. Für die NEPLAN-Berechnung wird das Netz außerhalb Deutschlands in Absprache mit der Bundesnetzagentur abgetrennt und der grenzüberschreitende Leistungsaustausch durch Ersatzlasten bzw. -einspeisungen nachgebildet.

<sup>29</sup> Aus dem Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber werden ausschließlich Informationen bzgl. des deutschen Höchstspannungsnetzes (in Ausnahmen auch das 110-kV-Netz) für die Modellierung in ATLANTIS verwendet. Das restliche ENTSO-E CE Höchstspannungsnetz ist bereits zu Beginn des Gutachtens in der Netzdatenbank von ATLANTIS abgebildet.

<sup>30</sup> Aufgrund fehlender Informationen zu Netzelementen, welche im Zuge der Realisierung von EnLAG-Projekten und anderen Netzprojekten ersetzt und umgebaut werden, wird das bereitgestellte Netz für die ATLANTIS-Simulationen beginnend mit dem Jahr 2012 vollständig berücksichtigt. Dies gilt nicht für grenzüberschreitende Projekte, deren Abbildung in ATLANTIS mit Inbetriebnahme und etwaiger Außerbetriebnahme von Bestandsleistungen anhand öffentlich zugänglicher Projektinformationen modelliert wurde.



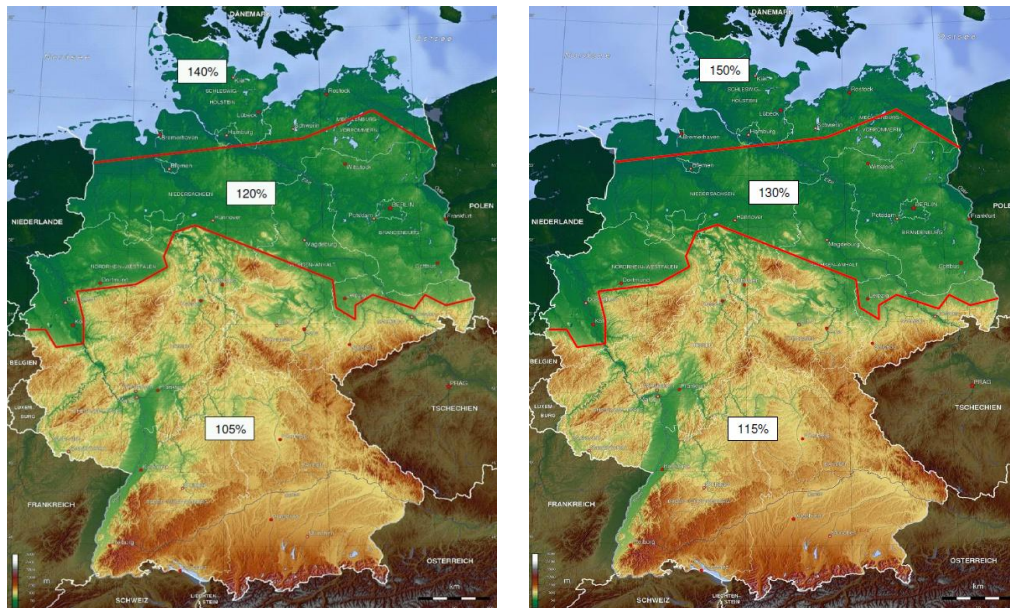


Abbildung 23: Regionale Strombelastbarkeitspotenziale von Freileitungen in Mittelwindsituation (links) und in der Starkwindsituation (rechts). Datenquelle: (dena, 2010)

#### 4.3.1 Adaptierungen von Annahmen für die Szenarienmodellierung

Im Zuge der Kalibrierung des Modells ATLANTIS für die Simulationen für den Netzausbauplan in Deutschland werden spezielle Analysen für die Integration von Kraftwerkskapazitäten vollzogen. Dies betrifft insbesondere die Anbindung von Offshorewindkraftanlagen aber auch vereinzelt konventionelle Kraftwerksanlagen, welche im Startnetz über eine Stichleitung angebunden sind bzw. generell an Netzknoten (vorwiegend 220-kV-Netzknoten) einspeisen, über deren Netzanbindungen der vollständige Abtransport der Leistung (unter Berücksichtigung der minimalen Last am Einspeiseknoten 2022 und 2032) ohne Leitungsauslastungen über 100% des thermischen Limits nicht gewährleistet werden kann. Dadurch kann ohne Netzerweiterung keinesfalls eine marktbasierte Fahrweise dieser Kraftwerke gewährleistet werden. Basierend auf der Annahme, dass im Zuge des Neubaus eines Kraftwerkes auch ein entsprechender Netzausbau vollzogen wird, welcher die grundsätzliche Einspeisung der Engpassleistung des Kraftwerks gewährleistet, werden derartige Ausbaumaßnahmen auch in ATLANTIS vorab getroffen und nachfolgend dargestellt.

##### Netzanbindung von Offshorewindkraftanlagen

Im Zuge der Anpassung des Modells ATLANTIS für die Simulationen werden spezielle Analysen für die grundsätzliche Netzintegration der Offshore-Windkraftanlagen laut der Netzknotenzuteilung im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) angestellt. In den folgenden Absätzen werden ausgewählte Anlandenetzknöten für Offshorewindkraft diskutiert.

Eine Einspeisung von rund 3.000 MW Offshorewind auf den 220-kV-Netzknoten in *Emden* würde bei der angenommenen Einspeisung aus Offshorewindkraftanlagen (Tabelle 5) zu einer thermischen Überlastung der zweifachen 220-kV-Leitung nach *Conneforde* führen. Im Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber ist eine leistungsstarke 380-kV-Anbindung von *Emden* an *Conneforde* für die Offshore-Windeinspeisung vorgesehen. Daher wird für die ATLANTIS-Simulationen die Offshore-Windkraft ebenso auf der vorgesehenen Windsammelschiene in *Emden* modelliert.

**Tabelle 5: Netzknoten für die Einspeisung aus Offshorewindkraft laut Regionalisierung im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012)**

NEMO Knoten	[kV]	Gebiet	B2022	B2032
Bentwitsch	380	Ostsee	423 MW	749 MW
Büttel	380	Nordsee	2.186 MW	2.933 MW
Diele	380	Nordsee	2.767 MW	3.000 MW
Dörpen West	380	Nordsee	1.675 MW	3.000 MW
Dollern	380	Nordsee	0 MW	1.488 MW
Emden/Borßum	220	Nordsee	3.000 MW	3.000 MW
Lubmin	380	Ostsee	1.015 MW	1.844 MW
Lübeck	220	Ostsee	47 MW	227 MW
Lüdershagen	220	Ostsee	62 MW	300 MW
Meppen	380	Nordsee	0 MW	1.959 MW
Moorriem	380	Nordsee	315 MW	1.529 MW
Rostock	380	Ostsee	3 MW	3 MW
Unterweser	380	Nordsee	315 MW	1.968 MW
Wilhelmshaven	380	Nordsee	116 MW	3.000 MW
Wilster	380	Nordsee	1.077 MW	3.000 MW

Bei dem Netzknoten *Meppen* handelt es sich um einen 380-kV-Knoten, welcher jedoch eine relativ schwache Anbindung an das umliegende Netz zeigt. Die im NEMO-Gutachten vorgesehene Windeinspeisung von knapp 2 GW im Szenario B-2032 wird für eine bessere Netzintegration für die Simulationen mit ATLANTIS auf den Netzknoten (380-kV-Netzebene) *Cloppenburg* verschoben. Laut Netzdatensatz der Übertragungsnetzbetreiber ist Cloppenburg ein zukünftiger Einspeiseknoten für Offshorewindparks.

Eine Einspeisung von Offshorewindkraft für den 220-kV-Knoten *Lübeck* ist im Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber nicht vorgesehen. Problematisch an dieser Einspeisung ist die schwache Anbindung zum nächsten leistungsstarken 380-kV-Netzknoten. Für die ATLANTIS-Simulationen wird daher der Einspeiseknoten *Lübeck* für Offshorewindkraft durch den 380-kV-Netzknoten *Wilster* ersetzt. Da es sich um geringe Leistungen in der Größenordnung von 200 MW handelt, ist die Abweichung von den Annahmen im NEMO-Gutachten in diesem Fall gering.

Ähnlich wie der Netzknoten *Lübeck* ist auch der 220-kV-Netzknoten *Lüdershagen* in der Regelzone 50Hertz im Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber kein ausgewiesener Anbindungsknoten für Offshorewindkraft. Mit *Bentwitsch* (380 kV) und *Lubmin* (380 kV) liegen zwei vorgesehene Windsammelschienen neben *Lüdershagen*. Daher wird die im Gutachten NEMO für diesen Netzknoten vorgesehene Offshoreleistung von maximal 300 MW in B-2032 für die ATLANTIS-Simulationen am Knoten *Bentwitsch* berücksichtigt.

Tabelle 6 zeigt die Anbindungsnetzknoten für die Offshorewindkraft im Szenario B-2022 bzw. B-2032. Insgesamt umfasst die Verschiebung rund 3 GW für B-2022 bzw. 5,4 GW für B-2032. Aufgrund der Prognoseunsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung eines Offshorenetzes und deren Anknüpfungspunkte an das bestehende Drehstromnetz können die Anlandeknoten zum gegenwärtigen Zeitpunkt vorwiegend durch die bestmögliche Integration in das bestehende 220/380-kV-Netz begründet und als sinnvoll angesehen werden.

Der durch Offshoreanlagen erforderliche Ausbau des 380-kV-Netzes im Nahbereich der Anlandeknoten ist Teil eines Feinplanungsprozesses, welcher mit zunehmender Detailkenntnis der Offshorepläne zutreffendere Prognosen erlaubt. Auch für die Berechnungen mit NEPLAN werden die angeführten Änderungen bzgl. der Anlandeknoten für die Offshorewindkraft vorgenommen.

**Tabelle 6: Netzknoten für die Einspeisung aus Offshorewindkraft in ATLANTIS**

ATLANTIS Knoten	[kV]	Gebiet	B-2022	B-2032
Bentwisch	380	Ostsee	484 MW	1.049 MW
Büttel	380	Nordsee	2.186 MW	2.933 MW
Cloppenburg	380	Nordsee	0 MW	1.959 MW
Diele	380	Nordsee	2.767 MW	3.000 MW
Dörpen/West	380	Nordsee	1.675 MW	3.000 MW
Dollern	380	Nordsee	0 MW	1.488 MW
Emden/Borßum	220	Nordsee	60 MW	60 MW
Emden SS1	380	Nordsee	2.940 MW	2.940 MW
Lubmin	380	Ostsee	1.015 MW	1.844 MW
Moorriem	380	Nordsee	315 MW	1.529 MW
Rostock	380	Ostsee	3 MW	3 MW
Unterweser	380	Nordsee	315 MW	1.968 MW
Wilhelmshaven	380	Nordsee	116 MW	3.000 MW
Wilster	380	Nordsee	1.124 MW	3.227 MW

### Analyse der Netzanschlussleistung von Kraftwerksprojekten im Szenariorahmen

Wie bereits einleitend erwähnt, wird eine Analyse für die Jahre 2022 und 2032 (Szenario B) durchgeführt, deren Untersuchungsgegenstand die Anschlussleistung einzelner Netzknoten im Höchstspannungsnetz ist. Es werden dabei jene Netzknoten ermittelt, an welchen die Differenz aus Engpassleistung der Kraftwerke und minimaler Verbraucherlast des untersuchten Knotens die maximal zulässige thermische Anschlussleistung dieses Netzknotens übersteigt. Anschließend wird für jeden Knoten eine vertretbare Lösung mit dem Ziel erarbeitet, die Einspeisung der Szenariokraftwerke aus rein netztechnischer Sicht bspw. durch einen unbedingt notwendigen Netzausbau (z.B. parallele Stickleitung zu einer bestehenden Leitung) zu ermöglichen. Sofern entsprechende Informationen vorliegen, wird eine Änderung des NEMO-Einspeiseknotens von Kraftwerken vorgenommen (z.B. ein Szenariokraftwerk speist anstelle des 220-kV-Knotens laut NEMO-Gutachten in den 380-kV-Knoten am selben Umspannwerk ein).

Die in NEMO (Consentec/IAEW, 2012) für jeden Netzknoten definierten Erzeugungseinheiten können nicht direkt auf das von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelte Netzmodell angewendet werden, da es teilweise zu Diskrepanzen (z.B. Spannungsebene) kommt. Aus diesem Grund werden einzelne Knoten aus dem Gutachten NEMO auf nahegelegene Netzknoten bzw. Netzknoten mit einer abweichenden Spannungsebene des Netzmodells verlegt. Die erforderlichen Anpassungen sind Tabelle 49 im Anhang A4 – Anpassungen am SQL-Datensatz ersichtlich.

## 4.4 Beschreibung des Szenarios im EU-Ausland in ATLANTIS

In den Simulationen mit ATLANTIS wird in jedem Modellschritt das gesamte Netzgebiet Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) berücksichtigt. Dies bedeutet, dass auch die Wechselwirkungen mit dem benachbarten Ausland immanenter Bestandteil der Analysen mit ATLANTIS sind, weshalb eine angemessene Abbildung möglicher zukünftiger Entwicklungen auch für das EU-Ausland vollzogen wird. Nachdem der Szenarioraum für Deutschland entsprechend dem konsultierten Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012a) und entsprechend den Informationen aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) in ATLANTIS abgebildet ist, ist es erforderlich auch die mit dem Szenario B für Deutschland konsistente Entwicklung des europäischen Auslandes in ATLANTIS nachzubilden. Dazu werden im Folgenden die Entwicklung des Kraftwerksparks, die Verbrauchsentwicklung sowie die Entwicklung des Höchstspannungsnetzes in ENTSO-E CE erläutert.

## Entwicklung des Kraftwerksparks im EU-Ausland

Die Annahmen und zugrundeliegenden Quellen für die Entwicklung des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa werden folgend beschrieben. Als Datenbasis für die Entwicklung des Kraftwerksparks der in ATLANTIS abgebildeten Länder wird das „Baseline Scenario“ aus der Studie „EU Energy Trends to 2030“ (European Commission, 2010) herangezogen. In diesem Szenario wird ein konservativer Entwicklungsansatz für den Kraftwerkspark gewählt, der sich weitestgehend am heutigen Stand und heute bereits beschlossenen Kraftwerksprojekten orientiert. Da die Datenbasis aus dem Jahr 2009 stammt, werden die Szenario-Werte aktuellen z.T. energiepolitischen Gegebenheiten und den aktuell bekannten Entwicklungen angepasst. So zum Beispiel wurde der schrittweise Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in der Schweiz im Szenario berücksichtigt. Die Projektionen des „Baseline Scenarios“ enden mit 2030. Da im Rahmen dieses Gutachtens eine Untersuchung des Jahres 2032 durchgeführt wird, werden die Daten aus dem Baseline Szenario bis 2032 weitergeführt. Für diese Weiterführung wird analysiert, aus welchen Kraftwerkstechnologien sich der Zubau zwischen 2020 und 2030 zusammensetzt. Anhand des ermittelten Entwicklungspfades wird anschließend unter Beachtung der Verbrauchsdeckung (Energiedeckung) sowie Spitzenlastdeckung und unter Berücksichtigung altersbedingt außer Betrieb gehender Kraftwerke der benötigte Kraftwerkszubau in den einzelnen Ländern ermittelt und implementiert. Dadurch wird ein annähernd stabiles *Import-Export-Verhalten* der einzelnen Länder erreicht. Die Entwicklung zeigt den generellen derzeitigen Trend weg von der Erzeugung aus Kohle und Öl hin zu Erdgas, sowie den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien, allen voran Windkraft und Sonnenenergie.

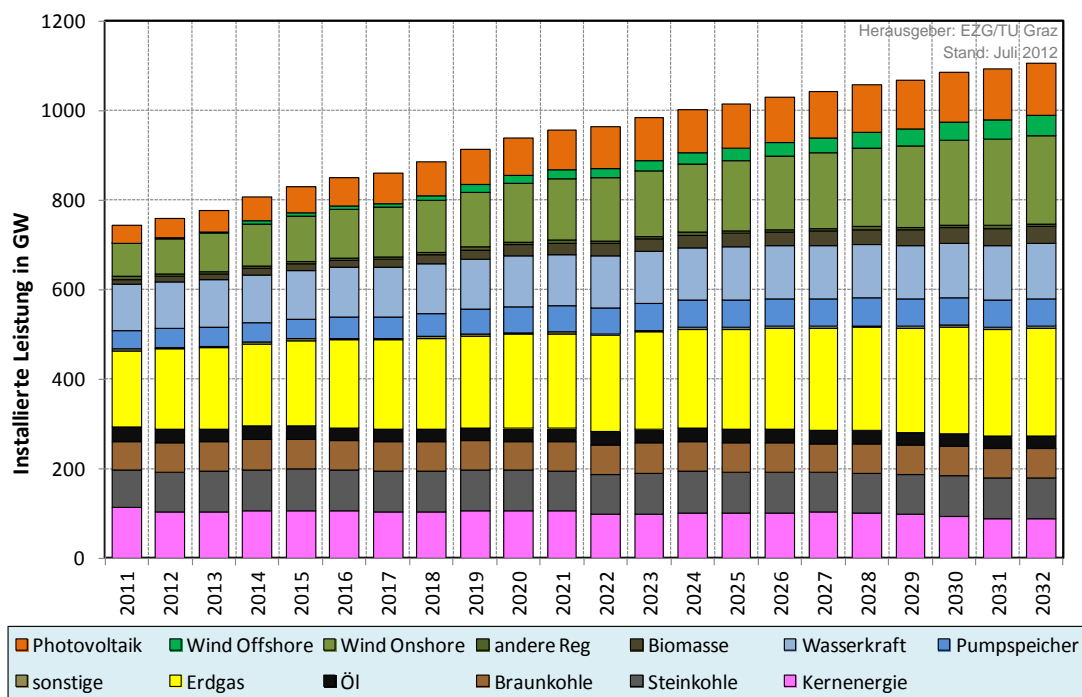


Abbildung 24: zeitliche Entwicklung der installierten *Leistung* des Kraftwerksparks im Netzgebiet ENTSO-E CE bis 2032<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Bei dem Vergleich der in Abbildung 24 dargestellten Entwicklung mit den Angaben der EU gilt es zu berücksichtigen, dass das EU-Szenario die EU-27 Länder enthält, während ATLANTIS jene Länder berücksichtigt, welche Teil des synchronen Netzes der ENTSO-E CE (ehem. UCTE) sind. In ATLANTIS werden die Grenzländer zum synchronen Netzgebiet ENTSO-E CE basierend auf historischen Import-Export-Mengen beachtet. Die EU-Mitgliedsstaaten Irland, die baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen sowie Malta und Zypern werden in ATLANTIS nicht berücksichtigt, da sie derzeit keine direkte Leitungsverbindung zum synchronen Netz der ENTSO-E CE besitzen. Von der Ukraine wird nur das synchrone Gebiet Ukraine-West modelliert.



Die Daten aus den oben genannten Quellen in Kombination mit den getroffenen Annahmen führen zu der in Abbildung 24 dargestellten zeitlichen Entwicklung des Kraftwerksparks. Die Summe der installierten Leistung aus fossiler Erzeugung steigt bis 2032 weiter an, wobei der größte Anteil an Zubauten durch gasbefeuerte Kraftwerke erfolgt. Nachfolgende Abbildungen (Abbildung 25, Abbildung 26 und Abbildung 27) zeigen den Kraftwerkspark (Deutschland und Nachbarländer) in den Jahren 2011, B-2022 und B-2032. Der Durchmesser der Kreise gibt die Summe der gesamt installierten Leistung pro Land an. Der Anteil an regenerativer Erzeugung nimmt in dem zugrunde gelegten EU-Szenario auch in den Nachbarländern Deutschlands zu, jedoch nicht im selben Ausmaß wie in Deutschland.

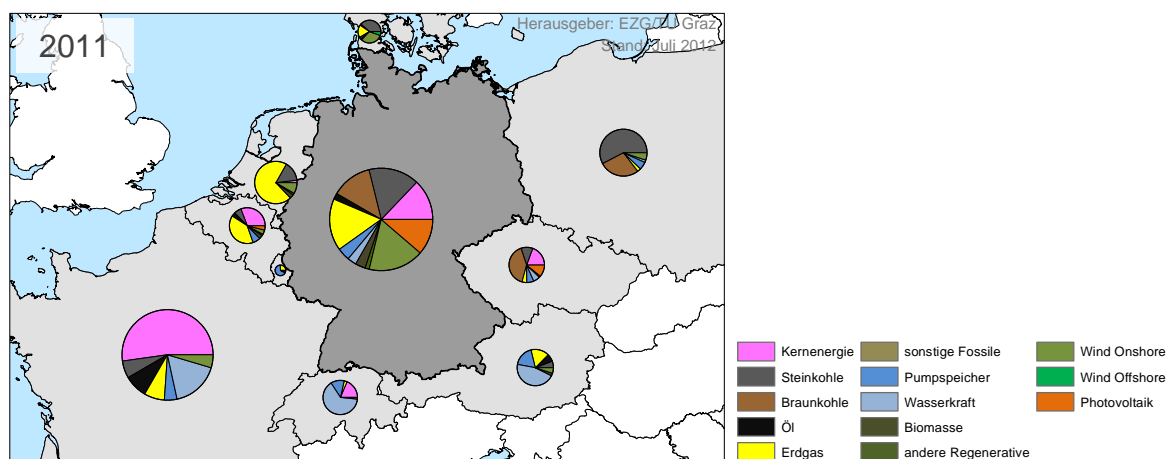


Abbildung 25: Kraftwerkspark (Leistung) in Deutschland und den Nachbarländern im Jahr 2011

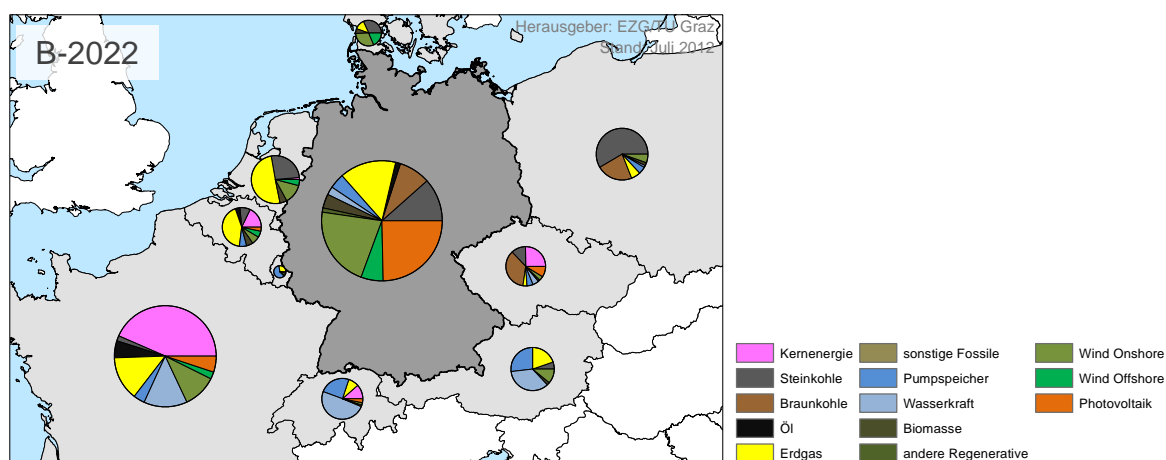


Abbildung 26: Kraftwerkspark (Leistung) in Deutschland und den Nachbarländern in B-2022

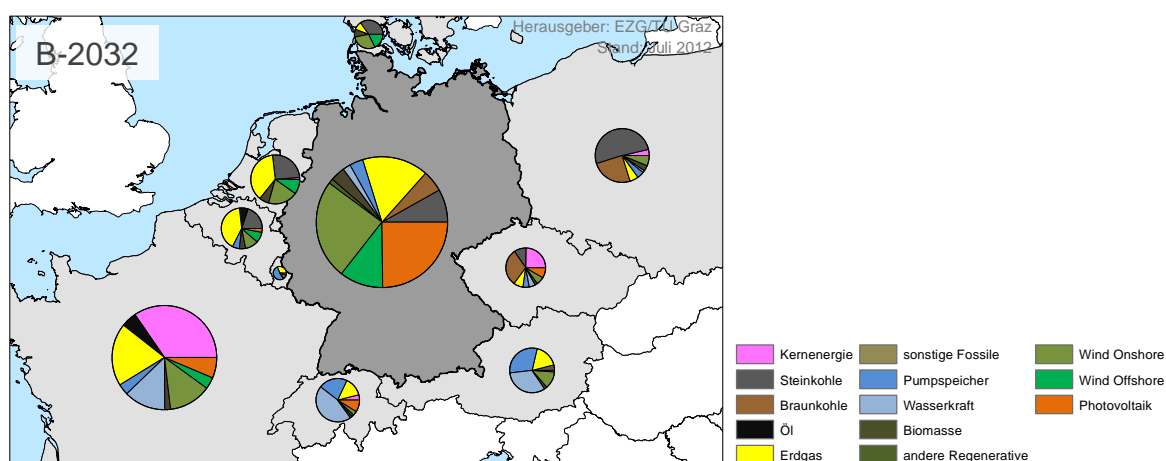


Abbildung 27: Kraftwerkspark (Leistung) in Deutschland und den Nachbarländern in B-2032

Die Basis für die Entwicklung des Verbrauchs in Europa bildet das „*Baseline Scenario*“ der Studie „*EU Energy Trend to 2030*“, wodurch gewährleistet wird, dass die Entwicklung mit den Annahmen bezüglich des Kraftwerksparks konsistent ist. Der EU Energy Trend gibt eine länderscharfe Entwicklung des Verbrauchs bis 2030 an. Jene Länder Kontinentaleuropas, die im Energy Trend keine Erwähnung finden, werden mit Werten, die den generellen Trend des Szenarios widerspiegeln, belegt. Die jährliche Erhöhung des Verbrauchs je Land wird über das Einschieben einer Bandlast in ATLANTIS implementiert. Durch diese Methode wird erreicht, dass der Verbrauch zu jeder Stunde des Jahres um einen gewissen Leistungswert ansteigt. Die Fläche der eingeschobenen Bandlast entspricht dem Verbrauchsanstieg umgerechnet in Energieeinheiten.

### Entwicklung des Höchstspannungsnetzes in ENTSO-E CE

Basierend auf der EU-Verordnung 714/2009/EG veröffentlicht die ENTSO-E im Abstand von zwei Jahren einen gemeinschaftsweiten nicht verbindlichen zehnjährigen Netzentwicklungsplan, den sogenannten „*Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E*“ (TYNDP) (ENTSO-E, 2010). Dieser erschien erstmals 2010 und bildet eine solide Grundlage für die durchgeführten ATLANTIS-Simulationen. Im Anhang A.1 des Gutachtens NEMO sind grenzüberschreitende Leitungsprojekte im Netzgebiet ENTSO-E aufgelistet. Als zusätzliche Information werden für jedes der 22 Netzprojekte Anfangs- und Endknoten angegeben. Ob das Netzprojekt bereits für die Stützstelle 2022 oder erst für 2032 als realisierbar erachtet wird<sup>32</sup>, ist ebenso in NEMO angeführt. Damit sind für die Modellierung in ATLANTIS zwar grundlegende Netzparameter (Knoten und Inbetriebnahmejahr) bekannt, nicht jedoch für die DC-Lastflussrechnung relevante Informationen über die technischen Parameter des Netzprojektes bzw. über eventuelle Umbaumaßnahmen (z.B. Ausbau und Rückbau bestehender Leitungen sowie Einschleifung von Umspannwerken auch innerhalb der Netzgebiete der am eigentlichen grenzüberschreitenden Netzprojekt beteiligten Länder), welche im Rahmen des grenzüberschreitenden Netzprojektes innerhalb der beteiligten Länder realisiert werden. In Absprache mit der Bundesnetzagentur wird folgende Reihenfolge für die Wertigkeit von Informationen für die Netzmodellierung in ATLANTIS angewendet:

1. *Angaben zum Leitungsprojekt aus NEMO* (Consentec/IAEW, 2012)
2. *Angaben zum Leitungsprojekt im TYNDP 2010 der ENTSO-E* (ENTSO-E, 2010)
3. *Angaben zum Leitungsprojekt im TYNDP 2012*<sup>33</sup> (ENTSO-E, 2012) *sowie Angaben der nationalen Übertragungsnetzbetreiber (nationale Netzentwicklungspläne sofern verfügbar)*

Bezüglich der Angaben grenzüberschreitender Netzausbauprojekte im Gutachten NEMO und der darin angegebenen Informationsbezugsquelle TYNDP 2010 ergeben sich Unterschiede. Neben den grenzüberschreitenden Netzprojekten aus dem Anhang<sup>34</sup> in NEMO sind im TYNDP 2010 weitere zum derzeitigen Standpunkt als realistisch anzunehmende Projekte angeführt, welche auch im ersten Entwurf des TYNDP 2012 (ENTSO-E, 2012) angeführt sind. In Absprache mit der Bundesnetzagentur wird eine Berücksichtigung dieser Projekte in ATLANTIS als sinnvoll erachtet. Damit kann gewissermaßen auch eine Konsistenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan hergestellt werden. Eine vollständige Auflistung der in ATLANTIS berücksichtigten Crossborder-Projekte<sup>35</sup> ist in „Anhang A6 – Grenzüberschreitende Netzprojekte“ dargestellt.

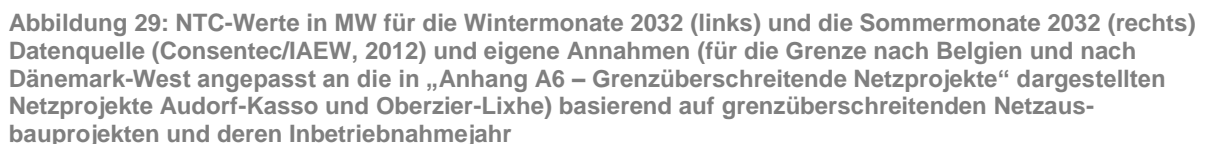
<sup>32</sup> Netzprojekte, welche laut TYNDP 2010 bzw. TYNDP 2012 bereits vor 2022 ans Netz gehen im NEMO-Gutachten für das Jahr 2022 jedoch nicht vorgesehen sind, werden für die ATLANTIS-Simulationen mit dem Inbetriebnahmejahr 2023 berücksichtigt.

<sup>33</sup> Dieser war zum Zeitpunkt der Netzmodellierung noch nicht in seiner finalen Version verfügbar. Verwendet wurde daher der für die öffentliche Konsultation veröffentlichte Draft.

<sup>34</sup> „*Tabelle mit den als realisierbar eingestufte Ausbaumaßnahmen von grenzüberschreitenden Netzkupplungsstellen*“ (Consentec/IAEW, 2012)

<sup>35</sup> Inklusive von Netzmaßnahmen, welche im Zuge des jeweiligen grenzüberschreitenden Netzprojektes auch regelzonenintern vollzogen werden.





<sup>37</sup> Dieser Wert in MW spiegelt die für den Stromhandel zur Verfügung stehende Netzkapazität an den Ländergrenzen dar, welche in Form von marktbasierter Auktionen (Market Coupling) versteigert wird.

wird eine gleichzeitige Veränderung des NTC-Wertes angenommen. Damit wird in ATLANTIS der NTC-Wert der betroffenen Grenze bereits 2025 (in Übereinstimmung mit dem Inbetriebnahmejahr des Netzprojektes) entsprechend dem Wert für das Jahr 2032 aus NEMO modelliert. Somit wird eine bestmögliche Kohärenz der Netzentwicklung und der Entwicklung der Handelskapazitäten erreicht. Für alle grenzüberschreitenden Netzausbauprojekte, welche in NEMO *nicht* berücksichtigt sind, wird in Absprache mit der Bundesnetzagentur eine eher konservative Anpassung des jeweiligen NTC-Wertes im Inbetriebnahmejahr eines Netzprojektes vorgenommen. Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen die NTC-Werte an den deutschen Grenzen für Winter und Sommer jeweils für das Jahr 2022 bzw. 2032. Diese entsprechen größtenteils den Angaben in *Anhang A.2 im Gutachten NEMO* (Consentec/IAEW, 2012).

#### 4.5 Entwicklung der Brennstoffpreise und des CO<sub>2</sub>-Preises

Im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012, S. 7) wird die Annahme eines *einheitlichen Brennstoffpreinsniveaus für das gesamte Simulationsgebiet Kontinentaleuropa* getroffen. Für die Simulationen mit ATLANTIS, in welchen das gesamte synchrone Netzgebiet ENTSO-E CE berücksichtigt wird, erweist sich diese Annahme als unzureichend. Unter Anwendung eines ökonometrischen Brennstoffpreis-Modells in ATLANTIS werden unter Berücksichtigung länderspezifischer Charakteristika der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) länderspezifische Brennstoffpreise für thermische Kraftwerke berechnet. Somit werden internationale Differenzen in den fossilen Brennstoffpreisen und deren direkte Auswirkungen auf den nationalen Kraftwerkseinsatz sowie das Import-Export-Verhalten einzelner Länder modellhaft abgebildet. Aufgrund der jährlich fortschreitenden Simulation in ATLANTIS (durchgängig von 2012 bis 2032) ist eine ebenso zeitliche Entwicklung der Brennstoffpreise erforderlich. Mit fortschreitendem Zeithorizont wird eine zunehmende Konvergenz (z.B. durch Ausbau der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger) der nationalen Brennstoffpreise angenommen. Damit wird von der im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012, S. 7) getroffenen Annahme eines einheitlichen Brennstoffpreinsniveaus für gesamte Kontinentaleuropa in den ATLANTIS-Simulationen abgewichen und den tatsächlichen Gegebenheiten verschiedener Brennstoffpreise in unterschiedlichen Ländern Rechnung getragen. Diese Unterschiede sind u.a. geprägt von nationalen Primärenergievorkommen, Bezugsstrukturen und der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger.

Nach einer eingehenden Analyse unterschiedlicher internationaler Studien<sup>38</sup> wird das *IEA World Energy Outlook (WEO) 2010 New Policies Scenario* als Basis für die Entwicklung des Brennstoffpreises in den ATLANTIS-Simulationen herangezogen. Die Brennstoffpreisentwicklung im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) beruht auf dem Szenariorahmen für den *Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber (NEP-G 2012)* (Prognos AG, 2011). Vergleicht man das Preisniveau für Rohöl aus dem *WEO IEA 2010 New Policies Scenario* (World Energy Outlook der International Energy Agency) mit der im Gutachten NEMO angesetzten Preisentwicklung für Rohöl zeigt sich ein annähernd deckungsgleicher Entwicklungspfad<sup>39</sup> (Abbildung 30). Deutliche Unterschiede ergeben sich zwischen den Entwicklungspfaden für Steinkohlepreise ebenso wie zwischen den Preispfaden für Erdgas. Dabei liegt der Unterschied zwischen *IEA WEO 2010 New Policies Scenario* und dem Szenario laut *NEP-G 2012* im Jahr 2022 in der Größenordnung von 5,3 €/MWh<sub>th</sub> bei Erdgas bzw. 5,8 €/MWh<sub>th</sub> bei Steinkohle und wächst bis 2032 auf 8,9 €/MWh<sub>th</sub> bei Erdgas bzw. 8,3 €/MWh<sub>th</sub> bei Steinkohle an. Die IEA prognostiziert tendenziell höhere Brennstoffpreise. Aufgrund der Charakteristik des fossilen Brennstoffs Braunkohle existiert kein globaler bzw. internationaler Markt für Braunkohle. Daher wird der im Gutachten NEMO basierend auf (Prognos AG, 2011) angenommene Braunkohlepreis in das Brennstoffpreismodell von ATLANTIS übernommen. Bezüglich des CO<sub>2</sub>-Preises und dessen Entwicklung werden für die ATLANTIS-Simulationen exakt die Werte aus dem Gutachten NEMO heran-

<sup>38</sup> Darunter EU Energy Trends up to 2030 Baseline Scenario (EU-Studie), IEA WEO 2009, IEA WEO 2010, DENA Netzstudie I und DENA Netzstudie II und andere.

<sup>39</sup> Zwischen den im New Policies Scenario vorgegebenen Stützstellen der Jahre 2020, 2030 und 2035 wurde linear interpoliert. Für die Wertentwicklung bei Rohöl vor 2020 wurde zusätzlich die Stützstelle für das Jahr 2015 aus (Prognos AG, 2011) herangezogen. Für die Jahre bis inkl. 2011 wurde für Rohöl eine Anpassung an tatsächliche Werte vorgenommen. Davon ausgehend wird eine linear verlaufende Annäherung an die Szenariowerte vorgenommen, wodurch die leichten Unterschiede zwischen dem Rohölpreispfad von NEMO und jenem in den ATLANTIS-Simulationen bis 2014 erklärbar sind.

gezogen. Somit werden fossile Kraftwerke basierend auf spezifischen Emissionswerten je produzierter Energieeinheit für das Jahr 2022 mit einem CO<sub>2</sub>-Preis von 26 € je Tonne CO<sub>2</sub> beaufschlagt. Im Jahr 2032 liegt der CO<sub>2</sub>-Preis bei 43 € je Tonne Kohlendioxidemission. Die Preise sind in realen Werten bezogen auf 2009 zu verstehen. Wie in Abbildung 31 dargestellt, befindet sich dieses Szenario somit im Bereich des IEA World Energy Outlook 2010 der (New Policies Scenario) bzw. des Baseline Szenario der Studie EU Energy Trends to 2030 (European Commission, 2010).

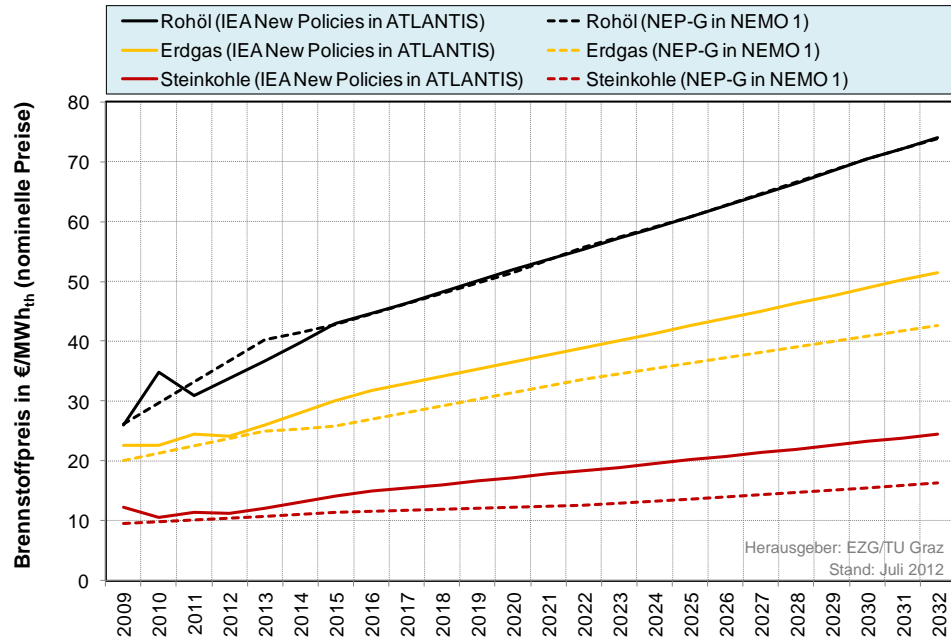


Abbildung 30: Preiseentwicklungspfade fossiler Brennstoffe im NEMO-Gutachten (basierend auf NEP-G) und IEA WEO 2010 New Policies (zwischen den Stützstellen jeweils linear interpoliert)

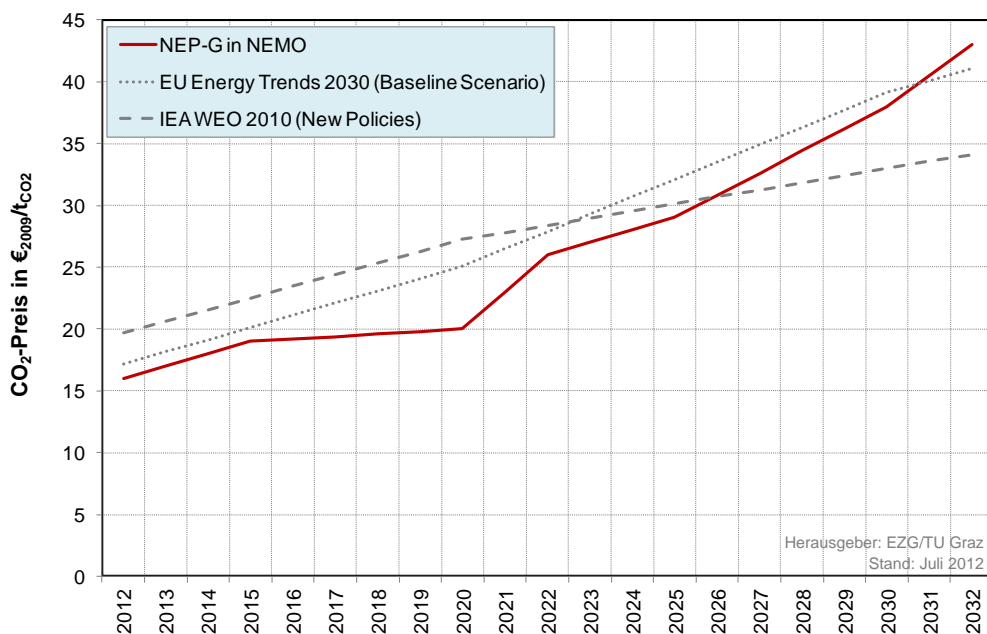


Abbildung 31: CO<sub>2</sub>-Preiseentwicklungspfade im NEMO-Gutachten (basierend auf NEP-G und IEA WEO 2010 New Policies und EU Energy Trends Studie (zwischen den Stützstellen jeweils linear interpoliert))<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Die nicht lineare Entwicklung zwischen den Stützstellen 2012, 2022 und 2032 beruht darauf, dass entsprechend der Quellenangabe im Gutachten NEMO weitere Stützstellen für die Jahre 2013 bis 2015, 2020, 2025 und 2030 aus (Prognos AG, 2011) bzw. aus (Schlesinger, Lindenberger, & Lutz, 2011) verwendet werden.

Tabelle 7 zeigt einen Vergleich der Brennstoffpreise in Deutschland und des europaweit einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preises zwischen ATLANTIS und dem Gutachten NEMO. Gleichsam wie in NEMO ist auch bei dem in ATLANTIS zugrundegelegten Brennstoffpreisniveau und dem CO<sub>2</sub>-Preis keine strukturelle Veränderung der Reihenfolge (Fuel Switch) von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten zu erwarten. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass für Deutschland keine für die Netzentwicklung maßgeblichen Einflüsse durch die von NEMO abweichenden Brennstoffpreise in ATLANTIS zu erwarten sind.

**Tabelle 7: Vergleich der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise für Deutschland im Modell ATLANTIS mit jenen im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012)**

	Einheit	ATLANTIS		NEMO	
		2022	2032	2022	2032
<b>Steinkohle</b>	EUR <sub>2009</sub> /MWh <sub>th</sub>	14,20	15,40	9,70	10,30
<b>Erdgas</b>	EUR <sub>2009</sub> /MWh <sub>th</sub>	30,09	32,62	26,00	27,00
<b>Braunkohle</b>	EUR <sub>2009</sub> /MWh <sub>th</sub>	0,55	0,58	0,55	0,58
<b>CO<sub>2</sub></b>	EUR <sub>2009</sub> /tCO <sub>2</sub>	26,00	43,00	26,00	43,00

*Anmerkung: Der Preis für Stromerzeugung aus Braunkohle wird trotz der massiven Differenzen zu den übrigen Primärenergieträgern wegen der konsultierten Ergebnisse zum Szenariorahmen übernommen.*

## 4.6 Behandlung von Auslandsknoten in NEPLAN

Die Auslandsnetze wurden nach Rücksprache mit dem Auftraggeber des Gutachtens durch Ersatzknoten mit fixierter Übergabeleistung ersetzt. Sämtliche Übertragungsleistungen der einzelnen Auslandsknoten werden dabei für jeden Netznutzungsfall durch das Gutachten NEMO vorgegeben und äquivalent dazu in NEPLAN hinterlegt. Die Austauschleistungen zum Ausland werden durch einen fixen Leistungswert charakterisiert, d.h. ein Netzausbau innerhalb Deutschlands führt in diesem Modell zu keiner Änderung der Übergabeleistungen zum umliegenden Ausland.

*Anmerkung: Diese Annahmen bzgl. der Auslandsknoten betreffen ausschließlich die Berechnungen in NEPLAN. Alle Simulationen mit ATLANTIS berücksichtigen stets das gesamte synchrone Netzgebiet ENTSO-E CE wodurch auch Wechselwirkungen mit dem umliegenden Ausland Beachtung finden.*

## 5 METHODISCHE VORGANGSWEISE UND ERGEBNISSE AUS ATLANTIS

In diesem Abschnitt wird zunächst die grundlegende Fragestellung erläutert, welche unter Anwendung des Simulationsmodells ATLANTIS beantwortet werden soll. Anschließend werden die mit ATLANTIS durchgeführten Simulationen dargestellt und beschrieben. Darauf aufbauend werden die Ergebnisse diskutiert.

Wie bereits einleitend erläutert, verändern sich durch den bevorstehenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite elektrischer Energie die zukünftigen Anforderungen an das deutsche Höchstspannungsnetz. Die örtliche Distanz und zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen und dem Bedarf an elektrischer Energie sowie Energiespeicherung erfordern einen gerichteten<sup>41</sup> Stromtransport. Das kontinentaleuropäische 380/200-kV-Höchstspannungsnetz ist für die bedarfsgerechte, lastnahe und vorwiegend thermische und fossile Erzeugungsstruktur geplant und entsprechend historisch gewachsen. Nur in beschränktem Ausmaß ist das Höchstspannungsnetz derzeit für Leistungstransporte über große Entfernungen geeignet, weshalb es neuer funktionaler Komponenten bedarf, welche in Reaktion auf die qualitativen Änderungen der Aufbringungsseite die Systemfunktion des Höchstspannungsnetzes entsprechend anpassen. Ein zuverlässiges, flexibles und entsprechend starkes Höchstspannungsnetz ist von hoher Bedeutung.

In Deutschland drängt sich daher zunehmend die Frage nach der Notwendigkeit eines Einstiegs in Overlay-Netzstrukturen wie bspw. Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ) auf. Vergleicht man die derzeitige geografische Verteilung der Aufbringungsstruktur in Deutschland mit jener des Szenario Rahmens für das Jahr B-2022 bzw. B-2032 (Bundesnetzagentur, 2012a), erkennt man deutlich die zunehmende räumliche Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dies gilt insbesondere auch unter dem Gesichtspunkt der Abnahmeverpflichtung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Es gilt, lastferne Erzeugung vor allem aus Windkraft im Norden Deutschlands (On- und Offshore) mit den verbrauchsintensiven südlicheren Bundesländern zu verbinden. Dabei darf das umliegende Ausland bei den zu erwartenden großen Nord-Süd-Transportmengen keinesfalls außer Acht gelassen werden. Zusätzlich gewinnt der Gedanke einer *Energiewende* auch in anderen Staaten hin zu einer klimafreundlichen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien zunehmend an politischer Bedeutung.

*Die Einbindung von Netzkorridoren, welche im bestehenden Netz einen gerichteten und steuerbaren Stromtransport ermöglichen, sowie die Untersuchung deren Wirkung im Gesamtsystem sind wesentliche Aufgabenstellungen, welche im Rahmen dieses Gutachtens mit den Simulationsmodellen ATLANTIS und NEPLAN behandelt werden.*

Im Folgenden werden die in den unterschiedlichen Szenario- und Extremfallrechnungen mit ATLANTIS berücksichtigten Alternativen eines Overlaynetzes vorgestellt und kurz diskutiert.

### 5.1 Beschreibung der HGÜ-Varianten für ATLANTIS-Simulationen

Bevor die in ATLANTIS berücksichtigten HGÜ-Overlayvarianten festgelegt werden können, werden verschiedene orientierende Vorabanalysen durchgeführt deren Ergebnisse nachfolgend beschrieben werden. Der Zweck dieser Vorabanalysen ist die Bestimmung der zu übertragenden Leistung vom Norden in Richtung Süden sowie die für eine HGÜ-Anbindung sinnvollen Netzbereiche. Als Basis für die nachfolgend dargestellten Analysen wird Szenario B-2032 herangezogen. Diese Langfristbetrachtung erscheint für die *strategische* Entscheidung über die zukünftige Notwendigkeit einer Overlaynetzstruktur im deutschen Übertragungsnetz zweckmäßig. Zudem begünstigt die hohe Durchdringungsrate erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen des Szenarios B-2032 die grundsätzliche Darstellung der Wirkungsweise steuerbarer Netzstrukturen im deutschen Höchstspannungsnetz. Folgende Abschnitte verfolgen daher die Absicht, die systemische Funktion eines Overlaynetzes in

---

<sup>41</sup> Unter dem Begriff „gerichteter Stromtransport“ ist der Einsatz eines Netzelements gemeint, welches in Höhe und Richtung des Lastflusses über das Maß herkömmlicher Netzelemente hinausgehend beeinflussbar ist.



Kombination mit dem vermaschten Drehstromnetz als Antwort auf den Systembruch auf der Aufbringungsseite darzustellen.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die nachfolgend dargestellten Ergebnisse durch die vorab erfolgten Konkretisierungsschritte im Prozess der Entwicklung des Netzentwicklungsplans 2012 bedingt sind.

### 5.1.1 Vorabanalyse 1 einer Starkwindsituation für 2032 im Szenario B (ohne Redispatch in ENTSO-E)

In einer ersten Vorabanalyse für den besonders schwierigen Extremfall L+W+P- (siehe Abschnitt 6.2) im Szenario B-2032 wird unter der Annahme durchgeführt, dass weder in Deutschland noch im restlichen synchronen Höchstspannungsnetz Netzrestriktionen den Kraftwerkseinsatz laut Markt verhindern können. Abbildung 32 zeigt die in dieser *unlimitierten* Extremfallrechnung erreichten *theoretischen* Auslastungen des Startnetzes in Deutschland und des Höchstspannungsnetzes im umliegenden Ausland. Dabei wird ersichtlich, dass sich innerhalb Deutschlands deutliche Leitungszüge in Nord-Süd-Ausrichtung (gekennzeichnet durch gelbe Pfeile) mit Auslastungen über 100% bezogen auf das thermische Limit der einzelnen Leitungen ausprägen. Weiters lassen sich derart hohe theoretische Auslastungen auch im benachbarten Ausland erkennen. Verdrängungslastflüsse sind insbesondere über die Niederlande und Belgien zu beobachten. Diese Netzbelastungen sind jedoch nicht ausschließlich auf die Windeinspeisung im Norden Deutschlands zurückzuführen, sondern teilweise auch auf den dem Marktergebnis entsprechenden Kraftwerkseinsatz innerhalb der jeweiligen Länder. Der kumulierte Transportbedarf entlang der in Abbildung 32 gekennzeichneten Schnittnlinie liegt für den besonders schwierigen Netznutzungsfall L+W+P- im Szenariojahr B-2032 bei rund 29 GW<sup>42</sup>. Diese Ergebnisse der DC-Lastflussrechnung gelten unter der Annahme, dass alle Leitungen theoretisch unbegrenzt belastbar sind und auch Ringflüsse über das Ausland im Rahmen des Marktergebnisses unbegrenzt möglich sind.

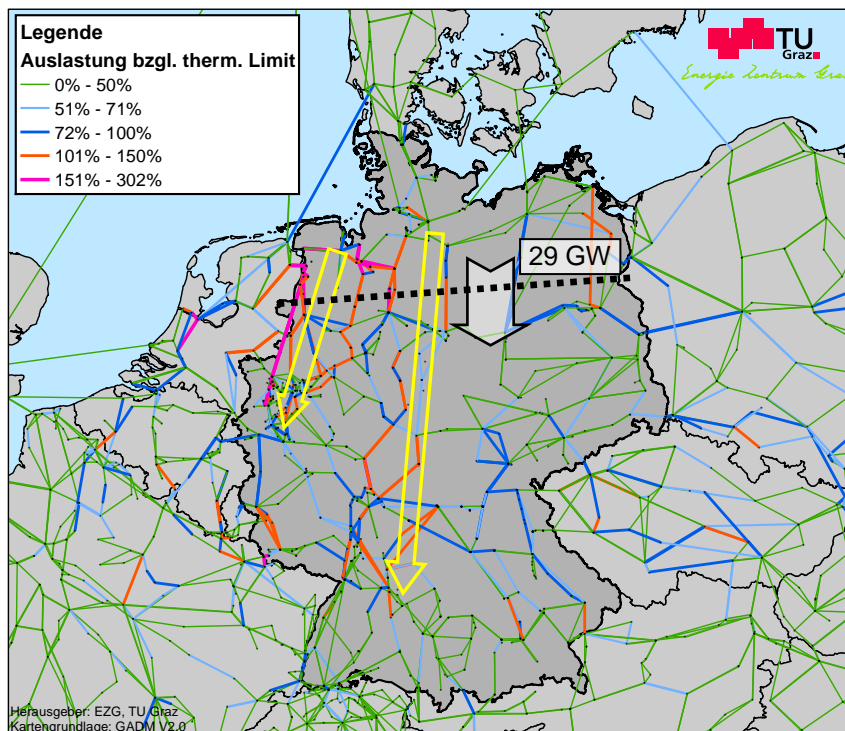


Abbildung 32: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS-Extremfallrechnung B-2032 angelehnt an den besonders schwierigen Netznutzungsfall L+W+P- bei unlimitiertem ENTSO-E CE Höchstspannungsnetz

<sup>42</sup> In Relation dazu beträgt die installierte thermische Übertragungskapazität unter Berücksichtigung der Realisierung der Startnetzmaßnahmen entlang der Schnittnlinie 27 GW. Unter Berücksichtigung eines (n-1)-sicheren Netzbetriebes ist selbst bei gleichmäßiger Aufteilung auf alle Leitungszüge eine thermische Übertragungskapazität von ca. 40 GW notwendig.



### 5.1.2 Vorabanalyse 2 einer Starkwindsituation für 2032 im Szenario B (mit Redispatch aufgrund ausländischer Netzengpässe)

Angelehnt an den Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/Schwach-PV (L+W+P-) (siehe Abschnitt 6.2) für das Szenario B im Jahr 2032 (B-2032<sup>43</sup>) aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) wird eine weitere Extremfallrechnung in ATLANTIS durchgeführt. Zweck dieser zweiten Vorabanalyse ist die Abschätzung des Nord-Süd-Transportbedarfs in einer Starkwindsituation im Jahr 2032 im Szenario B. Dabei wird zunächst das gesamteuropäische Market Coupling basierend auf dem NTC-Modell berechnet. Daran anschließend wird der kostenminimale Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Handelsergebnisses und unter Einhaltung der vorgegebenen Netzrestriktionen mittels Anwendung eines DC-Lastflussmodells bestimmt. Da diese Berechnung für das Startnetz durchgeführt wird, ist es für den beabsichtigten Zweck dieser Simulation notwendig, die Netzrestriktionen für innerdeutsche Netzelemente<sup>44</sup> und deutsche grenzüberschreitende Leitungen unberücksichtigt zu lassen. Lediglich im restlichen synchronen Netzgebiet ENTSO-E CE wird eine thermische Sicherheitsmarge von 30% und damit eine maximal zulässige Belastbarkeit von 70% des thermischen Limits jedes Netzelementes berücksichtigt. Durch diese Annahmen ist gewährleistet, dass modellhaft keine innerdeutschen Engpässe die Fahrweise der Kraftwerke laut Marktmodell beeinflussen. Abbildung 33 zeigt die Auslastung der Leitungen im Startnetz für die Berechnung des Extremfalles L+W+P- im Jahr 2032.

Für manche Leitungen des deutschen Höchstspannungsnetzes ergeben sich theoretische Auslastungen über der Grenze von 70% bezogen auf das thermische Limit. Es zeichnen sich dabei insbesondere Nord-Süd-Leitungszüge ab, welche durchgängig über 70% belastet sind. Zusätzlich zeigt die Simulation den Einfluss des europäischen Auslandes auf die Durchführbarkeit des laut Markt ermittelten Kraftwerkseinsatzes in Deutschland auf. Der hohe Vermaschungsgrad des europäischen Höchstspannungsnetzes und die nur in geringem Maße mögliche Steuerbarkeit des Leistungsflusses führen auch im angenommenen unlimitierten Netz innerhalb Deutschlands zu europäischen Ringflüssen (loop flows). Diese führen zu Netzengpässen im europäischen Ausland und in weiterer Folge auch zu einem Redispatch innerhalb von Deutschland.

*Anmerkung: Aufgrund von sicherheitsrelevanten Netzengpässen, welche im DC-Lastfluss von ATLANTIS durch die 70%-Grenze modellhaft abgebildet werden, ist es zeitweise notwendig, Kraftwerke in ihrer Produktion einzuschränken (negativer Redispatch) und im gleichen Umfang nicht marktfähige Kraftwerke anzufahren (positiver Redispatch) um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Der Leistungs- bzw. Energieumfang von Redispatchmaßnahmen ist demnach ein Indikator für das Vermögen des Netzes den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell zu ermöglichen. Diese Aufgabenstellung wird in ATLANTIS durch einen Optimierungsalgorithmus kostenminimal unter Berücksichtigung des europaweiten Marktergebnisses gelöst.*

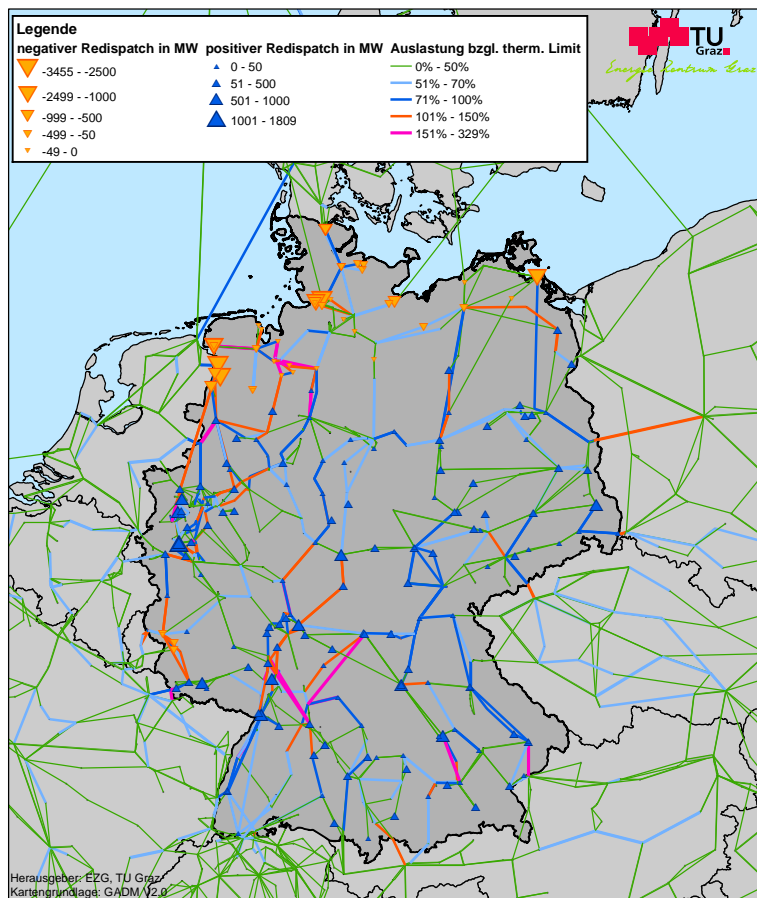
Abbildung 33 zeigt den Kraftwerksredispatch für die ATLANTIS-Berechnung des Extremfalles L+W+P- im Jahr 2032. Um die Wirkung von Transportkorridoren in Extremsituationen zu demonstrieren, werden mit Hilfe von Extremfallrechnungen die Netznutzungsfälle aus dem Gutachten NEMO hinsichtlich der momentanen Last und der Einspeisesituation aus erneuerbaren Energien in ATLANTIS nachempfunden. Dadurch erfolgt in ATLANTIS aufgrund des Modellcharakters implizit die Berücksichtigung des Gesamtsystems aus Kraftwerken, Übertragungsnetz und Verbrauch im gesamten kontinentaleuropäischen synchronen Netzgebiet sowohl durch ein europäisches Market Coupling Modell als auch durch das Redispatchmodell basierend auf einem DC-Lastfluss<sup>45</sup>. Die mit der Spitze nach unten weisenden orangenen Dreiecke in Abbildung 33 stehen für den negativen Redispatch, ihre Fläche ist proportional der am jeweiligen Netzknoten kumulierten Leistung. Sie symbolisieren damit jene Leistung, welche im Marktmodell (Market Coupling mit NTC) zwar eingesetzt aber aufgrund von Netz-

<sup>43</sup> Das Szenario B-2032 weist im genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2012 die höchste Durchdringungsrate erneuerbarer Energien auf. In den Detailberechnungen mit NEPLAN ebenso wie in ausgewählten Analysen mit ATLANTIS ist das Leitszenario B-2022 Gegenstand umfangreicher Analysen.

<sup>44</sup> Phasenschiebertransformatoren und querregelfähige Transformatoren wurden auf Mittelstellung fixiert.

<sup>45</sup> Ein Vergleich zwischen den Marktergebnissen (Kraftwerkseinsatz und Import/Export-Bilanz für Deutschland) aus NEMO und jenen Extremfallrechnungen aus ATLANTIS wird in den entsprechenden Abschnitten dieses Gutachtens angeführt.

engpässen im Ausland (Ringflüsse über das Ausland) in der Produktion eingeschränkt wird. Negativer Redispatch bedeutet somit, dass Kraftwerke, welche laut Markt aufgrund ihrer variablen Stromproduktionskosten eingesetzt würden, bedingt durch Netzengpässe zumindest teilweise in ihrer Produktion eingeschränkt werden.



**Abbildung 33: DC-Lastflussergebnis und Redispatch aus ATLANTIS-Extremfallrechnung B-2032 angelehnt an den besonders schwierigen Netznutzungsfall L+W+P- aus NEMO im unlimitierten deutschen Startnetz<sup>46</sup>**

Die blauen Dreiecke in Abbildung 33 zeigen aggregiert je Netzknoten den positiven Redispatch. Dabei speisen Kraftwerke, welche am Markt keinen Zuschlag erteilt bekommen, netzentlastend in das Höchstspannungsnetz ein. Das Ausmaß an positivem Redispatch entspricht dabei in Summe dem Ausmaß an negativem Redispatch, da das Leistungsgleichgewicht zu jedem Zeitpunkt gegeben sein muss. Betrachtet man die geografische Verteilung des negativen Redispatch zeigt sich der Schwerpunkt insbesondere an den Netzknoten im Norden Deutschlands. Positiver Redispatch wird schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen und im Süden Deutschlands erbracht. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass im Modell ATLANTIS ein auf variablen Erzeugungskosten basierender kostenminimaler Redispatch vollzogen wird. Abbildung 34 stellt die Leistungsdeckung entsprechend dem Marktmodell jener aus dem DC-Lastflussmodell gegenüber. Das Ergebnis des Marktmodells ist ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz basierend auf NTC-Werten an den nationalen Grenzen. Im DC-Lastflussmodell wird unter Einhaltung der vorgegebenen Netzrestriktionen versucht den Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell zu vollziehen. Ist dies unter Einhaltung der Nebenbedingungen nicht möglich, so wird ein kostenminimaler Kraftwerksredispatch vollzogen. Dabei zeigt der Vergleich in Abbildung 34, dass bei Einhaltung der laut Market Coupling Modell ermittelten kostenoptimalen Austauschmenge (Regelzonensaldo) ein nicht unerheblicher Eingriff in den deutschen Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen notwendig ist. Rund 24 GW Windkraft, davon 8,5 GW Offshore Windkraft, können nicht dem Markt entsprechend in das Höchstspannungsnetz integriert werden und sind daher

<sup>46</sup> Die Offshore-Windkraftanlagen sind an jenen Netzknoten an Land akkumuliert, welche im Rahmen des Gutachtens NEMO festgelegt wurden.

von Redispatchmaßnahmen in Form einer Leistungsreduktion betroffen. Aufgrund der geringen variablen Erzeugungskosten von Windkraft ist die Leistungsreduktion derartiger Anlagen bei dem in ATLANTIS verfolgten Ansatz eines kostenminimalen Redispatches eine der letzten Maßnahmen, die für einen sicheren Netzbetrieb<sup>47</sup> ergriffen wird. Als Ersatz für die Leistungsreduktion erneuerbarer Energieerzeugung werden kostenoptimiert thermische Kraftwerke, vorwiegend Erdgas-, Kohle- und Biomassekraftwerke hochgefahren.

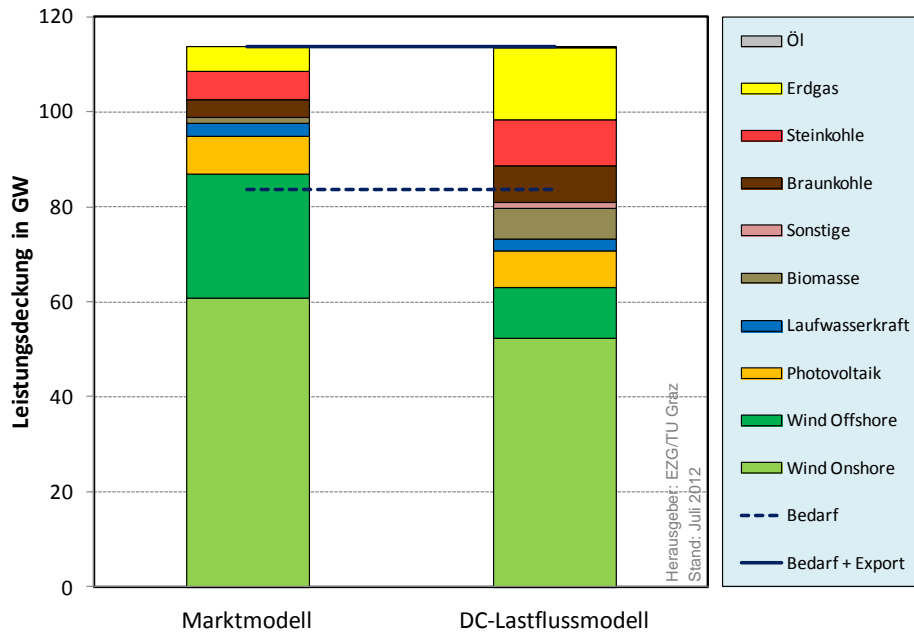


Abbildung 34: Vergleich des Kraftwerkeinsatzes laut Marktmodell mit jenem laut DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für L+W+P- im Jahr B-2032 in ATLANTIS

Die durchgeführte Extremfallrechnung L+W+P- im Jahr 2032 mit dem Startnetz zeigt somit einen Nord-Süd-Transportbedarf in der Größenordnung von über 20 GW. Diese Leistungszahl dient unter Berücksichtigung des im Startnetz vorhandenen 220/380-kV-Höchstspannungsnetzes als erste Orientierung für den Leistungsumfang von NOVA-Maßnahmen im Drehstromnetz und einer Overlaystruktur.

### 5.1.3 Vorabanalyse 3: Nutzen und Wirkung von steuerbaren Transportkorridoren

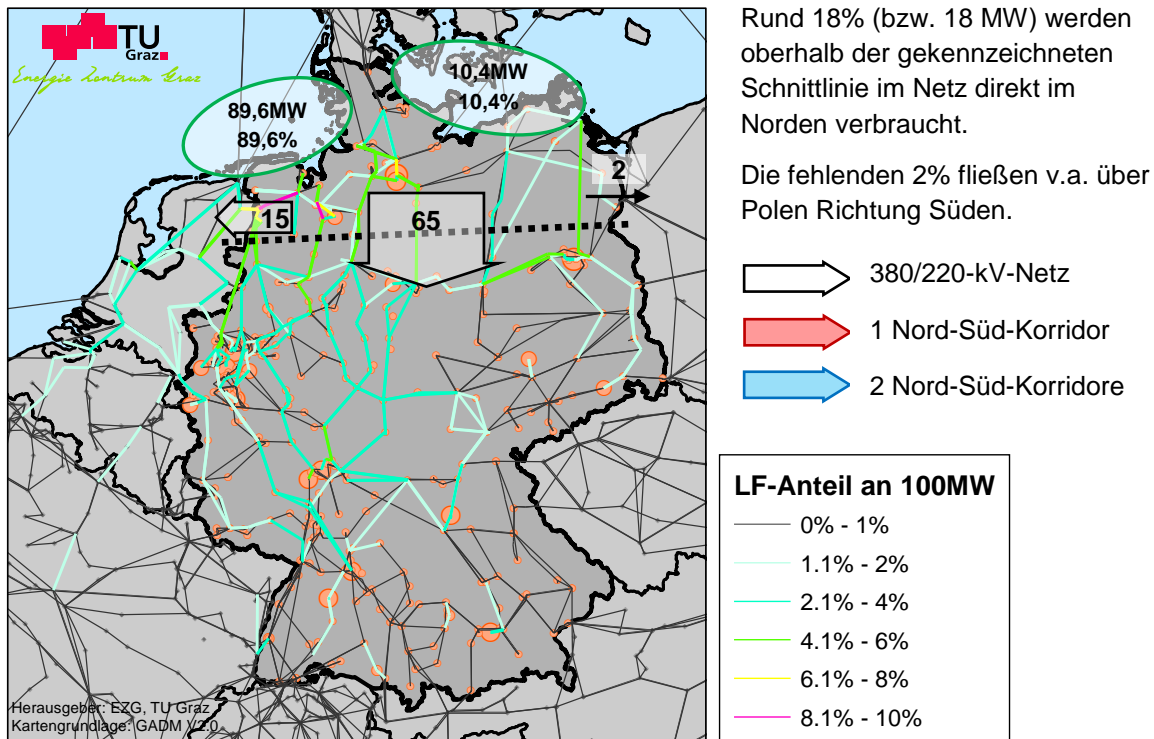
Die in den Abschnitten 5.1.1 und 5.1.2 gezeigten Ergebnisse geben einen Hinweis auf die Notwendigkeit einer Netzinfrastruktur, welche durch die Steuerbarkeit hinsichtlich des Nord-Süd-Transportes charakterisiert ist. In einer weiteren ATLANTIS-Simulation wird daher die Wirkung von Transportkorridoren innerhalb Deutschlands auf das restliche 220/380-kV-Höchstspannungsnetz analysiert. Dazu wird zunächst der Verbrauch in Deutschland, der regionalen Aufteilung laut dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) entsprechend, auf 100 MW normiert. Die Offshore-Windkraft im Norden Deutschlands wird entsprechend auf eine Summenleistung von 100 MW gesetzt. Alle im Szenariorahmen vorgesehenen Offshoreanlagen in der Nord- und Ostsee erzeugen angelehnt an das Verhältnis zwischen Nord- und Ostsee im Szenario B-2032 denselben Anteil an den 100 MW. Damit erzeugen die Anlagen in der Ostsee in Summe 10,4 MW, die restlichen 89,6 MW entfallen auf die Nordsee. Dadurch erreicht man eine ausgeglichene Leistungsbilanz von 100 MW Erzeugung und 100 MW Last. Die daraus resultierenden Lastflüsse verteilen sich entsprechend den im DC-Lastfluss vorgegebenen Netzparametern. Durch die Normierung auf 100 MW können die sich einstellenden Leistungsflüsse auch als Prozentsätze interpretiert werden.

Ziel der Analyse ist der Nachweis über die Wirkung steuerbarer Netzelemente in einem Drehstromnetz. Abbildung 35 zeigt die Aufteilung des Lastflusses im Startnetz bzw. im ENTSO-E Höchstspannungsnetz inkl. der Projekte aus dem TYNDP (ENTSO-E, 2010). Nördlich der Schnittlinie im

<sup>47</sup> Im Rahmen der in ATLANTIS durchgeführten DC-Lastflussrechnungen beinhaltet der Begriff „sicherer Netzbetrieb“ die Einhaltung der Netzrestriktionen.

deutschen Höchstspannungsnetz werden entsprechend der geografischen Verteilung laut NEMO rund 18% bzw. 18 MW verbraucht. Von den restlichen 82 MW fließen rund 65 MW innerhalb Deutschlands Richtung Süden. Weitere 15 MW fließen als Ringfluss nördlich der Schnittlinie über die Grenze in die Niederlande.

Die restlichen 2 MW bilden vorwiegend über die Grenze nach Polen einen Ringfluss, welcher sich südlich der Schnittlinie wiederum über Polen und Tschechien schließt. Gemessen an der gesamten Nord-Süd-Leistung von rund 82 MW fließen rund 80% über das innerdeutsche Höchstspannungsnetz, rund 20% über das Ausland, vorwiegend über die Niederlande.

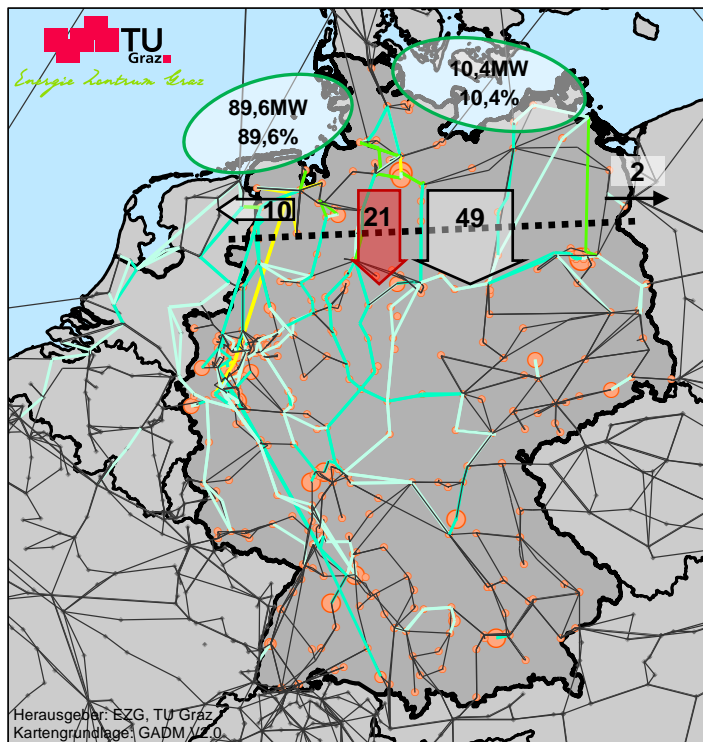


**Abbildung 35: Verteilung des DC-Lastflusses im Startnetz bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der orangenen Kreise proportional zum Verbrauch)**

In Abbildung 36 ist das Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in einer Variante mit einem Overlaykorridor innerhalb Deutschlands und sonst gleichem 380/220-kV-Höchstspannungsnetz wie in Abbildung 35 dargestellt. An der Lastaufteilung hat sich im Vergleich zur vorherigen Berechnung nichts geändert, so dass auch in diesem Fall rund 18 MW bzw. 18% nördlich der Schnittlinie verbraucht werden. Aus der im Zuge der Entwicklung des Modells ATLANTIS entworfenen Methodik, Overlaykorridore in einem DC-OPF-Modell systemoptimal einzusetzen, ergibt sich immanent die Steuerbarkeit derartiger Elemente. Somit zeigt die Berechnung, dass rund 49 MW über das innerdeutsche Höchstspannungsnetz fließen und rund 21 MW von dem steuerbaren Transportkorridor getragen werden.

In Summe fließen somit 70 MW im Vergleich zu den 65 MW ohne Transportkorridor innerhalb Deutschlands Richtung Süden. Demnach reduzieren sich die Ringflüsse über das Ausland. Das in Abbildung 37 dargestellte Lastflussergebnis beruht auf der Annahme von zwei steuerbaren Nord-Süd-Transportkorridoren in Deutschland. Verglichen mit dem Ergebnis mit einem Korridor ergeben sich ähnliche Werte für den Anteil, welcher über das Ausland fließt. In Deutschland können durch den zweiten Korridor weitere Kapazitäten im 380/220-kV-Höchstspannungsnetz frei gemacht werden.





Rund 18% (bzw. 18 MW) werden oberhalb der gekennzeichneten Schnitlinie im Netz direkt im Norden verbraucht.

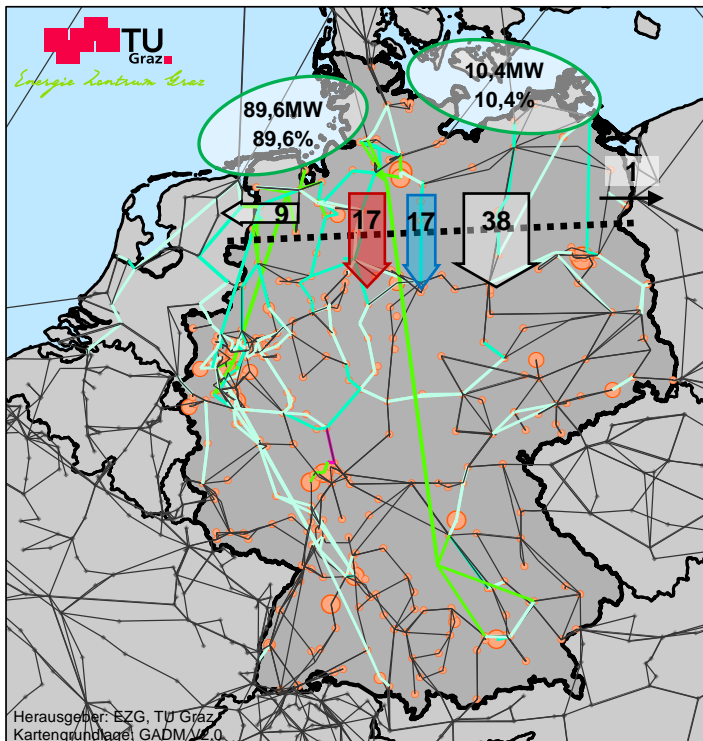
Die fehlenden 2% fließen v.a. über Polen Richtung Süden.

- 380/220-kV-Netz
- 1 Nord-Süd-Korridor
- 2 Nord-Süd-Korridore

#### LF-Anteil an 100MW

- 0% - 1%
- 1.1% - 2%
- 2.1% - 4%
- 4.1% - 6%
- 6.1% - 8%
- 8.1% - 10%

Abbildung 36: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit einem Nord-Süd-Korridor bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der orangenen Kreise proportional zum Verbrauch)



Rund 18% (bzw. 18 MW) werden oberhalb der gekennzeichneten Schnitlinie im Netz direkt im Norden verbraucht.

Das fehlende 1% fließt v.a. über Polen Richtung Süden.

- 380/220-kV-Netz
- 1 Nord-Süd-Korridor
- 2 Nord-Süd-Korridore

#### LF-Anteil an 100MW

- 0% - 1%
- 1.1% - 2%
- 2.1% - 4%
- 4.1% - 6%
- 6.1% - 8%
- 8.1% - 10%

Abbildung 37: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit zwei Nord-Süd-Korridoren bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der orangenen Kreise proportional zum Verbrauch)



Vergleicht man die drei durchgeführten Analysen, zeigt sich, dass der Anteil der 100 MW, welcher über das Ausland fließt, am *gesamten Leistungsfluss im 380/220-kV-Netz* (exkl. der Transportkorridore) in etwa in der Größenordnung bei konstant einem Fünftel liegt (Tabelle 8). Gemessen am *Gesamtfluss inkl. der Transportkorridore* hingegen ist ein deutlicher Rückgang der physikalischen Exporte oberhalb der Schnitlinie durch die Verwendung der Transportkorridore zu beobachten, wodurch die positive Wirkung steuerbarer Netzelemente auf das 220/380-kV-Drehstromnetz gezeigt werden kann.

**Tabelle 8: abschließender Vergleich der Lastflussverhältnisse in der 100MW-Sensitivitätsanalyse über die Wirkungsweise steuerbarer Nord-Süd-Transportkorridoren im deutschen Höchstspannungsnetz**

Angaben in MW bzw. %	Startnetz	ein Korridor	zwei Korridore
innerdeutscher Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz	65	49	38
Leistungsfluss auf dem <i>linken</i> Transportkorridor	-	21	17
Leistungsfluss auf dem <i>rechten</i> Transportkorridor	-	-	17
Export ins Ausland <i>nördlich der Schnitlinie*</i>	17	12	10
Exportanteil am Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz	20,7%	19,7%	20,8%
Exportanteil am gesamten Leistungsfluss	26,2%	17,1%	13,9%

\*...Schnitlinie in den gezeigten Abbildungen (Abbildung 35, Abbildung 36 und Abbildung 37)

Damit sind die Wirkungsweise und der Nutzen von Transportmöglichkeiten am Beispiel eines theoretischen Verhaltens steuerbarer Strukturelemente verdeutlicht. Im folgenden Abschnitt werden die im Rahmen der ATLANTIS-Simulationen angewendeten Overlayvarianten beschrieben.

#### **ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT DER GEZEIGTEN ANALYSEN MIT ATLANTIS:**

Absicht der gezeigten Analysen mit ATLANTIS ist es, die Notwendigkeit und Wirkung steuerbarer Transportkorridore in Deutschlands darzustellen. Zudem werden die Auswirkungen steuerbarer Netzelemente auf das umliegende Höchstspannungsnetz in Deutschland und im umliegenden Ausland gezeigt.

- ❖ *Die durchgeführte Extremfallrechnung für das Jahr 2032 zeigt im Startnetz einen Nord-Süd-Transportbedarf von mehr als 20 GW. Diese Leistungszahl dient unter Berücksichtigung des im Startnetz vorhandenen 220/380-kV-Höchstspannungsnetzes als erste Orientierung für den Leistungsumfang einer Overlaystruktur.*
- ❖ *Innerhalb Deutschlands lassen sich für eine Starkwindsituation 2032 ausgeprägte Nord-Süd-Belastungen im bestehenden 220/380-kV-Höchstspannungsnetz erkennen.*
- ❖ *Der Ausbau erneuerbarer Energietechnologien führt zunehmend zu einer Belastung der Höchstspannungsnetze des umliegenden Auslandes. Netzengpässe im Ausland können die Integration der erzeugten Energie aus dargebotsabhängigen Technologien in Deutschland negativ beeinflussen.*
- ❖ *Der Einsatz steuerbarer Transportkorridore entlastet das bestehende 220/380-kV-Drehstromnetz. Zusätzlich verringern sich die Ringflüsse über das Ausland.*

## 5.2 Beschreibung möglicher alternativer Overlayvarianten und der in ATLANTIS durchgeführten Simulationen

In der ersten Overlayvariante verläuft der Korridor zweigeteilt. Beginnend im Netzgebiet im Nordwesten Deutschlands (Nordseeküste) verläuft **Korridor A1** nach Nordrhein-Westfalen. Von dort verläuft **Korridor A2** weiter in Richtung Südwesten Deutschlands. Abbildung 38 zeigt den Verlauf der in weiterer Folge als **TUG1K-Variante** bezeichneten Overlayvariante. Es sei darauf hingewiesen, dass der exakte Verlauf der Korridore nicht Untersuchungsgegenstand dieses Gutachtens ist.

Die obere Leistungsgrenze eines HGÜ-Systems wird, entsprechend dem von ENTSO-E angenommenen Referenzszenario im synchronen Netzgebiet (ENTSO-E, 2011), bei 3 GW angesetzt. Ebenso wird die technische Reife und Marktverfügbarkeit derartiger HGÜ-Leitungen antizipiert. Bezüglich der Übertragungsleistung wird zunächst die Annahme von dreimal 3 GW sowohl in Korridor A1 als auch in Korridor A2 getroffen. Damit steht eine Übertragungsleistung von 9 GW zur Verfügung, wodurch gemessen am ermittelten Nord-Süd-Transportbedarf von über 20 GW in der HGÜ-Variante „TUG1K“ rund die Hälfte in Form eines steuerbaren Netzelements angenommen wird. Dabei werden (n-1)-Betrachtungen bewusst außer Acht gelassen. Im Fall eines Ausfalles eines Overlaysystems muss das umliegende AC-Netz bzw. der entsprechende 380-kV-Netzknoten, an welchem das Overlayssystem eingebunden wird, die Leistung ohne unzulässige Netzbelastungen abtransportieren können.

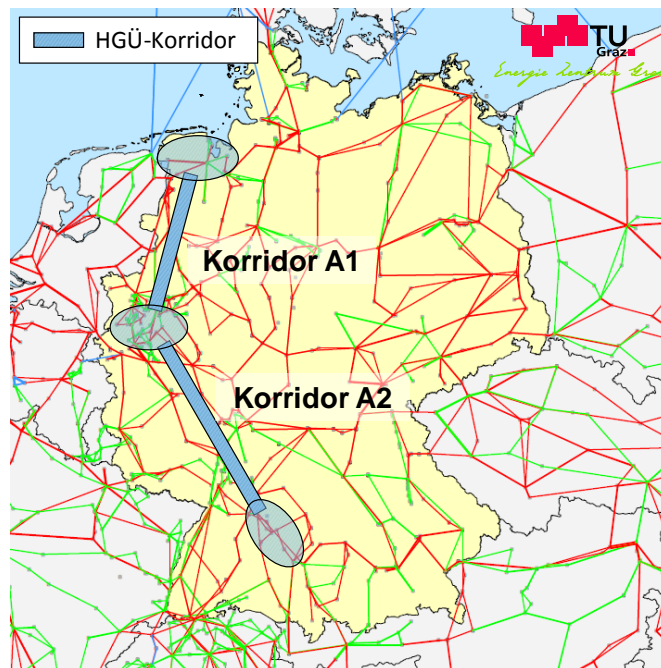


Abbildung 38: Overlayvariante TUG1K mit den Teilkorridoren A1 (Nord) und A2 (Süd)<sup>48</sup>

Die Wahl der Netzknoten, an welchen die Overlayssysteme anknüpfen, wird anhand unterschiedlicher Kriterien getroffen. Aufgrund der hohen Übertragungsleistungen der HGÜ-Systeme ist es in erster Linie wichtig darauf zu achten, dass die unterlagerten Netzknoten leistungsstarke Anbindungen an das Höchstspannungsnetz aufweisen. Aus diesem Grund eignen sich vor allem 380-kV-Netzknoten für die „netztechnische Verbindung“ zwischen Höchstspannungsnetz und der Overlaystruktur. Im Norden bieten sich insbesondere jene Netzknoten an, an welchen die leistungsstarken Offshorewindparks entsprechend der Regionalisierung im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) anlanden. Abweichungen vom Szenarioahmen bzw. von der Regionalisierung der Gesamtsummen aus dem Szenarioahmen bei der Entwicklung der Anlandepunkte von Offshoreanlagen können andere Netzknoten für die sinnvolle Anbindung von Overlaystrukturen bedeuten. In Nordrhein-Westfalen bzw. im Süden eignen sich insbesondere die Netzknoten im Nahbereich (ehemaliger) Kernkraftwerke<sup>49</sup> für den

<sup>48</sup> Die Planung von Leitungstrassen und deren Verlauf ist nicht Untersuchungsgegenstand dieses Gutachtens.

<sup>49</sup> Aus der Sicht des Jahres 2022, in welchem die Kernkraftwerke nicht mehr betrieben werden.

Abtransport großer Leistungen. Des Weiteren wird auch darauf geachtet, dass Netzknoten mit hohem Bedarf möglichst sinnvoll an die Overlaystruktur angebunden werden.

Die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit für eine „Unterbrechung“ des Nord-Süd-Korridors A in Nordrhein-Westfalen bzw. die Aufteilung des Korridors in einen nördlichen und einen südlichen Teil liegt darin begründet, dass damit eine der verbrauchsintensivsten Regionen Deutschlands (siehe auch Abbildung 22) in das System eines Overlaynetzes eingebunden wird. Die Versorgung dieser Region ist damit sowohl aus Windkrafterzeugung im Norden als auch durch Photovoltaik im Süden möglich. Weiters sind in dieser Region in größerem Umfang Gaskraftwerke vorhanden, deren Systemfunktion im Zusammenhang mit der Volatilität regenerativer Erzeugung zukünftig zunehmend von Bedeutung ist. Zudem gilt es die zeitliche Lücke zwischen Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu schließen. Dies kann aus gegenwärtiger Sicht großtechnisch nahezu ausschließlich durch Pumpspeicherkraftwerke bspw. in der Schweiz und Österreich (BMW I, BMW FI, UVEK, 2012) überbrückt werden, wodurch auch eine südliche Anbindung des Verbraucherschwerpunkts Nordrhein-Westfalen auf lange Sicht energiewirtschaftlich zweckmäßig erscheint. Ähnlich den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen der Anlandenetzknuten von Offshorewindkraftanlagen ist dennoch auch die Anbindung von Overlayssystemen an verbrauchsstarke Netzknoten mit einer entsprechenden Unsicherheit behaftet, da eine zuverlässige Prognose über die zukünftige netzknotengenaue Verteilung des Bedarfes zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich ist.

Die zweite mit ATLANTIS untersuchte Overlayvariante (**TUG2K-Variante**) umfasst neben den Korridoren A1 und A2 einen zweiten **Nord-Süd-Korridor B**. Zusätzlich zur Übertragungskapazität von 9 GW in Korridor A1 und A2 wird Korridor B mit drei Systemen zu je 2 GW in den ATLANTIS-Rechnungen berücksichtigt. Damit ergibt sich eine Nord-Süd-Kapazität von insgesamt 15 GW (Abbildung 39) und damit mindestens drei Viertel des ermittelten Nord-Süd-Transportbedarfs von über 20 GW.

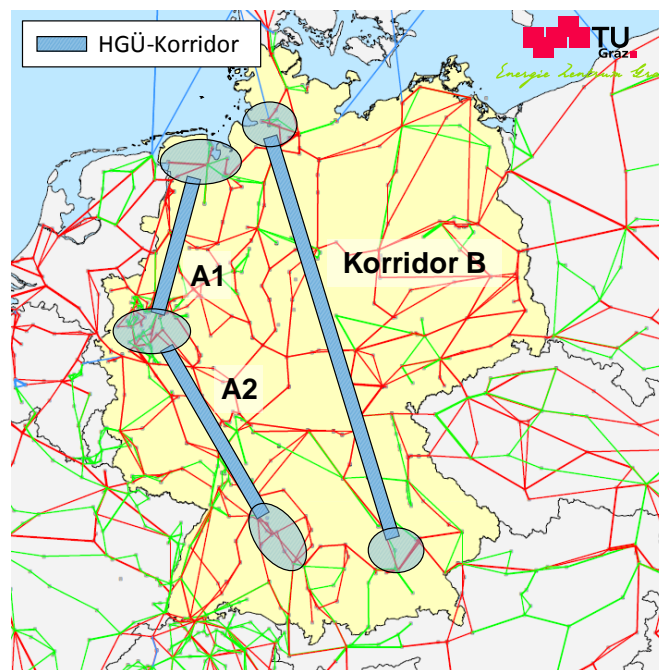


Abbildung 39: Overlayvariante TUG2K mit den Korridoren A1, A2 und B

### 5.3 Beschreibung der durchgeführten Simulationen mit ATLANTIS

In diesem Kapitel werden die unter Anwendung des Simulationsmodells ATLANTIS durchgeführten Simulationen und Analysen näher erläutert. Dabei ist insbesondere dem Unterschied zwischen Szenariorechnungen und Extremfallrechnungen entsprechende Beachtung zu schenken.

Aufbauend auf dem vorgegebenen Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a), den Informationen aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) sowie den in Absprache mit der Bundesnetzagentur getroffenen Annahmen (bspw. über die

Kraftwerksparkentwicklung im EU-Ausland) werden Szenariorechnungen mit ATLANTIS durchgeführt. Die in ATLANTIS durchgeführten Szenariorechnungen sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 beschrieben versteht man unter einer Szenariorechnung in ATLANTIS eine Simulation über mindestens ein Jahr mit insgesamt 48 Markt- und 48 DC-OPF-Rechnungen pro Jahr. Hinsichtlich der Erzeugung aus erneuerbaren Energien basiert eine Szenariorechnung auf dem langjährigen Erwartungswert auf Monatsbasis in einer regionalen Auflösung von NUTS-2. Diese Herangehensweise erlaubt die Beobachtung und Analyse von Maßnahmen im Gesamtsystem aus Erzeugung, Netz und Verbrauch über einen Zeitraum mehrerer Jahre. Die gegenseitigen Wechselwirkungen bspw. von Netzausbauprojekten und Kraftwerksinvestitionen werden durch die Szenariorechnungen anhand von 48 voneinander abhängigen Markt- und Lastflussanalysen (DC-OPF) pro Jahr ermittelt. Dabei fußen die Ergebnisse aus den Szenariorechnungen auf durchschnittlich zu erwartenden Einspeiseverhältnissen aus den erneuerbaren Energiequellen wie Windkraft oder Photovoltaik. In den sogenannten Extremfallrechnungen können aufbauend auf den Szenariorechnungen spezielle Extremsituationen simuliert werden. So z.B. Netznutzungsfälle mit entsprechend hoher oder geringer Lastsituation, Winderzeugung oder Photovoltaikaufkommen. Zusätzlich kann für geeignete Leitungselemente bspw. Freileitungsmonitoring berücksichtigt werden. Innerhalb technischer Betriebsgrenzen von Netz und Kraftwerken werden sog. Extremfälle (variable Gestaltung von Snapshots einer beliebigen Stunde) jeweils mit Marktmodell und DC-Lastflussmodell mit Kraftwerkseinsatz simuliert.

Tabelle 9: Übersichtstabelle über die Szenariosimulationen in ATLANTIS

Simulations- beschreibung	Kurzbeschreibung	Szenario laut Szenariorahmen	Simulations- zeitraum			Netzvarianten in Deutschland				
			2012	2022	2032	Startnetz	AC- Maßnahmen	TUG1K A1	TUG1K A2	TUG2K B
B.0*	Basislauf Szenario B	B	■	■	■	✓	✗	✗	✗	✗
B.1.a	TUG1K in B-2032 mit Teilkorridor A1	B			■	✓	✗	✓	✗	✗
B.1.b	TUG1K in B-2032 mit Gesamtkorridor A	B			■	✓	✗	✓	✓	✗
B.1.c	zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme TUG1K	B	■	■	■	✓	✗	✓	✓	✗
B.1.d	TUG1K in B-2022 mit Gesamtkorridor A	B		■		✓	✗	✓	✓	✗
B.2.a	TUG2K in B-2032	B			■	✓	✓	✓	✓	✓

\*) Der erste Buchstabe in der Simulationsbezeichnung steht für das verwendete Szenario entsprechend dem Szenariorahmen. Die Ziffer an zweiter Stelle steht für die Anzahl berücksichtigter Overlay-korridore. Der Kleinbuchstabe an dritter Stelle der Bezeichnung garantiert die Unterscheidbarkeit von Simulationen basierend auf demselben Szenario und derselben Anzahl an Overlaykorridoren.

Startnetz	entsprechend dem Integral-Datensatz der ÜNB modelliert
AC-Maßnahmen	Teilmenge an AC-NOVA-Maßnahmen aus NEPLAN
TUG1K A1	Teilkorridor A1 (Nordkorridor) aus Overlayvariante TUG1K
TUG1K A2	Teilkorridor A2 (Südkorridor) aus Overlayvariante TUG2K
TUG2K B	Korridor B aus Overlayvariante TUG2K

Die mit ATLANTIS durchgeführten Extremfallrechnungen sind hinsichtlich Last und Einspeisung aus volatilen Erzeugungsanlagen den Marktsimulationsergebnissen von NEMO (Consentec/IAEW, 2012) nachempfunden<sup>50</sup>. Mit ATLANTIS werden aufbauend auf den Marktergebnissen aus NEMO unter-

<sup>50</sup> Die Marktergebnisse aus NEMO liefern für die Extremfallrechnungen mit ATLANTIS die Last sowie die Einspeisung der Erzeugung aus Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft für Deutschland. Das Marktmodell in ATLANTIS liefert ähnliche aber erwartungsgemäß nicht exakt gleiche Ergebnisse (Kraftwerkseinsatz und Importe/Exporte) wie NEMO. In den Abschnitten zu den Ergebnissen der Extremfallrechnungen wird jeweils ein Ver-

schiedliche Netzmaßnahmen in Extremsituationen analysiert. Durch die Kombination aus Szenario- und Extremfallrechnungen erweitert sich das Analysespektrum der von NEMO bereitgestellten acht Netznutzungsfälle in den Jahren 2022 und 2032 auf zusätzliche *jährliche* 48 mögliche Fälle im Szenariorahmen. Damit steigt die Vielfalt der untersuchten Fälle. Zudem ergibt sich die Möglichkeit einer zeitlichen Beobachtung des Gesamtsystems<sup>51</sup> innerhalb eines Jahres bzw. über einen Zeitraum mehrerer Jahre.

Das deutsche Höchstspannungsnetz wird mit einer maximal zulässigen Belastbarkeit von 70% des thermischen Limits des jeweiligen Netzelementes simuliert. Davon ausgenommen werden im weiteren Verlauf HGÜ-Systeme, welche bis zu ihrer thermischen Grenze belastet werden dürfen. Durch diese Vorgangsweise können deutschlandinterne Netzengpässe, welche einen Eingriff in den ökonomisch kostenminimalen Kraftwerkseinsatz bedingen (im weiteren Verlauf als Redispatch bzw. Redispatchmaßnahmen bezeichnet) ermittelt und die Wirkung von Maßnahmen im Netz (Optimierung, Verstärkung und Ausbau) daran gemessen werden. Dennoch kann die systemimmanente Berücksichtigung des Auslandes<sup>52</sup> und die daraus resultierende Netzbelastung im Ausland eine Aussage darüber ermöglichen, wie sich Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz auf das Ausland auswirken<sup>53</sup>.

### 5.3.1 Beschreibung der Szenariorechnungen in ATLANTIS

Die in Tabelle 9 dargestellten Varianten von Szenariorechnungen werden in den folgenden Abschnitten genauer beschrieben. Dabei werden neben der jeweiligen Simulation auch die im Rahmen der Szenariorechnung durchgeführten Extremfallrechnungen beschrieben.

*An dieser Stelle gilt es anzumerken, dass in **allen Simulationen mit ATLANTIS vereinfachend die Annahme gilt, dass das sog. Startnetz bereits ab 2012 als realisiert angenommen wird. Das Startnetz enthält neben dem aktuellen 220/380-kV-Bestandsnetz auch die sog. EnLAG-Maßnahmen ebenso wie weitere fortgeschrittene Netzprojekte. Modelliert wurde das Netz in ATLANTIS entsprechend dem Netzdatensatz (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c) der Übertragungsnetzbetreiber. Weiters war die Zeitdauer für die eigentlichen Berechnungen mit ATLANTIS und NEPLAN nach Abzug des Zeitaufwandes der für beide Instrumente zu Projektbeginn notwendigen umfangreichen Datenaufbereitung (Modellierung des Startnetzes in NEPLAN und ATLANTIS, Modellierung des Szenariorahmens in ATLANTIS usw.) kurz bemessen. Dadurch war die parallele Ausführung von Berechnungen mit ATLANTIS und NEPLAN für die Einhaltung der Fristen, welche durch den Gesamtprozess „Netzentwicklungsplan 2012“ vorgegeben waren, unabdingbar. Ein wechselseitiges Austauschen von Berechnungsergebnissen war daher nur an bestimmten Stellen der parallelen Berechnungspfade möglich (siehe auch Abbildung 5). Daher konnten in ATLANTIS (siehe Tabelle 9) nur teilweise AC-NOVA-Maßnahmen aus NEPLAN berücksichtigt werden, wodurch ein begleitender AC-Ausbau für die HGÜ-Korridore nur unzureichend oder gar nicht berücksichtigt ist.***

gleich zwischen dem Handelsergebnis aus NEMO und jenem aus ATLANTIS gezeigt und die Ursachen für Unterschiede erläutert.

<sup>51</sup> z.B. Integration erneuerbarer Energietechnologien, Auslastung von Transportkorridoren, Veränderung des Kraftwerkseinsatzes thermischer Kraftwerke (Volllaststunden), etc.

<sup>52</sup> In ATLANTIS wird in jedem Durchlauf das gesamte abgebildete synchrone Netzgebiet ENTSO-E Kontinentaleuropa simuliert. Dies betrifft sowohl die Gesamtmarktrechnung, das Marktmodell (Market Coupling mit NTC) als auch die DC-OPF-Rechnung. Dadurch wird die Gesamtsystemgebundenheit im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt bestmöglich abgebildet.

<sup>53</sup> Aufgrund der Annahme, dass innerdeutsche Netzausbaumaßnahmen keinen Einfluss auf die NTC-Werte haben, ergeben sich bei Betrachtung desselben Zeitpunktes unabhängig von Netzmaßnahmen in Deutschland dieselben Marktergebnisse. Im DC-OPF-Modell werden unter Minimierung von internationalen Redispatchmaßnahmen die physikalischen Lastflüsse berechnet. Auch bei der Vernachlässigung von Netzrestriktionen im Ausland zeigt sich die Wirkung unterschiedlicher Netzvarianten in Deutschland im umliegenden Höchstspannungsnetz durch den Vergleich der DC-Lastflussergebnisse.



## **Beschreibung der Szenariorechnung B.0 – Basislauf Szenario B**

Im Basislauf B.0 wird beginnend im Jahr 2012 bis zum Jahr 2032 in Jahresschritten das Kraftwerksszenario B laut Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012a) mit ATLANTIS simuliert. Diese Szenariorechnung gilt als Nullvariante, in welcher abgesehen von den im Startnetz enthaltenen Netzausbaumaßnahmen keinerlei Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau stattfindet. Diese Szenariorechnung gilt als Vergleichsbasis für die Wirkung der untersuchten Overlayvarianten bspw. auf den Kraftwerkseinsatz (Umfang an netzsicherheitsbedingtem Redispatch) oder die Netzbelastung im Ausland.

## **Beschreibung der Szenariorechnung B.1 – Ein Overlaykorridor in Szenario B**

Die Gruppe B.1 umfasst mehrere Varianten von Szenariorechnungen. Grundsätzlich allen Varianten gemein sind das zugrunde gelegte Entwicklungsszenario B des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2032 (mit der Stützstelle B-2022) sowie das Startnetz für das 220/380-kV-Höchstspannungsnetz in Deutschland.

In der Variante B.1.a steht die Wirkung von Korridor A1 von Norddeutschland nach Nordrhein-Westfalen im Jahr 2032 im Fokus der Analysen. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Erzeugung aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen (Windkraft, PV und Wasserkraft) werden 48 Market Coupling Modelle mit Kraftwerkseinsatz laut Handel und darauf aufbauend 48 DC-Lastflussrechnungen mit Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Höchstspannungsnetzes und des Handelsergebnisses berechnet und anschließend mit dem Basislauf B.0 verglichen.

Variante B.1.b berücksichtigt zusätzlich zu Korridor A1 auch den Teilkorridor A2 aus der Overlayvariante TUG1K, welche in Abschnitt 5.2 beschrieben wird. In der dritten Variante B.1.c wird abhängig von der Inbetriebnahme der leistungsstarken Offshorewindparks im Szenario B eine zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme der insgesamt sechs modellierten HGÜ-Systeme<sup>54</sup> in der Overlayvariante TUG1K vorgenommen und mit der Basisvariante B.0 insbesondere hinsichtlich Redispatchumfang verglichen. In Variante B.1.c werden Teilkorridor A1 und A2 somit in Abhängigkeit der im Rahmen der zeitlichen Entwicklung des Szenarios B getroffenen Annahmen zeitlich zwischen 2018 und 2028 (Tabelle 10) in Betrieb genommen. Aus diesem Grund wird in einer weiteren Variante B.1.d eine Simulation für 2022 durchgeführt, in welcher der gesamte TUG1K-Korridor (A1 und A2) bereits im Jahr 2022 in der Simulation berücksichtigt wird.

Infolge der Simulationen B.0 und B.1 wird in ATLANTIS der Netznutzungsfall L+W+P- (Starklast, Starkwind, schwache Erzeugung aus Photovoltaik) aus dem Gutachten NEMO nachgebildet. Dieser Netznutzungsfall weist unter den acht im Gutachten NEMO festgelegten Fällen sowohl in B-2022 als auch in B-2032 die höchste Windeinspeisung auf. Die unterschiedlichen Netzvarianten, welche im Rahmen der Extremfallrechnungen analysiert werden, werden in den entsprechenden Kapiteln beschrieben.

## **Beschreibung der Szenariorechnung B.2 – Zwei Overlaykorridore in Szenario B**

Die Gruppe B.2 umfasst ebenso wie B.1 unterschiedliche Varianten an Szenariorechnungen. Grundsätzlich allen Varianten gemeinsam sind das zugrunde gelegte Entwicklungsszenario B des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2032 sowie das Startnetz für das 220/380-kV-Höchstspannungsnetz in Deutschland.

In der Variante B.2.a steht die Wirkung von Korridor B in Verbindung mit den Korridoren A1 und A2 im Fokus der Analysen. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Erzeugung aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen (Windkraft, PV und Wasserkraft) werden 48 Market Coupling Modelle mit Kraftwerkseinsatz laut Handel und darauf aufbauend 48 DC-Lastflussrechnungen mit Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Höchstspannungsnetzes und des Handelsergebnisses berechnet und anschließend mit dem Basislauf B.0 und B.1 verglichen.

---

<sup>54</sup> Korridor A1 mit drei Systemen à 3 GW, Korridor A2 mit drei Systemen à 3 GW

## 5.4 Ergebnisse der ATLANTIS-Simulationen für Szenario B

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der ATLANTIS-Simulationen (Szenario- und Extremfallrechnungen) beschrieben und verglichen. Beginnend mit der Auswertung des Basislaufs B.0 für das Szenario B werden anschließend die Ergebnisse aus der Szenariorechnung B.1 und den dazugehörigen Extremfallrechnungen diskutiert. Dabei wird im Zuge der ATLANTIS-Simulationen vorwiegend auf den Kraftwerkseinsatz (Redispatch, Erzeugungskosten, Volllaststunden), die Netzauslastung (HGÜ-Korridore) sowie die Auswirkungen auf das Netz im benachbarten Ausland geachtet.

### 5.4.1 Auswertung der Szenariorechnung B.0 – Basislauf Szenario B

Der Basislauf B.0 zeigt den in Abbildung 40 dargestellten Verlauf des Redispatch im Zeitraum 2012 bis 2032. Dabei wird für das jeweilige Jahr die gesamte Energiemenge an positivem Redispatch im Untersuchungsgebiet Deutschland aufsummiert und der Jahressumme an negativem Redispatch in Deutschland gegenübergestellt. Wie bereits in Abschnitt 5.3.1 erwähnt, gilt für die ATLANTIS-Simulationen vereinfachend die Annahme, dass das Startnetz (inkl. der Netzprojekte wie z.B. jene aus dem EnLAG) bereits ab 2012 als realisiert erachtet wird.

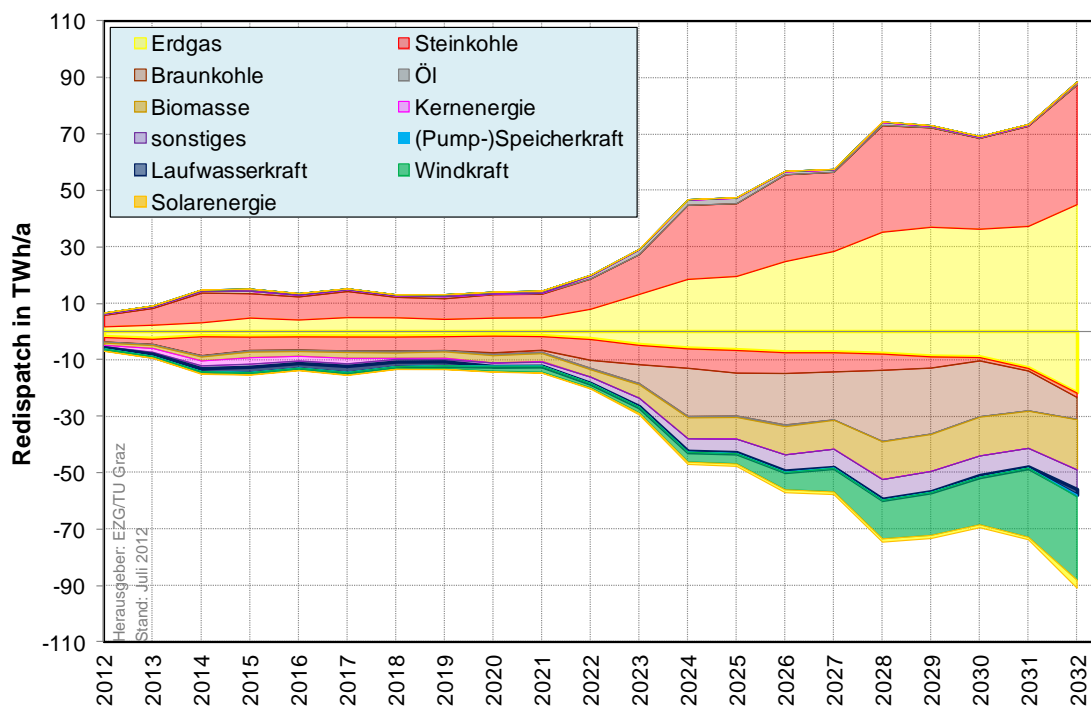


Abbildung 40: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchenergie je Kraftwerkstyp zwischen 2012 und 2032 (Szenario B aus dem Szenarioahmen des NEP 2012) basierend auf der ATLANTIS-Simulation B.0 (Startnetz in Deutschland)<sup>55</sup>

*Anmerkung: Die nicht exakt linear verlaufende Entwicklung in Abbildung 40 lässt sich auf mehrere Ursachen zurückführen, wovon die nicht absolut lineare Entwicklung des Kraftwerksparks auf Netzknoten-ebene innerhalb Deutschlands den größten Einflussfaktor darstellt. Auch die Entwicklung des Gesamtsystems bestehend aus Höchstspannungsnetz, Kraftwerkspark (Inbetriebnahme und Außerbetriebnahme von Kraftwerken) und Verbrauch im umliegenden Ausland kann einen, wenn auch geringfügigen, Einfluss haben.*

Aufgrund von sicherheitsrelevanten Netzengpässen, welche im DC-Lastfluss von ATLANTIS durch die 70%-Grenze modellhaft abgebildet werden, ist es zeitweise notwendig, Kraftwerke in ihrer Produktion einzuschränken (negativer Redispatch) und im gleichen Umfang nicht marktfähige Kraftwerke anzu-

<sup>55</sup> Vereinzelt kommt es vor, dass internationaler bzw. regelzonenüberschreitender Redispatch für einen sicheren Netzbetrieb (DC-Lastfluss) notwendig ist. Daher entspricht die Jahressumme des positiven Redispatches in Deutschland nicht exakt der Summe des negativen Redispatches.

fahren (positiver Redispatch), um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb<sup>56</sup> (in ATLANTIS) gewährleisten zu können. Wegen fehlender Informationen über die exakten spezifischen Redispatchkosten bzw. über bilaterale Abkommen zwischen Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern wird in ATLANTIS ein kostenminimaler Redispatch unter Berücksichtigung der variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke vollzogen. Daraus ergibt sich eine vorwiegend durch den Brennstoffpreis beeinflusste Reihenfolge über die Eignung bestimmter Kraftwerkstypen für den kostenoptimalen Redispatch. Aufgrund der geringen variablen Erzeugungskosten dargebotsabhängiger Erzeugung aus Windkraft, Wasserkraft oder Sonnenenergie (Photovoltaik) wird ein (negativer) Redispatch dieser Erzeugung als eine der letzten Maßnahmen zur Entlastung des Netzes vollzogen.

Verglichen mit dem aus der ATLANTIS-Simulation stammenden Redispatchumfang im Jahr 2012 (rund  $\pm 6,7$  TWh/a) steigt der Umfang an Redispatchmaßnahmen bis 2014 um mehr als 100% auf rund  $\pm 15$  TWh/a an. Die Verdopplung des Redispatchumfangs deutet auf zunehmende Schwierigkeiten im bestehenden Höchstspannungsnetz hin. Diese erreichen bereits in den kommenden Jahren das Niveau von 2021, wodurch die Dringlichkeit von angemessenen Maßnahmen im Netz gemäß NOVA-Prinzip untermauert wird. Abbildung 40 zeigt insbesondere einen deutlichen Anstieg des Umfangs an Redispatch ab dem Jahr 2022. Dies dürfte in erster Linie auf die Außerbetriebnahme der deutschen Kernkraftwerke zurück zu führen sein. Damit fehlt netztechnisch betrachtet verbrauchsnahe und leistungsstarke Grundlasterzeugung in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten. Zunehmend kann ab 2022 auch ein negativer Redispatch der Windkraft beobachtet werden. Dies bedeutet, dass im Startnetz zunehmend Engpässe auftreten werden, welche die Integration der Windkraft verhindern.

*Ein derartig hoher Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist in der Praxis des Netzbetriebs nicht zu bewerkstelligen, aufgrund hoher Kosten wirtschaftlich nicht vertretbar und stellt daher keineswegs eine Alternative zum Netzausbau dar.*

Nachfolgend werden die beiden für den Netzentwicklungsplan relevanten Jahre 2022 und 2032 genauer analysiert. Im Jahr 2022 beträgt die gesamte in ATLANTIS ermittelte Redispatchmenge rund  $\pm 20$  TWh (Abbildung 41). Dies bedeutet, dass Kraftwerke netzbedingt ihre Produktion gegenüber dem Marktergebnis drosseln und im selben Umfang von 20 TWh/a nicht marktfähige Kraftwerke ins Netz einspeisen. Rund 2 TWh dargebotsabhängiger Erzeugung, davon 1,5 TWh aus Windkraft, 0,3 TWh aus Wasserkraft weitere 0,2 TWh aus Photovoltaik sind 2022 von Produktionseinschränkungen betroffen. Das Jahr 2032 zeigt mit  $\pm 89$  TWh verglichen mit dem Jahr 2022 im Startnetz einen deutlich höheren Aufwand an netzentlastenden Redispatchmaßnahmen. Den mit Abstand größten Anteil an negativem Redispatch unter den erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien nimmt im Jahr 2032 mit 29,4 TWh die Windkraft ein. Davon sind Onshorewindkraftanlagen im Umfang von 19,3 TWh und Offshorewindkraftanlagen im Umfang von 10,1 TWh betroffen. Bei einer Gesamtjahreserzeugung von rund 223 TWh/a im Szenario B im Jahr 2032 mit Startnetz bedeutet dies eine netzbedingte Nichtintegration der Windkraft im Umfang von 13,2%. Dies ist ein deutliches Signal für die Notwendigkeit des Netzausbaus in Deutschland.

---

<sup>56</sup> Die Bezeichnung „sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb“ bezieht sich hierbei auf die Modellintegration im DC-Lastfluss in ATLANTIS. Tatsächlich spielen im Netzbetrieb in der Praxis wesentlich mehr Faktoren (z.B. statische und dynamische Stabilität) eine entscheidende Rolle für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb.

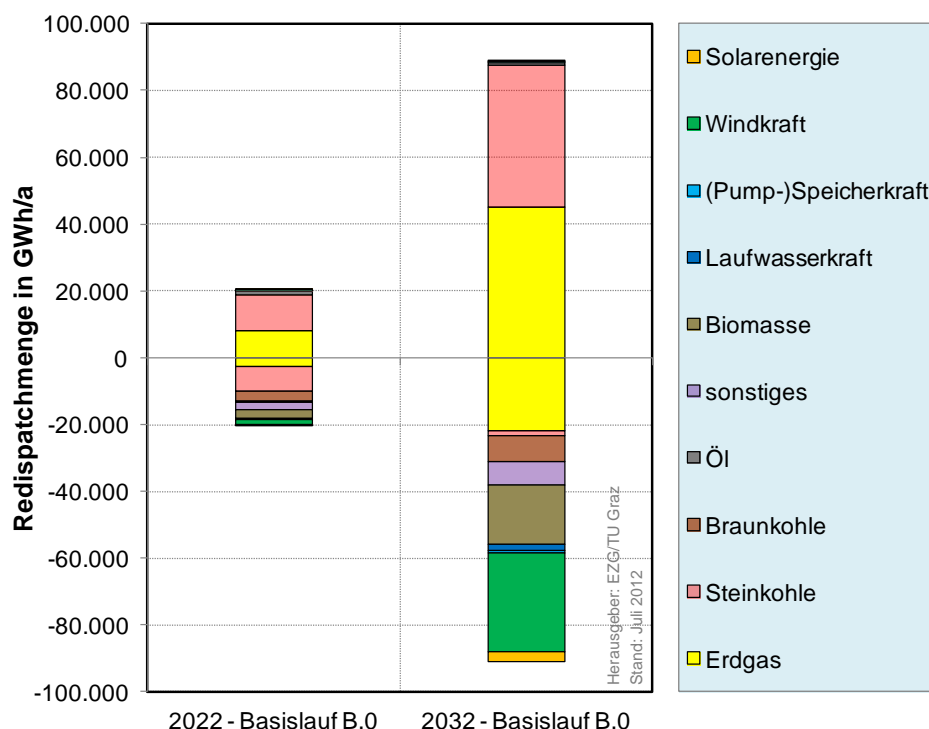


Abbildung 41: kumulierte Redispatchmenge in GWh/a in den Jahren B-2022 und B-2032 in der Szenariorechnung B.0

Betrachtet man die Rolle der thermischen Kraftwerke in Abbildung 40 und Abbildung 41 so ist diesen eine besondere Bedeutung für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb beizumessen. Die im Szenariorahmen für Szenario B vorgesehenen neuen thermischen Kraftwerke stehen im Wettbewerb mit den Kraftwerken basierend auf erneuerbaren Energien. Daher ist eine Betrachtung der Entwicklung der Volllaststunden thermischer Kraftwerke ein wesentlicher Indikator für die Robustheit des Szenarios. Unter Berücksichtigung kraftwerksspezifischer Wartungs- und Verfügbarkeitsfaktoren ergeben sich maximale theoretisch erreichbare Volllaststunden je Kraftwerkstyp. Abhängig vom Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisszenario sowie dem altersbedingten Wirkungsgrad der Kraftwerke ergibt sich die Reihenfolge in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten. Das den ATLANTIS-Simulationen zugrundegelegte Brennstoffpreisszenario bewirkt für den Kraftwerkseinsatz laut Markt, dass Braunkohlekraftwerke vor Steinkohlekraftwerken und vor Erdgaskraftwerken eingesetzt werden<sup>57</sup>. Dementsprechend zeigen Braunkohlekraftwerke die höchsten Volllaststunden, gefolgt von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken. Redispatchmaßnahmen haben einen Einfluss auf den aus dem Markt resultierenden Kraftwerkseinsatz und damit auch auf die Volllaststunden.

Da von der rein energetischen Betrachtung auf Jahresbasis kein Rückschluss auf den jeweils momentanen Leistungsumfang für Redispatchmaßnahmen möglich ist, werden für die Jahre 2022 und 2032 exemplarisch jeweils vier Zeitpunkte (Snapshots) herangezogen und analysiert. Diese vier Zeitpunkte umfassen jeweils einen Starklast- und einen Schwachlastfall im Winter und im Sommer.

Im Jahr 2022 ergibt sich insbesondere zum Zeitpunkt geringer Last im Winter ein erheblicher Eingriff in den Kraftwerkseinsatz (Abbildung 42) im Umfang von  $\pm 5,1$  GW. Abbildung 43 zeigt die Leistungsdeckung für den Schwachlastfall (Last ca. 53,6 GW) im Winter 2022. Am Markt werden in dieser Winter Schwachlast in etwa 44% der Gesamtlast in Deutschland (ohne Bedarf der Pumpen) durch Windkraft bzw. rund die Hälfte der Last aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien gedeckt. Aufgrund von Netzengpässen im Startnetz und dadurch bedingtem Redispatch sinkt im DC-OPF-Modell der Deckungsanteil erneuerbarer Energien auf 45%, jener der Windkraft auf 40% ab.

<sup>57</sup> Eine strikte Trennung von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken in der Merit Order ist aufgrund der unterschiedlichen Altersstruktur einzelner Kraftwerke sowie der teilweisen Wärmeauskopplung bestimmter Kraftwerke nicht möglich.

Die drei anderen Zeitpunkte (Winter Starklast, Sommer Schwachlast und Sommer Starklast) zeigen ein verglichen mit der Winter Schwachlast geringeres Niveau an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz. Daher wird an dieser Stelle keine genauere Analyse dieser Zeitpunkte vorgenommen.

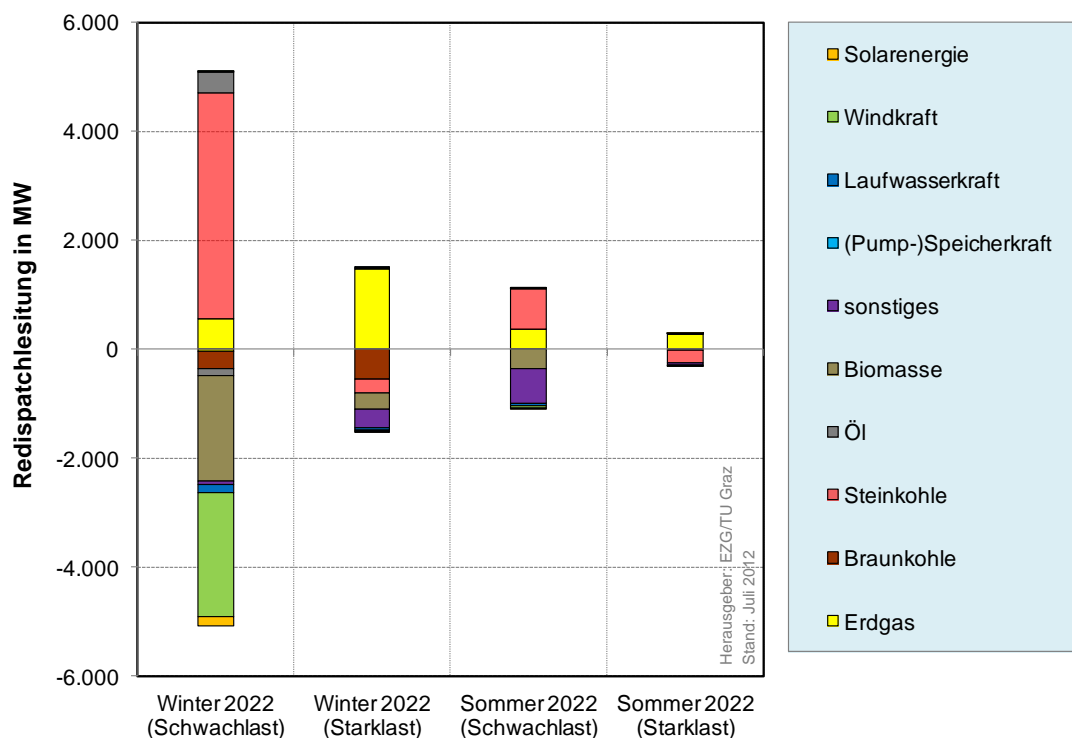


Abbildung 42: Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2022 im Winter und im Sommer in Szenariorechnung B.0

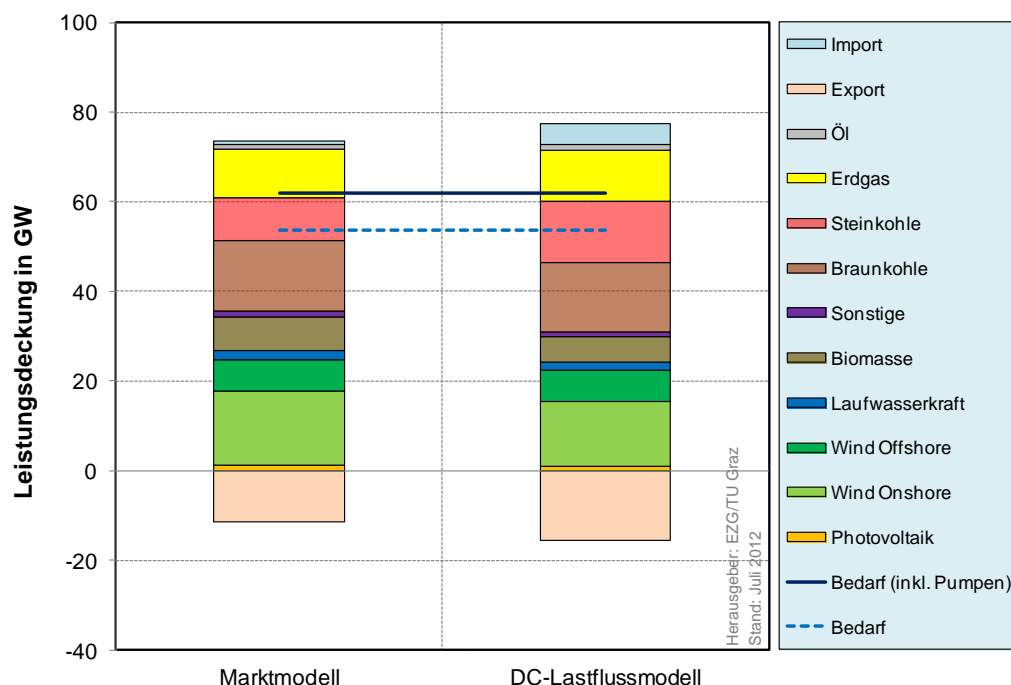


Abbildung 43: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2022 in der Szenariorechnung B.0

Abbildung 44 zeigt den Redispatchsaldo je Kraftwerkstyp für die vier ausgewählten Zeitpunkte für das Jahr 2032 im Basislauf B.0. Dabei wird ersichtlich, dass wie im Jahr 2022 insbesondere die Schwach-



lastperiode im Winter einen hohen Umfang an Redispatch (+17,9 GW/-18,9 GW)<sup>58</sup> aufweist. Hauptsächlich davon betroffen ist die Erzeugung aus Windenergie, welche aufgrund von Netzengpässen im Startnetz nicht dem Marktergebnis entsprechend in das Höchstspannungsnetz einspeisen kann. Von den rund 19 GW an negativem Redispatch sind allein 15,5 GW aus Windkraft. Diese werden vorwiegend durch thermische Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas ersetzt. Der Vergleich des Kraftwerkeinsatzes laut Markt mit jenem entsprechend dem DC-Lastflussmodell in Abbildung 45 zeigt zudem, dass die netzbedingte Leistungsreduktion bei der Windkraft vorwiegend bei der Offshorewindkraft zu verzeichnen ist<sup>59</sup>. Am Markt werden in dieser Winter Schwachlast rund 70% der Gesamtlast in Deutschland (ohne Bedarf der Pumpen) durch Windkraft bzw. rund 77% der Last aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien gedeckt. Aufgrund von Netzengpässen im Startnetz und dadurch bedingtem Redispatch sinkt der Deckungsanteil erneuerbare Energien auf 47%, jener der Windkraft auf 41% ab. Damit zeigt sich im *DC-Lastflussmodell* für die Winter Schwachlast 2032 hinsichtlich des Deckungsanteils erneuerbarer Energien ein ähnliches Bild wie für die Winter Schwachlast im Jahr 2022. Die deutlich höhere Gesamtkapazität erneuerbarer Energie im Szenario B-2032 ist aufgrund ihrer geringen variablen Erzeugungskosten zwar marktfähig, kann in das Startnetz jedoch nicht zielführend integriert werden. Daraus lässt sich die Notwendigkeit von Netzverstärkungen und Netzausbau ableiten.

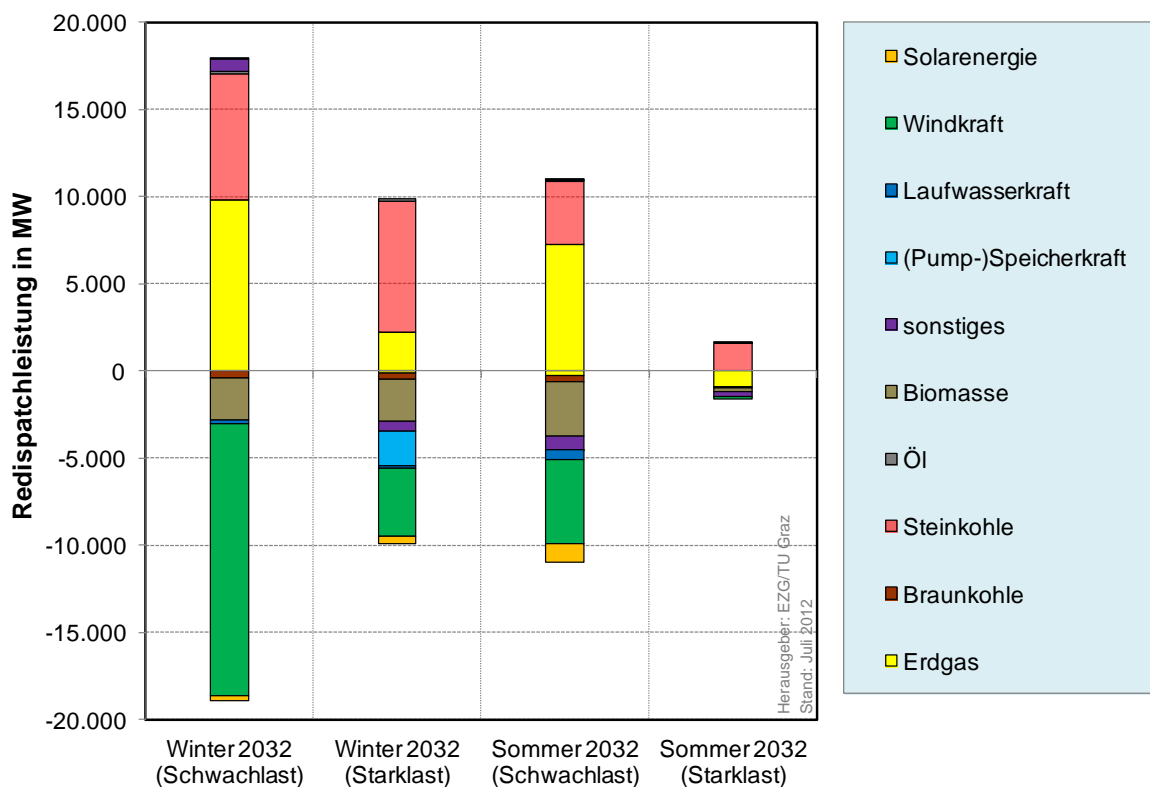


Abbildung 44: Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2032 im Winter und im Sommer in Szenariorechnung B.0

Ähnlich den Winterzeitpunkten zeigt auch die Schwachlastperiode im Sommer 2032 im Vergleich zum Jahr 2022 einen deutlichen Anstieg beim Redispatch. Daraus lässt sich ableiten, dass im Zeitverlauf zwischen 2022 und 2032 die Durchdringung erneuerbarer Energien im Szenario B bei unverändertem Höchstspannungsnetz (Startnetz) die *Häufigkeit der Eingriffe* seitens der Netzbetreiber in den Kraftwerkeinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen zunimmt. Zudem zeigt der Vergleich von Abbildung

<sup>58</sup> Die national betrachtete nicht ausgeglichene Redispatchbilanz von -1 GW lässt sich dadurch erklären, dass der sichere Netzbetrieb (DC-Lastfluss) erst durch internationalen Redispatch sichergestellt werden kann.

<sup>59</sup> Eine Berücksichtigung der gegenwärtigen Entwicklung eines gemeinsamen Offshore-Netzplans für Deutschland hat im Zuge der Simulationen mit ATLANTIS nicht stattgefunden. Die Anlandung der Offshorewindkraftwerke am Festland beruht Größtenteils auf den Annahmen des Gutachtens NEMO (Consentec/IAEW, 2012).

42 mit Abbildung 44 auch den *Anstieg des Leistungsumfanges*, welcher in einzelnen Zeitpunkten getroffen werden muss.

Der gezeigte Leistungsumfang von Redispatchmaßnahmen im Ausmaß von 5 GW bis nahezu 20 GW würde für den Netzbetrieb in der Praxis, wenn überhaupt, nur mit erheblichen Anstrengungen bewältigbar sein. Zudem stellen Redispatchmaßnahmen keine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau dar, vielmehr dient das Ausmaß an Eingriffen in den ökonomisch optimalen Kraftwerkseinsatz als Indiz für die Notwendigkeit des Netzausbaus (NOVA). Eine Vermeidung von Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz durch netzseitiges Engpassmanagement (Sonderschaltungen) ist zwar grundsätzlich möglich, aber eine Maßnahme, die dem operativen Netzmanagement vorbehalten bleiben soll, um auf situative Engpässe (bspw. Leitungs- oder Kraftwerksrevision) reagieren zu können. Die Berücksichtigung netzseitigen Engpassmanagements in der langfristigen Netzplanung mit den Anforderungen entsprechend dem Energiewirtschaftsgesetz (§12) ist daher nicht zielführend. Diese Untersuchungsergebnisse unterstreichen somit die Notwendigkeit von Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz nach dem NOVA-Prinzip. Zusammenfassend lässt sich aus der Szenariorechnung B.0 die Notwendigkeit umfangreicher Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen ableiten. Inwiefern ein Overlaynetz für den zielgerichteten und steuerbaren Stromtransport über hohe Entfernungen eine zweckdienliche Antwort den Wandel im Erzeugungssystem in Deutschland ist, wird in den folgenden Abschnitten erörtert.

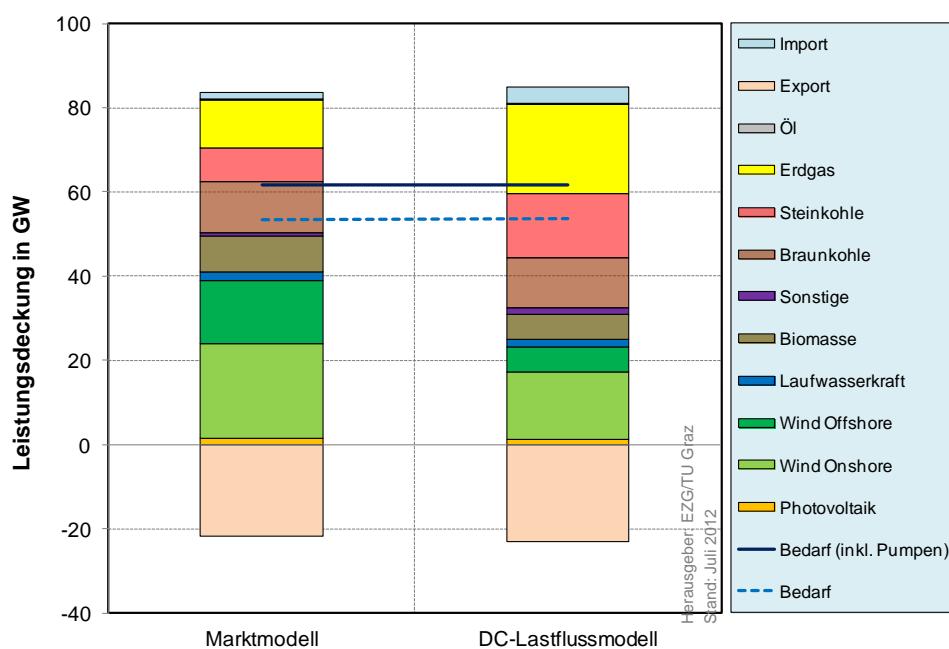


Abbildung 45: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2032 in der Szenariorechnung B.0

**ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT AUS DER SZENARIORECHNUNG B.0 (STARTNETZ):**

Die Szenariorechnung B.0 enthält - abgesehen von den im Startnetz enthaltenen Netzausbaumaßnahmen - keinerlei Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau. Diese Szenariorechnung gilt in erster Linie als Vergleichsbasis für weitere Berechnungen und liefert wesentliche Erkenntnisse hinsichtlich zukünftiger Beanspruchungen an das bestehende Startnetz.

- ❖ Im Zeitraum 2012 bis 2022 (Szenario B) bleibt das Ausmaß an notwendigen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen verglichen mit dem Zeitraum 2023 bis 2032 gemäßigt, wenngleich sich bereits bis 2015 eine Verdopplung des Umfangs an Redispatchmaßnahmen verglichen mit 2012 erkennen lässt.
- ❖ Im Zeitraum 2023 bis 2032 steigt der Umfang an netzentlastenden Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz (Redispatch) massiv an. Zunehmend kommt es zu einem netzbedingten Abschalten von Erzeugung aus erneuerbaren Energien, allen voran aus Windkraft (knapp 30 TWh/a bzw. 13% der Jahreserzeugung im Jahr 2032).
- ❖ Aufgrund zunehmender Engpässe im Startnetz wird die nicht integrierbare Erzeugung aus Windkraftwerken durch nicht marktfähige thermische Kraftwerke (Steinkohle-, Erdgaskraftwerke) ersetzt. Dieser Effekt hat zwar einen positiven Einfluss auf die Volllaststunden thermischer Kraftwerke, führt aber gleichzeitig zu einer deutlichen Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- ❖ Der gezeigte Leistungsumfang von Redispatchmaßnahmen bis nahezu  $\pm 20$  GW ist für den Netzbetrieb in der Praxis kaum bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt damit keine Alternative für Netzausbau dar.

**5.4.2 Auswertung der Szenariorechnung B.1 – Ein Overlaykorridor in Szenario B****Auswertung der Szenariovariante B.1.a – Teilkorridor A1**

In der ersten von insgesamt vier Varianten aus B.1 wird die Wirkung von Teilkorridor A1 mit insgesamt 9 GW (drei HGÜ-Systeme mit je 3 GW) Übertragungskapazität zwischen Norddeutschland und Nordrhein-Westfalen analysiert.

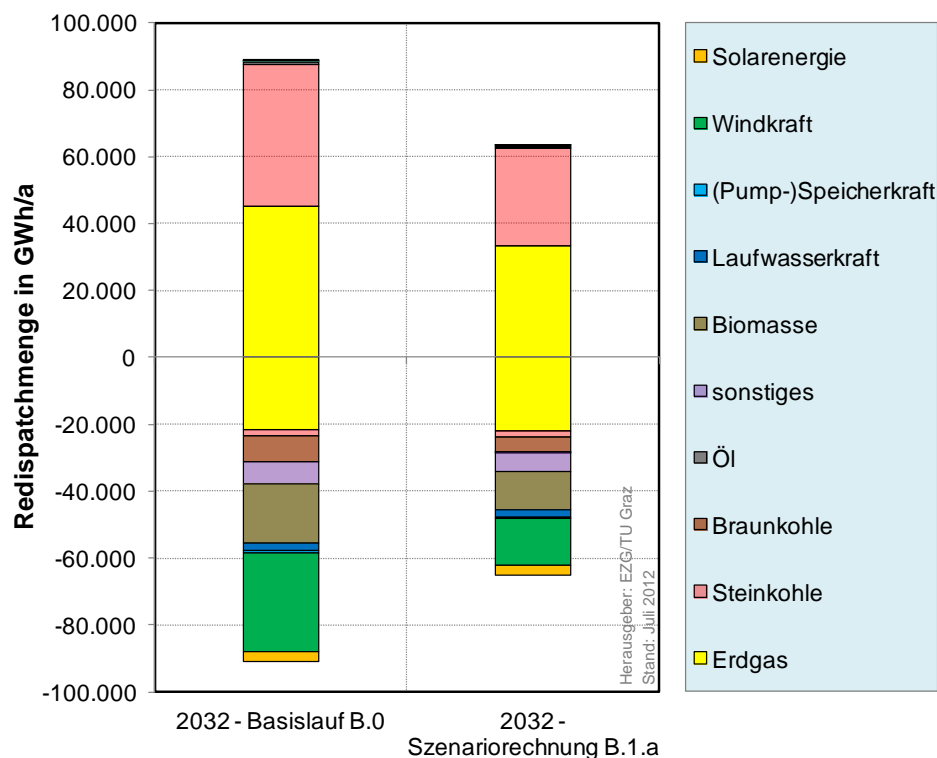
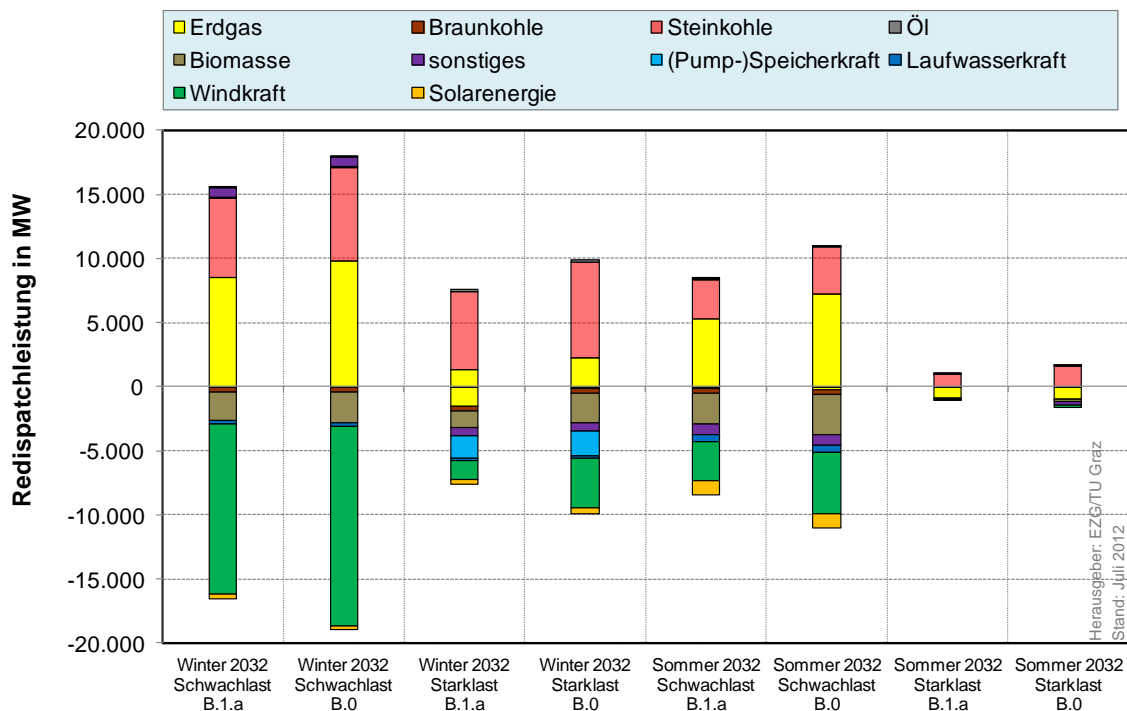


Abbildung 46: kumulierte Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2032 in Szenariorechnung B.0 und B.1.a

Unter der Annahme einer durchschnittlichen Erzeugung aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft) werden für das Jahr 2032 48 Marktrechnungen und darauf aufbauend 48 DC-Lastflussrechnungen mit Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Höchstspannungsnetzes und des Handelsergebnisses berechnet. Anschließend werden diese dem Basislauf B.0 gegenübergestellt. Abbildung 46 vergleicht die Redispatch-Energiemengen je Kraftwerkstyp aus der Szenariorechnung B.0 mit dem Ergebnis aus der Szenariorechnung B.1.a im Jahr 2032. Der Gesamtumfang an benötigtem Redispatch sinkt durch die Berücksichtigung des HGÜ-Korridors A1 im Startnetz von in etwa  $\pm 89$  TWh auf rund  $\pm 64$  TWh. Diese Reduktion um knapp 29% gegenüber dem Basislauf B.0 untermauert die Bedeutung des Teilkorridors A1 aus der Overlayvariante TUG1K. Insbesondere die Integration der Erzeugung aus Windkraft verzeichnet eine deutliche Zunahme von 15,4 TWh im Jahr 2032. In der Abbildung 47 ist der Redispatch in den vier ausgewählten Zeitpunkten in der Szenariorechnung B.1.a (Startnetz mit Korridor A1 aus TUG1K) der Szenariorechnung B.0 (Startnetz) gegenübergestellt. In allen vier Fällen ist ein Rückgang des Ausmaßes notwendiger Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz zu erkennen, welcher vorwiegend durch eine bessere Integration der Erzeugung aus Windkraft und Biomasse beeinflusst wird. Abbildung 48 stellt für die Schwachlast im Winter 2032 den Kraftwerkseinsatz im Marktmodell jenem im DC-OPF-Modell gegenüber. Im Vergleich zu Abbildung 45 zeigt sich erwartungsgemäß dasselbe Marktergebnis<sup>60</sup>. Das DC-Lastflussergebnis unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen des Höchstspannungsnetzes zeigt jedoch einen höheren Anteil der erneuerbaren Energien an der Lastdeckung als im Basislauf B.0 und damit einhergehend einen geringeren Anteil CO<sub>2</sub>-intensiver thermischer Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas. Damit ist die Wirkung des neuen Systemelementes in Form eines HGÜ-Korridors auch auf die klimapolitischen Ziele Deutschlands bspw. hinsichtlich Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen feststellbar.



**Abbildung 47: Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2032 im Winter und im Sommer in Szenariorechnung B.1.a verglichen mit Ergebnis aus Szenariorechnung B.0**

Allerdings bedingt der ermittelte Umfang an Redispatchmaßnahmen bei alleiniger Realisierung des HGÜ-Korridors A1 einen praktisch nicht realisierbaren Netzbetrieb. Daher sind begleitende Maßnah-

<sup>60</sup> Das Marktergebnis (Kraftwerkseinsatz, Importe und Exporte) in Variante B.1.a ist dasselbe wie jenes in Variante B.0. Grund dafür ist die Annahme, dass der HGÜ-Korridor A1 keinen Einfluss auf die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten (NTC) an den deutschen Grenzen hat.

men im AC-Netz ebenso wie weitere HGÜ-Korridore jedenfalls notwendig und sind daher Gegenstand weiterer Untersuchungen mit ATLANTIS und NEPLAN.

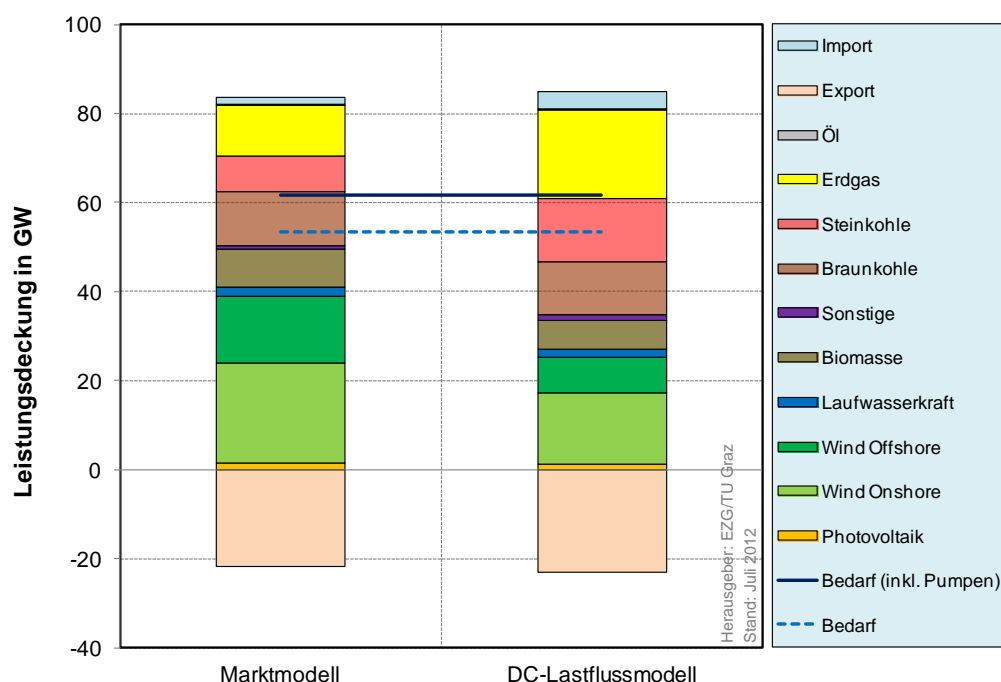


Abbildung 48: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2032 in der Szenariorechnung B.1.a

In ATLANTIS ist der Einsatz jeder HGÜ-Leitung immanenter Bestandteil der Optimierungsaufgabe im DC-OPF-Modell, welches unter Berücksichtigung des Handelsergebnisses und des Höchstspannungsnetzes einen kostenminimalen Kraftwerkseinsatz bestimmt. Dementsprechend zeigt Abbildung 49 die Auslastung des Teilkorridors A1 in der Szenariorechnung B.1.a in Form einer Dauerlinie über die 48 DC-Lastflussrechnungen im Jahr 2032.

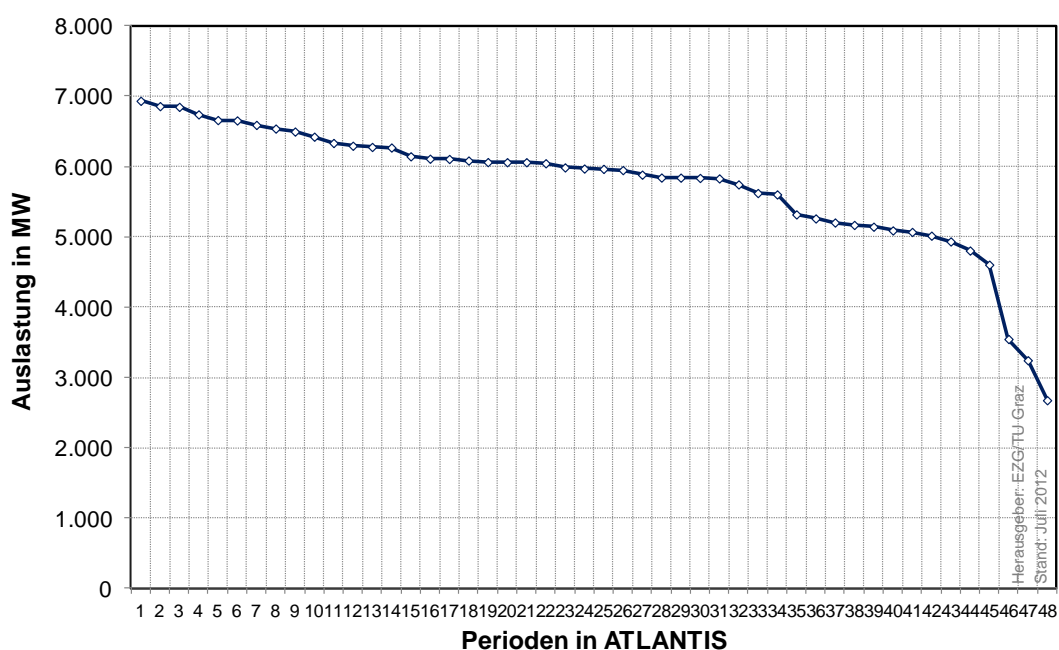


Abbildung 49: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinie des Overlaykorridors A1 aus TUG1K-Variante in der Szenariorechnung B.1.a (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) im Szenariojahr B-2032



Bei der in den Szenariorechnungen angenommenen durchschnittlichen Erzeugung aus erneuerbaren Energien ergibt die ATLANTIS-Simulation eine maximale Auslastung von knapp 7 GW und eine mittlere Auslastung von rund 5,8 GW. In 90% der gerechneten Fälle liegt die Auslastung über 5 GW. Vor allem Schwachlastperioden zeigen geringere Auslastungen als Starklastperioden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Zeiten geringer Last im Süden des Korridors A1 (Nordrhein-Westfalen) vermehrt Engpässe im Drehstromnetz auftreten. Eine entsprechende Netzverstärkung des Drehstromnetzes (220 kV und 380 kV) im Bereich der Anknüpfungsknoten der HGÜ-Korridore wird daher zwingend notwendig und Gegenstand des Feinplanungsprozesses von HGÜ-Korridoren sein.

*Anmerkung: Wie bereits mehrfach erwähnt, beruhen die Szenariorechnungen auf der Annahme langjähriger Mittelwerte der Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien auf NUTS-2 Ebene. Eine Auslastung auf die gesamte Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore ist daher bei der modellbedingten Einsatzweise der HGÜ-Leitungen erst bei den Extremfallrechnungen zu beobachten.*

### Auswertung der Szenariovariante B.1.b – Teilkorridor A1 und Teilkorridor A2

In der Variante B.1.b wird zusätzlich zum Teilkorridor A1 auch Teilkorridor A2 im Startnetz berücksichtigt. Teilkorridor A2 wird ebenso wie Teilkorridor A1 mit einer Summentransportleistung von insgesamt 9 GW bestehend aus drei Systemen zu je 3 GW in ATLANTIS berücksichtigt. Abbildung 50 stellt den Redispatchumfang in den bisherigen ATLANTIS-Simulationen B.0 (Startnetz), B.1.a (Startnetz mit Teilkorridor A1) und B.1.b (Startnetz mit Teilkorridor A1 und A2) gegenüber. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von 9 GW Nord-Süd-Transportkapazität zwischen Nordrhein-Westfalen und dem Südwesten von Deutschland zeigt sich eine weitere Reduktion des Umfangs an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz gegen den Markt. Mit rund  $\pm 51$  TWh im Jahr 2032 liegt der Redispatch bei knapp 57% im Vergleich zum Basislauf B.0 und nochmals rund 20% unter dem Redispatchumfang in der Szenariorechnung B.1.a. Bei der Windkrafterzeugung zeigt sich durch den vollumfänglichen Korridor A (A1 und A2) eine verbesserte Integration im Umfang von 18 TWh im Jahr 2032 verglichen mit dem Startnetz im Basislauf B.0. Der Vergleich in Abbildung 51 zeigt eine neuerliche Reduktion des Umfangs an Redispatchmaßnahmen in allen vier ausgewählten Leistungsdeckungsrechnungen (Snapshots) aus ATLANTIS im Jahr 2032 durch den zweiten Teilkorridor A2.

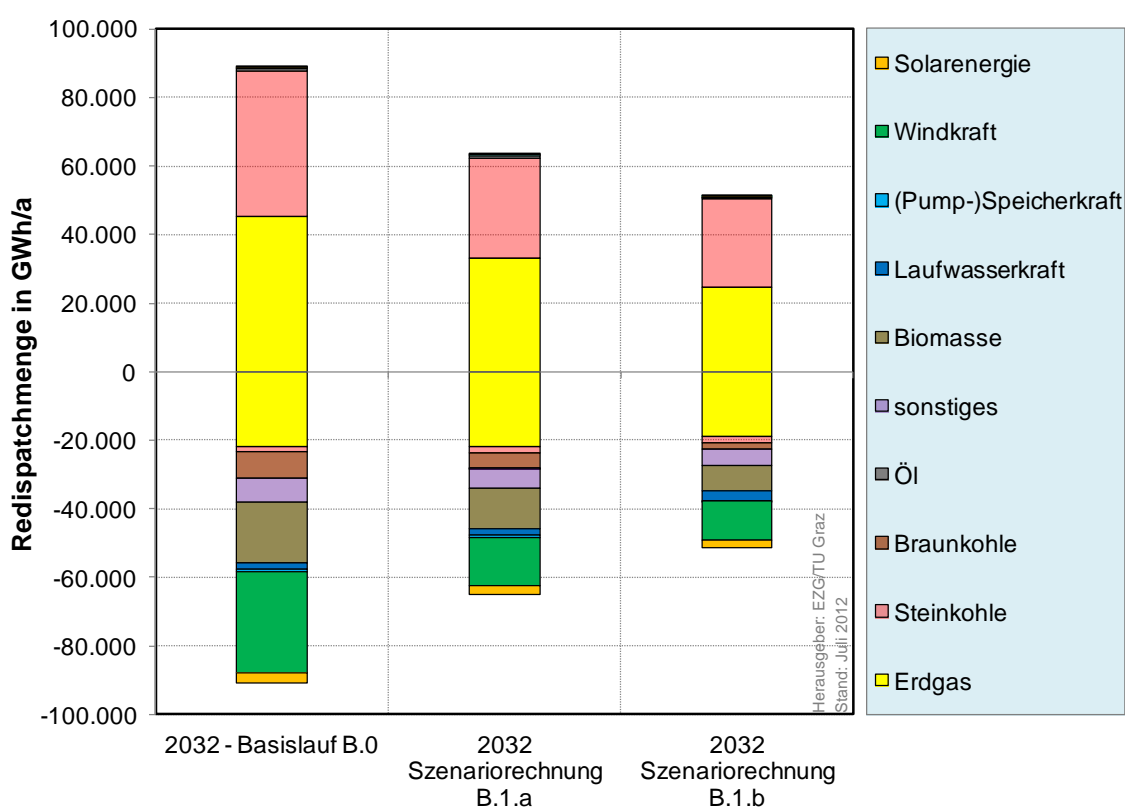


Abbildung 50: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2032 in den Szenariorechnungen B.0, B.1.a und B.1.b

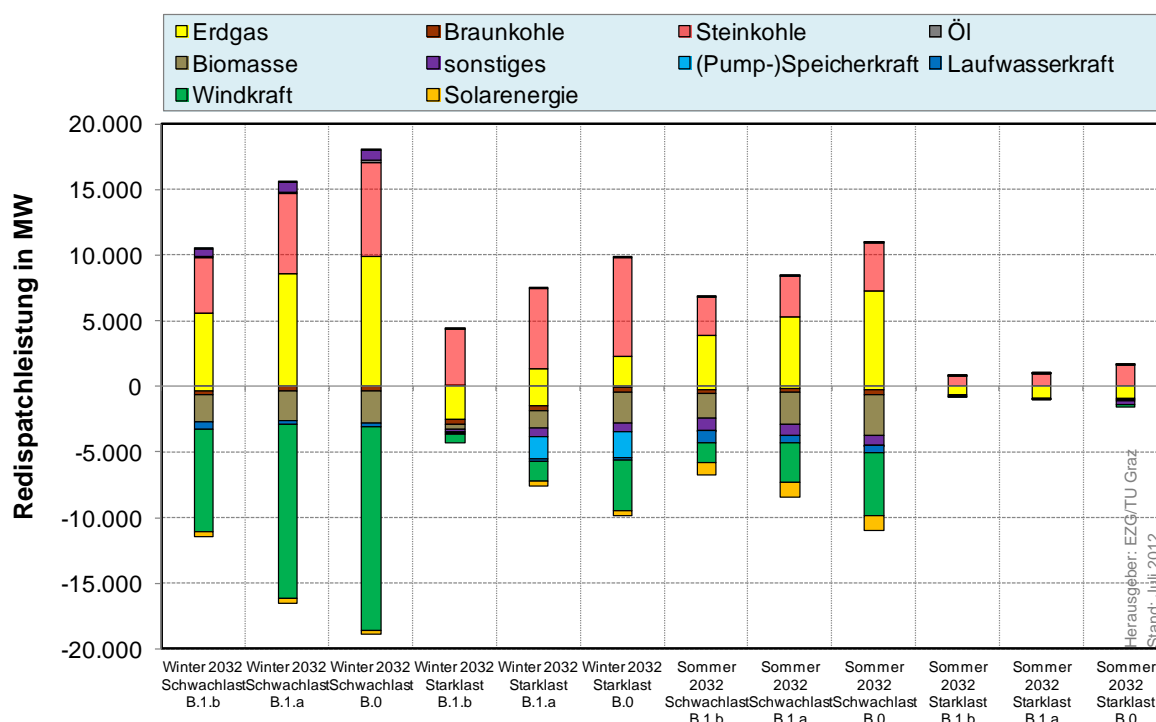


Abbildung 51: Gegenüberstellung der Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2032 im Winter und im Sommer für die Szenariorechnungen B.0, B.1.a und B.1.b

Die in der Winter Schwachlast ehemals in B.0 (2032) nicht in das Höchstspannungsnetz integrierbaren 15,5 GW Leistung aus Windkraftanlagen können durch die Berücksichtigung des gesamten Korridors A (A1 und A2) im Umfang von insgesamt 9 GW Nord-Süd-Transportleistung auf knapp die Hälfte (7,7 GW) reduziert werden. Dennoch ist der Umfang der Redispatchmaßnahmen immer noch maßgeblich zu hoch, so dass für ein zukunftsorientiertes und im Betrieb flexibel handhabbares Höchstspannungsnetz weitere Maßnahmen im AC-Netz nach dem NOVA-Prinzip notwendig sind.

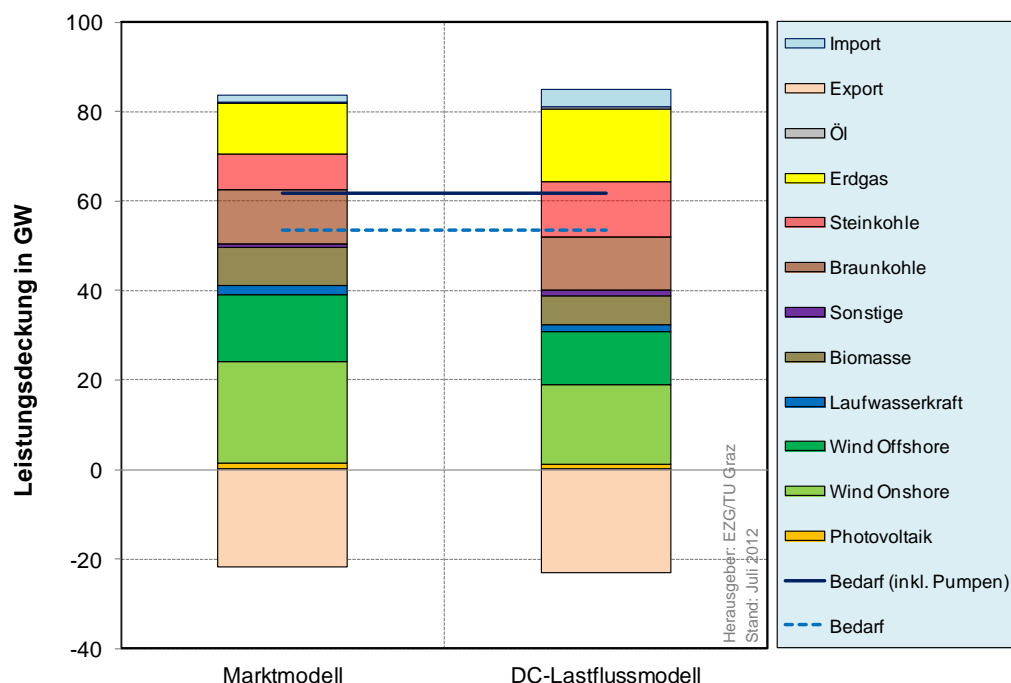
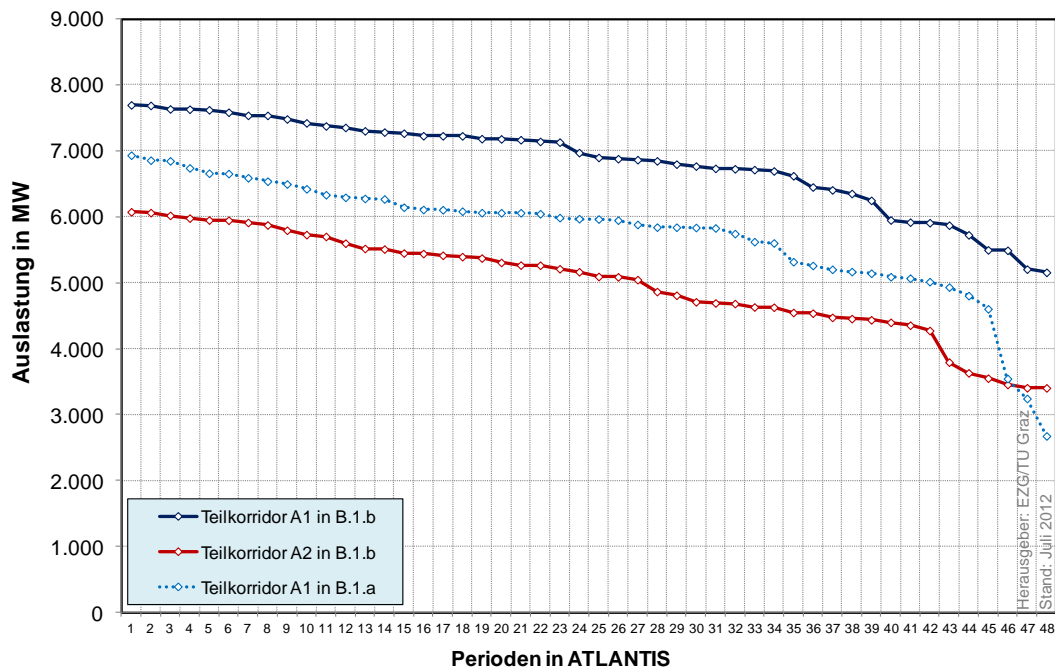


Abbildung 52: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2032 in der Szenariorechnung B.1.b

Vergleicht man die Leistungsdeckung in Deutschland laut Market Coupling aus der Szenariorechnung B.1.a (Abbildung 48) mit jener aus B.1.b (Abbildung 52) zeigt sich erwartungsgemäß dasselbe Ergebnis. Etwa 77% der gesamten Last (ohne Verbrauch aus Pumpspeicherkraftwerken) wird durch volatile erneuerbare Energieerzeugung gedeckt, rund 70% durch Windkraft.



**Abbildung 53: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinie der Korridore A1 und A2 aus TUG1K-Variante in der Szenariorechnung B.1.b verglichen mit der Variante B.1.a (nur Korridor A1) (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) im Szenariojahr B-2032**

Der Anteil der Photovoltaik ist in der betrachteten Schwachlastperiode im Winter mit ca. 2,8% dargebotsbedingt gering. Unter Berücksichtigung des Höchstspannungsnetzes (DC-OPF) inklusive HGÜ-Korridor A (TUG1K) sinkt der Anteil auf 60% für erneuerbare Energien und auf 55% speziell für Windkraft ab. Im Vergleich zur Szenariorechnung B.1.a speisen jedoch 5,5 GW mehr an Windkraft in das deutsche Höchstspannungsnetz ein. Verglichen mit Szenariorechnung B.0 steigt dieser Wert auf 7,8 GW. Mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien an der Lastdeckung sinken der Anteil thermischer Erzeugung und damit auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Damit leistet auch Teilkorridor A2 ebenso wie A1 einen Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele.

Die Berücksichtigung von Teilkorridor A2 führt zu einem markanten Anstieg in der Auslastung des nördlichen Korridors A1 (Abbildung 53). Zusätzlich zeigt auch Teilkorridor A2 eine relativ stabile Nord-Süd-Auslastung in den 48 DC-OPF-Rechnungen in ATLANTIS. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Szenariorechnung B.1.b auf einer durchschnittlichen Erzeugung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien basiert. In den *Extremfall*rechnungen mit beispielsweise hoher Erzeugung aus Windkraft (Starkwind) sind höhere Auslastungen der HGÜ-Leitungen zu erwarten.

### **Auswertung der Szenariovariante B.1.c – Gestaffelte Inbetriebnahme von Korridor A**

In einer weiteren Szenariorechnung für Szenario B wird aufbauend auf den Ergebnissen aus den Rechnungen B.0, B.1.a und B.1.b eine zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme der einzelnen Systeme (jeweils 3 GW) der HGÜ-Korridore A1 und A2 angenommen. Dabei wird in dieser Szenariorechnung B.1.c das Inbetriebnahmejahr der jeweils drei HGÜ-Systeme dem im Szenario *angenommenen* Inbetriebnahmejahr großer Offshorewindkraftanlagen angepasst.

Wobei es Folgendes bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten gilt:

*Der in Tabelle 10 dargestellt jährliche **Verlauf der installierten Offshorewindleistung ist fiktiv und soll keineswegs den aktuellen Planungsstatus von Offshorewindparks und deren Netzanschluss- bzw. Inbetriebnahmejahr**<sup>61</sup> wiedergeben. Wie in Kapitel 4.1 beschrieben wird aus Stützstellen der Jahre 2011, B-2022 und B-2032 ein durchgängiges Szenario für die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks erhoben. Daraus ergeben sich **synthetische Inbetriebnahmejahre für Offshorewindkraftanlagen**, welche entsprechend dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) an den angeführten 380-kV-Netzknoten einspeisen. Die in Tabelle 10 dargestellte zeitliche Staffelung ist eine vom Szenariorahmen<sup>62</sup> stark getriebene und dementsprechend veränderliche Annahme. Genehmigungszeiten (Erzeugungsanlagen und Netzanschluss) sowie Verfügbarkeit adäquater Offshoretechnologie sind vorerst nicht Gegenstand der Überlegungen zur Inbetriebnahme der HGÜ-Leitungen.*

Ziel dieser Szenariorechnung ist es, die Wirkung einer zeitlich verteilten Inbetriebnahme einzelner HGÜ-Leitungen im Gesamtsystem bzw. auf den Kraftwerkseinsatz darzustellen. Dabei ist der unmittelbare Effekt von steuerbaren Systemelementen für Transportaufgaben verglichen mit der Szenariorechnung B.0 (Verbundnetz ohne HGÜ) vorrangig von Bedeutung.

**Tabelle 10: Gegenüberstellung der fiktiv synthetisierten zeitlichen Entwicklung der Offshore-Windkraftleistung in der Nordsee (bzw. an den Anlandeknoten Emden, Cloppenburg und Unterweser) und der daran angepassten gestaffelten Inbetriebnahme (jeweils 3 Systeme à 3 GW Übertragungsleistung) der Teilkorridore A1 und A2 aus der Overlayvariante TUG1K**

Jahr	Offshore-Windkraft an den Knoten Emden, Cloppenburg und Unterweser <sup>63</sup> [MW]	Teilkorridor A1 [MW]	Teilkorridor A2 [MW]
2017	1.687	0	0
2018	3.157	3.000	0
2019	3.157	3.000	3.000
2020	3.157	3.000	3.000
2021	3.157	3.000	3.000
2022	3.315	3.000	3.000
2023	3.315	3.000	3.000
2024	3.315	3.000	3.000
2025	4.294	6.000	3.000
2026	4.294	6.000	6.000
2027	5.121	9.000	6.000
2028	5.121	9.000	9.000
2029	5.121	9.000	9.000
2030	6.100	9.000	9.000
2031	6.100	9.000	9.000
2032	6.926	9.000	9.000

Abbildung 54 stellt den jährlichen positiven und negativen Redispatch in Energieeinheiten im Zeitverlauf von 2012 bis 2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme der HGÜ-Systeme in den Korridoren A1 und A2 dar. Ebenso dargestellt ist die einhüllende Kurve aus dem Basislauf B.0 (Startnetz ohne HGÜ) entsprechend Abbildung 40.

<sup>61</sup> Eine zuverlässige Prognose über die zeitliche Staffelung der Inbetriebnahme der Offshorewindparks, noch dazu auf Netzknotenebene, kann zum Zeitpunkt der Entstehung dieses Gutachtens *nicht* erfolgen. Die Annahmen basieren demzufolge auf der gesamt installierten Offshore-Windleistung in B-2022 bzw. B-2032 und dem für die ATLANTIS-Simulationen *angenommenen* schrittweisen Zubau der Offshore-Windparks zwischen 2012 und 2032.

<sup>62</sup> Dies betrifft sowohl die Ausprägung des Anteils von Offshoreanlagen in B-2022 und B-2032 vor allem aber auch die im Gutachten NEMO vorgenommene regionale Verteilung der installierten Leistung und deren Zuteilung auf entsprechende Netzknoten im Höchstspannungsnetz.

<sup>63</sup> Die Angaben beruhen auf der in NEMO getroffenen Knotenzuteilung der Offshorewindleistung in der Nordsee im Szenario B-2032 auf die Knoten *Emden*, *Cloppenburg* und *Unterweser*. Zusätzlich werden auch weitere Netzknoten wie bspw. *Diele* für die Anlandung der Offshorewindkraft vorgesehen, sodass die insgesamt 6,9 GW Offshorewindleistung im Jahr 2032 rund ein Viertel der vorgesehenen 28 GW Offshorewindleistung (Ostsee und Nordsee) an den drei Knoten *Emden*, *Cloppenburg* und *Unterweser* anlanden.

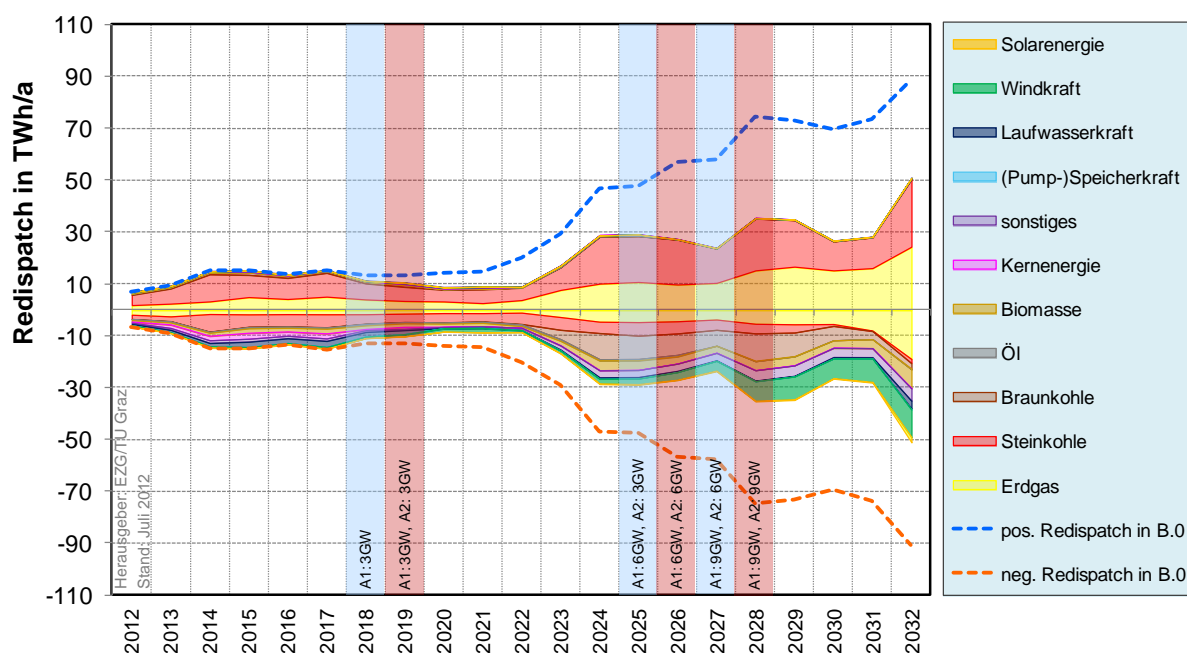


Abbildung 54: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchmenge je Kraftwerkstyp im Szenariolauf B.1.c zwischen 2012 und B-2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme des Overlaykorridors A (TUG1K) verglichen mit dem Verlauf des Redispatchumfangs in der Szenariorechnung B.0 „Startnetz ohne Transportkorridore“ (dargestellt in Form der strichlierten Hüllkurve für positiven und negativen Redispatch, vergleiche dazu auch Abbildung 40)

Dabei bewirkt bereits die Inbetriebnahme der ersten jeweils 3 GW HGÜ-Leitungen in Korridor A1 (2018) und A2 (2019) eine spürbare Reduktion der notwendigen Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz um rund 2 TWh/a. Bis zum Jahr 2021 kann durch die angenommene Transportkapazität von jeweils 3 GW in A1 und A2 annähernd ein Drittel des Redispatchumfangs bzw. rund 5,5 TWh/a verhindert werden. Erst mit zunehmendem Verlauf der Simulation und damit einhergehender Zunahme der Einspeisung aus erneuerbaren Energietechnologien zeigt sich die zukunftsichere und nachhaltige Wirkung der Korridore A1 und A2. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit der Zunahme der Transportkapazität der Korridore A1 und A2 bis zum Jahr 2028. Der Redispatchumfang im Jahr 2032 entspricht mit  $\pm 51$  TWh erwartungsgemäß jenem aus der Szenariorechnung B.1.b und wird daher hinsichtlich der Wirkung des Overlaysystems auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht näher beleuchtet.

In der letzten Szenariorechnung B.1.d mit der Overlayvariante TUG1K werden beide Teilkorridore A1 und A2 mit jeweils insgesamt 9 GW Transportleistung für das Jahr 2022 berücksichtigt. Diese Szenariorechnung liegt bezüglich Redispatch mit  $\pm 6,2$  TWh/a im Jahr 2022 erwartungsgemäß unterhalb der ermittelten Energiemenge in B.1.c. Eine nähere Untersuchung hinsichtlich der im Rahmen dieser Szenariorechnung durchgeführten Extremfallrechnungen erfolgt im Abschnitt 5.4.3.

#### **ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT AUS DER SZENARIORECHNUNG B.1 (EIN HGÜ-KORRIDOR):**

Die Szenariorechnung B.1 berücksichtigt neben dem Startnetz einen HGÜ-Korridor bestehend aus zwei Teilkorridoren. In unterschiedlichen Kombinationen aus Startnetz und HGÜ-Teilkorridoren (A1 und A2) wird die Wirkung auf den Kraftwerkseinsatz in B-2022 bzw. B-2032 ermittelt.

- ❖ Aus den Szenariorechnungen B.1 wird die positive Wirkung eines Systemelementes im Höchstspannungsnetz, welches einen gerichteten Stromtransport über große Entfernungen ermöglicht, deutlich.
- ❖ Durch die Korridore A1 und A2 zeigt sich eine deutliche Reduktion des Redispatches im Vergleich zum Basislauf B.0 (Startnetz). Weiters sind geeignete Maßnahmen im Drehstromnetz nach dem NOVA-Prinzip für die systemoptimale Einbindung der HGÜ-Leitungen erforderlich.
- ❖ Weitere steuerbare Nord-Süd-Transportkapazitäten sind zudem für ein zukunftsorientiertes und im Betrieb flexibel handhabbares Höchstspannungsnetz notwendig.



### 5.4.3 Auswertung der Extremfallrechnungen für B.1

Im diesem Abschnitt wird anhand von Extremfallrechnungen gezeigt, dass insbesondere in Fällen hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien (z.B. Starkwindsituationen) die Bedeutung von Transportkorridoren für das Gesamtsystem gefestigt wird.

Aufbauend auf den Ergebnissen aus NEMO ergeben sich aus den Kombinationen von „Stark“ und „Schwach“ für die drei Kenngrößen Last, Windeinspeisung und PV-Einspeisung insgesamt acht Netznutzungsfälle für jedes der vier Szenarien aus dem Szenariorahmen. Eine exakte Berechnung dieser jeweils acht Netznutzungsfälle ist Teil der Lastflussanalysen mit dem Programm NEPLAN. Die Ergebnisse daraus werden in Abschnitt 6 ausführlich behandelt.

Um jedoch die Wirkung von Netzausbaumaßnahmen, insbesondere jene durch HGÜ-Korridore, auch in Extremsituationen zu demonstrieren, werden mit Hilfe von Extremfallrechnungen die Netznutzungsfälle aus NEMO hinsichtlich Last und Einspeisung aus erneuerbaren Energien in ATLANTIS bestmöglich nachgebildet. Dadurch erfolgt in ATLANTIS aufgrund des Modellcharakters implizit die Berücksichtigung des Gesamtsystems aus Kraftwerken, Übertragungsnetz und Verbrauch im *gesamten* kontinentaleuropäischen synchronen Netzgebiet sowohl durch ein europäisches Market Coupling Modell als auch durch das Redispatchmodell basierend auf einem DC-Lastfluss. Die Marktergebnisse<sup>64</sup>, welche sich im Market Coupling Modell von ATLANTIS für Deutschland ergeben, werden den Ergebnissen aus NEMO gegenübergestellt. Modellbedingte Unterschiede werden dargelegt. Aufbauend auf den Marktergebnissen aus ATLANTIS erfolgt die DC-Lastflussrechnung<sup>65</sup>. Unterschiedliche Maßnahmen im Höchstspannungsnetz (Freileitungsmonitoring, HGÜ-Korridore) können somit verglichen werden.

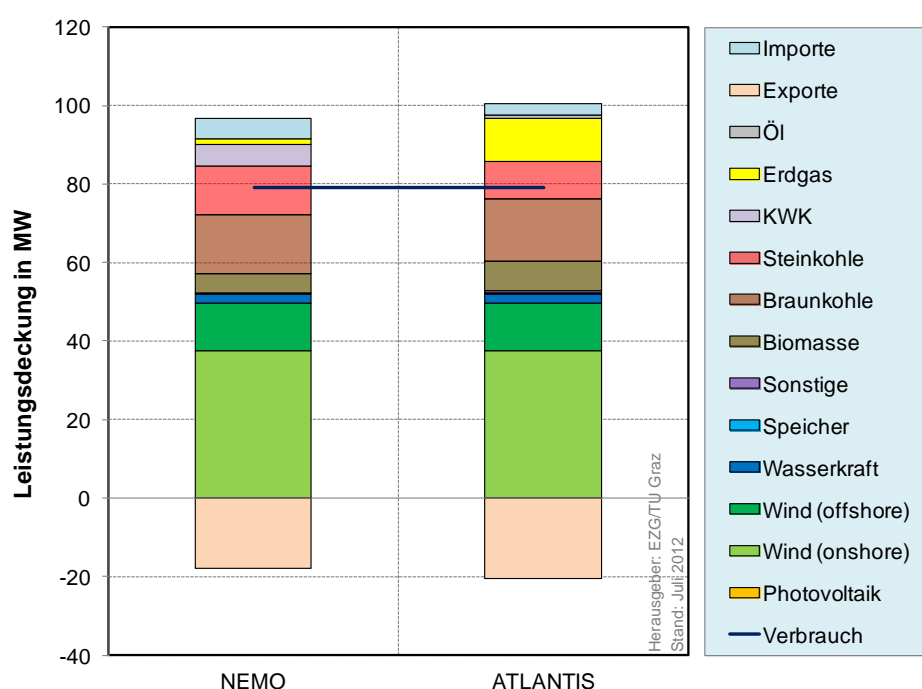


Abbildung 55: Vergleich der Marktergebnisse (Leistungsdeckung) für B-2022 L+W+P- in NEMO und ATLANTIS (im Startnetz)

Da es sich bei dem Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/Schwach-PV (L+W+P-) um den für das Startnetz kritischsten Netzfall für die Szenarienstützstellen B-2022 und B-2032 handelt (siehe Abschnitt 6.2), wird dieser in ATLANTIS nachgebildet. Im Folgenden werden zunächst die durchgeführten Extremfallrechnungen für das Jahr 2022 und Szenario B erläutert. Dabei werden die verschiedenen

<sup>64</sup> Die Marktergebnisse umfassen neben dem Kraftwerkseinsatz in Deutschland zudem die Export/Import-Verhältnisse zu den benachbarten Ländern.

<sup>65</sup> DC-OPF Modell in ATLANTIS mit Redispatch von Kraftwerken, sofern die Einhaltung des Fahrplans der einzelnen Kraftwerke aus dem Marktergebnis unter Einhaltung der Netzrestriktionen nicht möglich ist.

Kombinationen aus den Teilkorridoren A1 und A2, dem Startnetz und der Möglichkeit von Freileitungsmonitoring hinsichtlich deren Wirkung auf den Kraftwerkseinsatz und die Netzauslastung untersucht und deren Ergebnisse einander gegenübergestellt.

In Abbildung 55 ist aus dem Marktmodell die Leistungsdeckung inklusive Export-Import-Bilanz (physikalische Lastflüsse) für Deutschland für den Netznutzungsfall L+W+P- in B-2022 dargestellt. Die wesentlichen Unterschiede zwischen dem Ergebnis aus NEMO und jenem aus der Extremfallrechnung mit ATLANTIS bestehen dabei beim Einsatz der thermischen Kraftwerke sowie bei der Außenhandelsbilanz Deutschlands. Während der Nettoexport (Differenz aus Export und Import) in NEMO bei 12,4 GW Export liegt, ergibt die Berechnung in ATLANTIS einen Nettoexport von 17,5 GW. Dabei gilt es festzuhalten, dass das europäische Szenarioumfeld in NEMO nicht exakt jenem in ATLANTIS entspricht. Zusätzlich beeinflusst auch das Brennstoffpreisszenario den Kraftwerkseinsatz in den einzelnen Ländern, wodurch Unterschiede im Export-Import-Verhalten ebenso erklärbar werden. Bezüglich der konventionellen Erzeugung aus thermischen Kraftwerken ergibt die Berechnung in NEMO eine Gesamterzeugung von 34,3 GW. Demgegenüber stehen 37,8 GW in ATLANTIS, wobei KWK-Anlagen in der Darstellung für ATLANTIS in Abbildung 55 nicht explizit ausgewiesen, in den Berechnungen von ATLANTIS aber berücksichtigt sind. Die Erzeugung aus dargebotsabhängiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Last in Deutschland werden in die ATLANTIS-Extremfallrechnung dem Netznutzungsfall aus NEMO entsprechend exakt nachgebildet.

Abbildung 56 stellt einen Ausschnitt aus dem europaweiten Snapshot für die Exporte und Importe je Regelzone im ATLANTIS-Extremfall L+W+P- im Startnetz (ohne HGÜ, ohne Freileitungsmonitoring) dar. Auf der linken Seite ist das Ergebnis aus dem Marktmodell (Market Coupling) dargestellt; basierend auf diesem Ergebnis (Regelzonensaldo) sind rechts die physikalischen grenzüberschreitenden Lastflüsse aus dem DC-OPF-Modell abgebildet. Der Unterschied zwischen der Exportbilanz im Markt (18,5 GW) und jener laut DC-OPF-Modell (17,5 GW) beruht auf der Notwendigkeit von grenzüberschreitendem Redispatch im Umfang von 1 GW. Um die Netzrestriktionen im DC-Lastfluss nicht zu verletzen, muss der Export gegenüber dem Marktergebnis reduziert werden. Diese Maßnahme wird erst nach Ausschöpfen der Möglichkeiten durch Regeltransformatoren und nationalem Redispatch ergriffen und kann damit als qualitative Aussage über eine potenziell kritische Netzsituation gewertet werden.

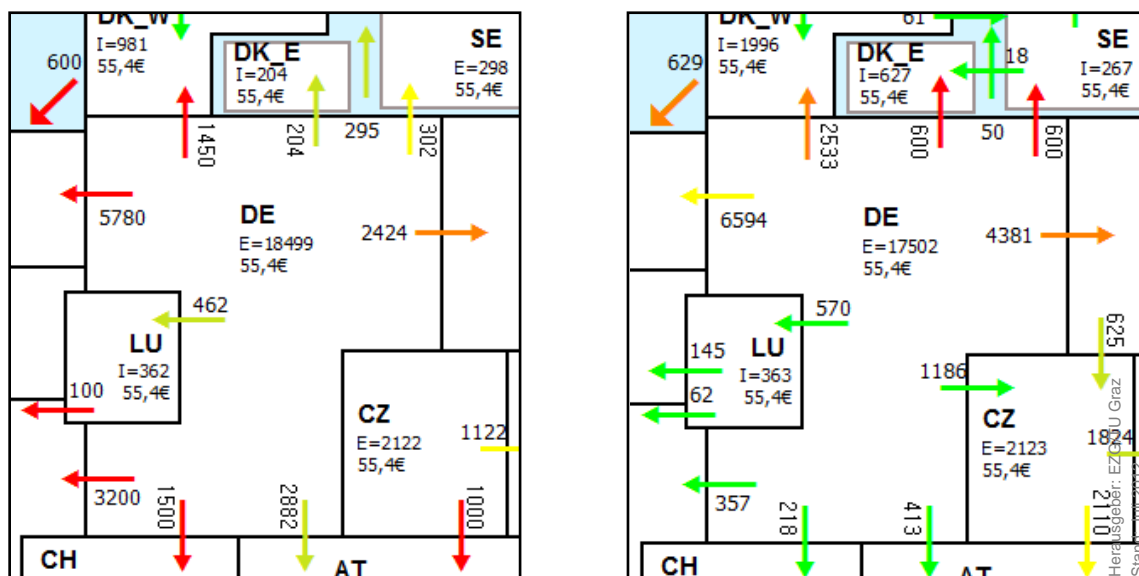


Abbildung 56: ATLANTIS-Snapshots für B-2022 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall L+W+P-<sup>66</sup>

<sup>66</sup> Die Großhandelspreise aus dem Market Coupling Modell sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des NTCs bzw. des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wieder, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung ent-

Bevor die Ergebnisse aus den einzelnen Extremfallrechnungen für L+W+P- in B-2022 dargestellt werden, zeigt Tabelle 11 einen Überblick über die Netzvarianten, welche für diesen Berechnungsfall in unterschiedlichen Kombinationen zugrunde gelegt werden. In den Berechnungen mit Freileitungsmonitoring (FLM) wird aufgrund der im Extremfall zugrunde gelegten Starkwindsituation<sup>67</sup> eine höhere Belastbarkeit der Höchstspannungsleitungen angenommen. Dazu werden die Potenziale für Starkwind aus den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b).

Tabelle 11: Übersicht über die simulierten Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- für B-2022

Szenario-rechnungen	Szenario und Jahr	Bezeichnung der Extremfallvariante	Netzvarianten in Deutschland			
			Startnetz	FLM	TUG1K A1	TUG1K A2
B.0	B-2022	Netzvariante "Startnetz"	✓	✗	✗	✗
B.1		Netzvariante 1	✓	✗	✓	✓
		Netzvariante 2	✓	✓	✗	✓
		Netzvariante 3	✓	✓	✓	✗
		Netzvariante 4	✓	✓	✓	✓
Startnetz		entsprechend dem Integral-Datensatz der ÜNB modelliert				
FLM		Freileitungsmonitoring entsprechend einer Starkwindsituation				
TUG1K A1		Teilkorridor A1 (Nordkorridor) aus Overlayvariante TUG1K				
TUG1K A2		Teilkorridor A2 (Südkorridor) aus Overlayvariante TUG2K				

Abbildung 57 zeigt für die Variantenrechnungen jeweils den Umfang an notwendigen Redispatchmaßnahmen im Extremfall L+W+P-. Da keine der Netzmaßnahmen, weder FLM noch HGÜ-Leitungen, einen Einfluss auf die Handelskapazitäten an den Grenzkuppelstellen (NTC) hat, ist das Marktergebnis in allen Netzvarianten gleich. Demzufolge haben die in Abbildung 57 dargestellten Redispatchmengen (Differenz zwischen Marktergebnis und Ergebnis aus DC-OPF-Modell) alle denselben Kraftwerkseinsatz laut Markt als Bezugsgröße und können somit direkt miteinander verglichen werden.

#### Netzvariante „Startnetz“: ohne HGÜ-Korridore (Vergleichsbasis für nachfolgende Varianten)

In der Netzvariante „Startnetz“ ohne HGÜ-Korridore und ohne Freileitungsmonitoring zeigt sich mit +14,7/-15,7 GW<sup>68</sup> erwartungsgemäß der höchste Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz im Rahmen der untersuchten Netzvarianten (Tabelle 11) für B-2022 L+W+P- mit ATLANTIS. Das gesamte Angebot an fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugung liegt im L+W+P- Netznutzungsfall bei rund 52 GW, wobei allein 49,5 GW durch Windkraft geleistet werden. Bei dem Verbrauch von 79,1 GW und den Exportkapazitäten in Form der NTC-Werte ergibt sich eine restloser Abruf der 52 GW erneuerbarer Energien am Markt. Aufgrund von Netzengpässen im Startnetz sind in Summe rund 12,2 GW an Leistung aus erneuerbaren Energietechnologien von Produktionseinschränkungen bzw. Abschaltungen betroffen. Damit sinkt der Anteil erneuerbarer Energien an der Lastdeckung (ohne Exporte) im DC-OPF auf 50%, während am Markt eine Quote von knapp 66% erreicht wird. Vor-

spricht. Ergibt das Market Coupling zwischen zwei benachbarten Regelzonen keinen ökonomisch sinnvollen Austausch so wird der Pfeil in der Snapshotgrafik nicht dargestellt (z.B. Grenze DE-CZ). Physikalisch ergeben sich die Lastflüsse entsprechend der Netzparameter.

<sup>67</sup> Insgesamt speisen in diesem Extremfall 49,5 GW Windkraft in das Netz ein und damit rund 82% der installierten Leistung im Szenario B-2022

<sup>68</sup> Der Saldo von -1 GW entspricht dem bereits beschriebenen grenzüberschreitenden Redispatch.

wiegend thermische Kraftwerkskapazitäten (Steinkohle und Erdgas) ersetzen die Erzeugung aus umweltschonenden und im Betrieb CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftwerken.

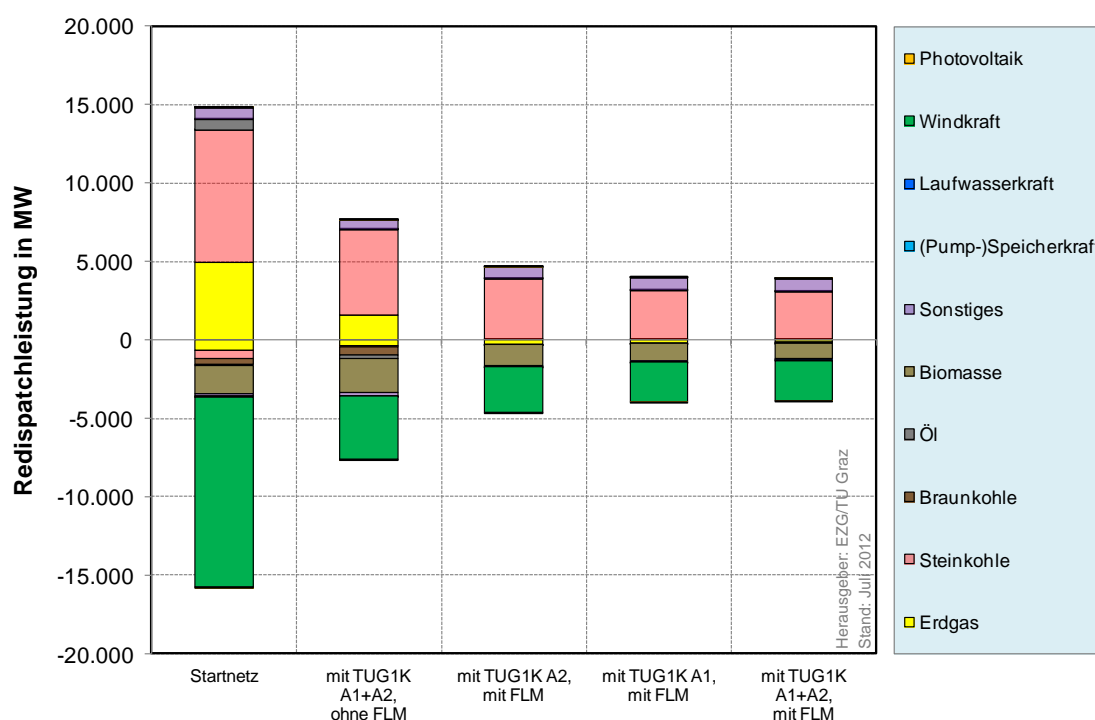


Abbildung 57: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung L+W+P- in B-2022, noch ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen (vergleiche Übersicht Tabelle 11)

#### Netzvariante 1: mit Korridor TUG1K (A1 und A2) und ohne FLM

In der ersten Netzvariante wird zusätzlich zum Startnetz auch die *Overlayvariante TUG1K mit den beiden Teilkorridoren A1 und A2* (jeweils 9 GW Übertragungsleistung) berücksichtigt. Unberücksichtigt bleibt zunächst noch die Möglichkeit von Freileitungsmonitoring (FLM). Durch den Korridor A (A1 und A2) wird im Startnetz eine steuerbare Transportmöglichkeit vom windkraftintensiven Norden in die verbrauchsstarken Netzgebiete in Nordrhein-Westfalen und im Südwesten Deutschlands ermöglicht. Neben der reinen Betrachtung der *Transportleistung* trägt insbesondere die *Steuerbarkeit des Systemelementes* in Form von HGÜ-Leitungen zu der deutlich besseren Integration erneuerbarer Energieerzeugung bei. Damit können die Verbundfunktionen des Startnetzes bestmöglich mit den Übertragungsfunktionen von HGÜ-Systemen verknüpft werden. Durch die Overlaykorridore A1 und A2 sinkt der Gesamtumfang an Redispatch um gut 50% auf  $\pm 7,6$  GW. Auch die Notwendigkeit von grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen ist nicht mehr gegeben. Die in das Netz nicht integrierbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien sinkt sogar noch deutlicher auf ein Drittel bzw. 4 GW ab. Der Snapshot basierend auf den grenzüberschreitenden Summenlastflüssen je Grenze (Abbildung 58) zeigt verglichen mit der Extremfallrechnung im Startnetz eine deutliche Abnahme der Ringflüsse über das Ausland. Insbesondere die Grenze zu den Niederlanden und damit auch das niederländische Höchstspannungsnetz werden durch die Overlayvariante TUG1K mit rund 2 GW weniger belastet als im Startnetz. Der Anstieg der Exporte in Richtung Frankreich, Schweiz und Österreich kann als wesentlicher Beitrag für die Integration des europäischen Binnenmarktes gewertet werden. Der Elektrizitätsbinnenmarkt ist neben der Versorgungssicherheit und der Integration erneuerbarer Energien die dritte Grundsäule der europäischen Energiepolitik. Die Auslastung des gesamten Korridors liegt in dieser Netzvariante *Startnetz inkl. TUG1K-Overlayvariante (A1 und A2) und ohne FLM* bei der vollen thermischen Transportkapazität von 9 GW.

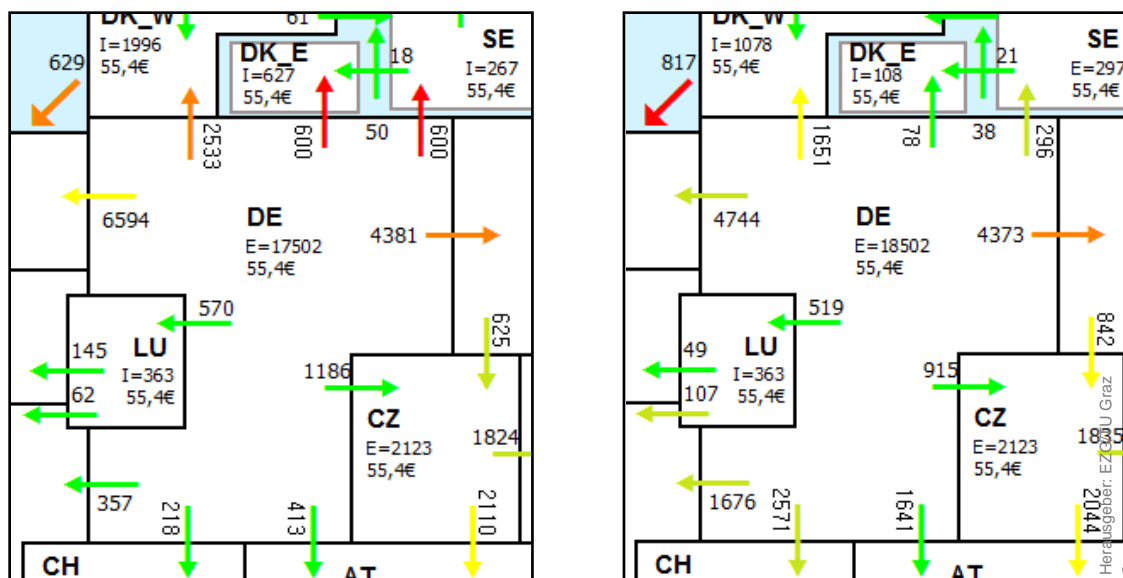


Abbildung 58: ATLANTIS-Snapshots für B-2022 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Netzvariante „Startnetz“) (links) und im Startnetz mit TUG1K-Overlayvariante und ohne FLM (Netzvariante 1) (rechts) im Extremfall L+W+P-<sup>69</sup> (vergleiche Übersicht Tabelle 11)

#### Netzvariante 2-4: Unterschiedliche Kombinationen der Teilkorridore A1 und A2, mit FLM

In drei weiteren Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- (B-2022) wird die Wirkung von Freileitungsmonitoring und der daraus resultierenden höheren Belastungsgrenze von 220/380-kV-Leitungen bei Starkwind (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) erhoben. Dazu wird zunächst abwechselnd nur Leitungskorridor A1 bzw. A2 aus der Variante TUG1K in Kombination mit FLM verwendet. Anschließend erfolgt eine weitere Netzvariante mit FLM und dem gesamten Korridor A (A1 und A2).

Abbildung 57 zeigt die Einflüsse dieser Netzvarianten auf den Redispatch. In der Tat kann durch die Anwendung von Freileitungsmonitoring eine weitere Reduktion des Umfangs an Redispatchmaßnahmen erreicht werden. Im Schnitt sinkt der Umfang von ehemals in etwa  $\pm 15$  GW im Startnetz auf weniger als  $\pm 5$  GW. Die Netzintegration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, vorwiegend aus Windkraft, pendelt sich im Bereich 2,9 GW bis 2,5 GW ein. Dabei zeigt die Netzvariante *mit Teilkorridor A1 in Kombination mit FLM* (Netzvariante 3) eine stärkere Wirkung als die Netzvariante *mit Teilkorridor A2 mit FLM* (Netzvariante 2). Bei Betrachtung des Erzeugungsschwerpunktes aus Windkraft im Norden Deutschlands spricht die starke Auslastung von Teilkorridor A2 auch ohne den Teilkorridor A1 insbesondere für die positive Wirkung von Netzoptimierungsmaßnahmen durch Freileitungsmonitoring.

Die Gegenüberstellung des DC-Lastflussergebnisses in der Netzvariante *mit Teilkorridor A1 und FLM* (Abbildung 59) mit jener Netzvariante *mit Teilkorridor A2 und FLM* (Abbildung 60) zeigt eine höhere Nord-Süd-Auslastung des 220/380-kV-Netzes im Nordwesten Deutschlands in der Netzvariante mit Teilkorridor A2 und FLM. In der Netzvariante *mit Teilkorridor A1 und mit FLM* kann durch die drei HGÜ-Systeme à 3 GW eine sichtbare Entlastung des Drehstromnetzes erreicht werden. Zusätzlich ergibt die DC-Lastflussrechnung einen deutlich geringeren Verdrängungslastfluss über die Leitung zwischen den Netzknoten Diele (DE) und Meeden (NL). Dieser liegt in der Netzvariante *mit Teilkorridor A1 und FLM* bei rund 1,7 GW und erhöht sich in der Netzvariante *mit Teilkorridor A2 und mit FLM* mit ca. 3,3 GW auf fast den doppelten Wert. Im Gegensatz dazu verringern sich im Süden durch den Teilkorridor A2 die Engpässe im Drehstromnetz im Vergleich zu der Rechnung mit Teilkorridor A1. Der Grund, weshalb die Netzvariante *mit Teilkorridor A2 und mit FLM* einen ähnlichen Kraftwerkseinsatz wie die Netzvariante *mit Teilkorridor A1 und mit FLM* ergibt, liegt in der für Starkwindsituationen angenommenen erhöhten Belastbarkeit der Drehstromleitungen durch FLM.

<sup>69</sup> Die Großhandelspreise sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wieder, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht.



Freileitungsmonitoring ermöglicht im Rahmen von Netzoptimierung zusätzliche Freiheitsgrade im 220/380-kV-Drehstromnetz und ist daher in die Netzplanung einzubeziehen.

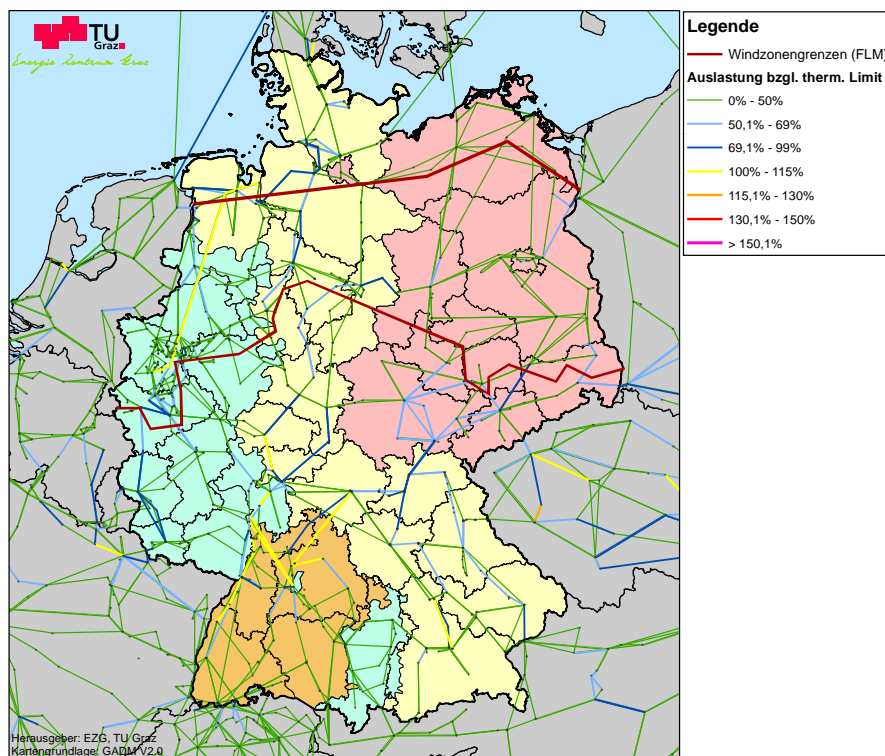


Abbildung 59: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante mit Teilkorridor A1 und mit FLM (Netzvariante 3 aus Tabelle 11) im Extremfall L+W+P- in B-2022

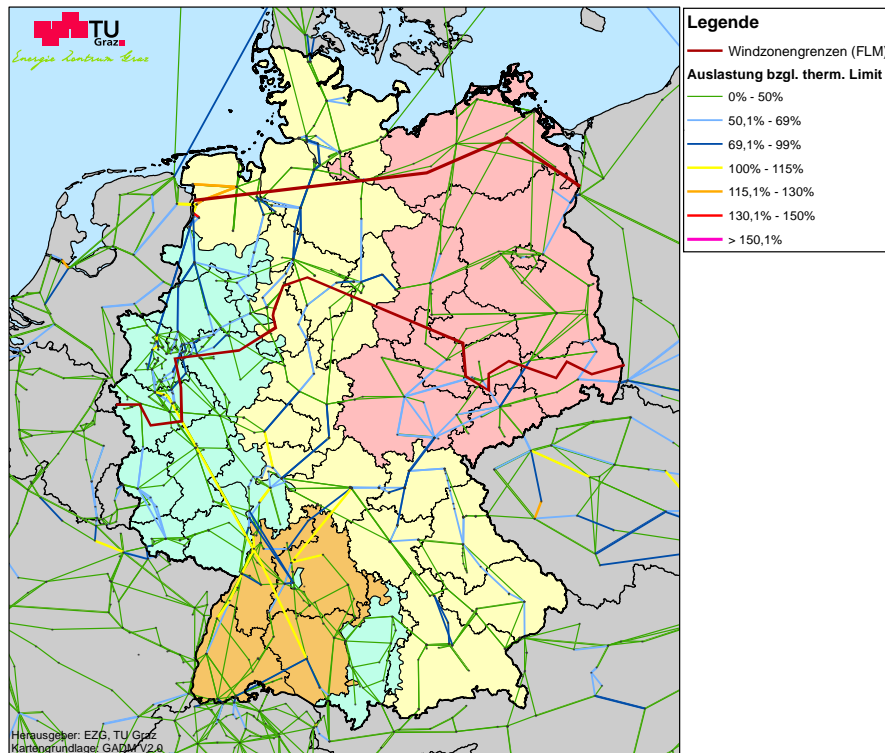


Abbildung 60: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante mit Teilkorridor A2 und mit FLM (Netzvariante 2 aus Tabelle 11) im Extremfall L+W+P- in B-2022

Abbildung 61 zeigt neben der Netzauslastung auch die von Produktionseinschränkungen betroffenen Windkraftanlagen in der Netzvariante *mit beiden Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM* (Netzvariante 4). Von den rund 2,6 GW an Windleistung, welche nicht ins Netz integriert werden kann, liegen rund

1,2 GW im Nordosten von Deutschland. Ein weiterer Schwerpunkt für Redispatch liegt an der deutsch-dänischen Grenze (670 MW). Im Nordwesten Deutschlands (küstennah) können rund 520 MW nicht in das Netz integriert werden. Die restlichen 210 MW verteilen sich vorwiegend auf den Westen Deutschlands. Der Grund dafür liegt unter anderem in der Auslastung des Transportkorridors A1. Die in Abbildung 57 geringfügige Verbesserungen des Umfangs an Redispatchmaßnahmen in der Netzvariante mit den Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM gegenüber der Variante mit Teilkorridor A1 und mit FLM muss auch unter dem Aspekt von Entlastungen im 220/380-kV-Netz durch den zusätzlich zu Teilkorridor A1 berücksichtigten Teilkorridor A2 betrachtet werden (vergleiche dazu Abbildung 61 mit Abbildung 59).

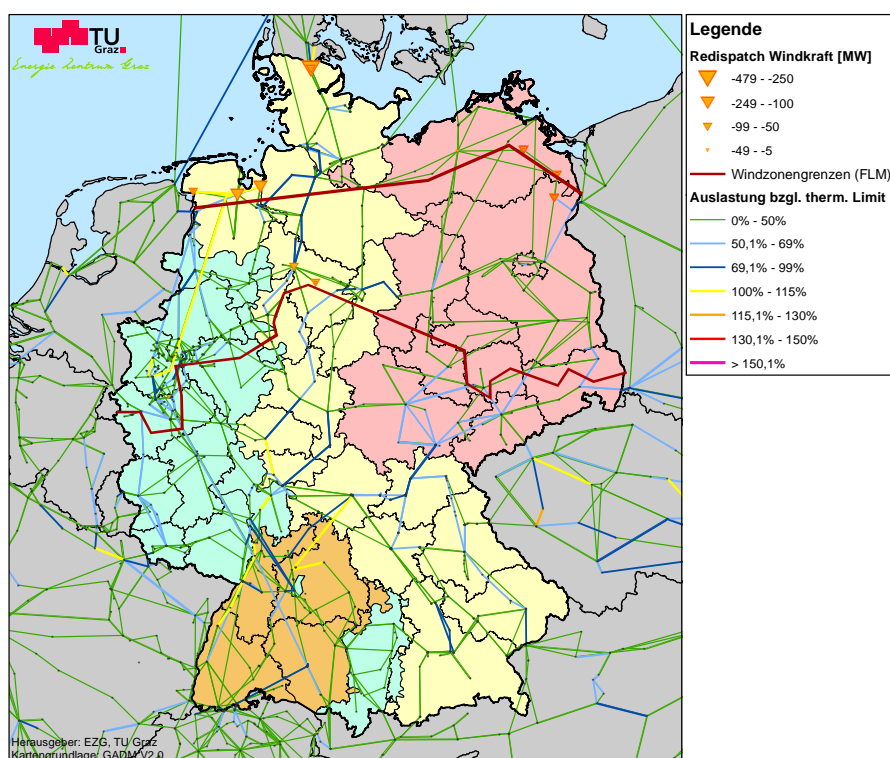


Abbildung 61: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante mit beiden Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM (Netzvariante 4 aus Tabelle 11) sowie netzbedingte Produktionseinschränkungen von Windkraftanlagen (negativer Redispatch, orange Dreiecke) im Extremfall L+W+P- in B-2022

In den folgenden Abschnitten werden die Modellergebnisse aus dem *Extremfall L+W+P- für B-2032* diskutiert. Zunächst zeigt Abbildung 62 wiederum den Vergleich zwischen dem Marktergebnis aus NEMO und jenem aus ATLANTIS. Mit einem Gesamtaufkommen von 87,8 GW aus Windkraft (davon 25,9 GW Offshore) entspricht dies einer Quote von 95% gemessen an der installierten Leistung im Szenario B-2032. Hinzu kommen die Einspeisung aus PV in der Höhe von knapp 8 GW und jene aus Wasserkraft im Ausmaß von knapp 2,7 GW. Die Last von 81,5 GW (ohne Verbrauch der Pumpen, ohne Exporte) kann somit am Markt zu 100% durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Während die Erzeugung aus den dargebotsabhängigen Technologien wie Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik ebenso wie die Last in ATLANTIS bestmöglich dem Ergebnis aus NEMO nachempfunden ist, ergeben sich modellbedingte Unterschiede im Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks<sup>70</sup> sowie im Import-Export-Saldo Deutschlands. Der hohe Anteil kostengünstiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einer entsprechenden Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten. Der Nettoexport liegt im Gutachten NEMO bei 21,2 GW (Consentec/IAEW, 2012), die Simulation mit ATLANTIS (europaweites Market Coupling und anschließender DC-OPF) ergibt einen physikalischen Nettoexport von 28,8 GW.

<sup>70</sup> KWK-Anlagen sind in der Darstellung für ATLANTIS in Abbildung 62 nicht explizit ausgewiesen. Die dargestellten thermischen Kraftwerke basierend auf den fossilen Brennstoffen Kohle und Erdgas, sind somit KWK-Erzeugungsanlagen mit Must-Run-Charakter. Im Unterschied dazu ist in den Ergebnisdaten aus NEMO die KWK-Erzeugung aus thermischen Kraftwerken (unter anderem Erdgaskraftwerke) gesondert ausgewiesen und dementsprechend in Abbildung 62 dargestellt.

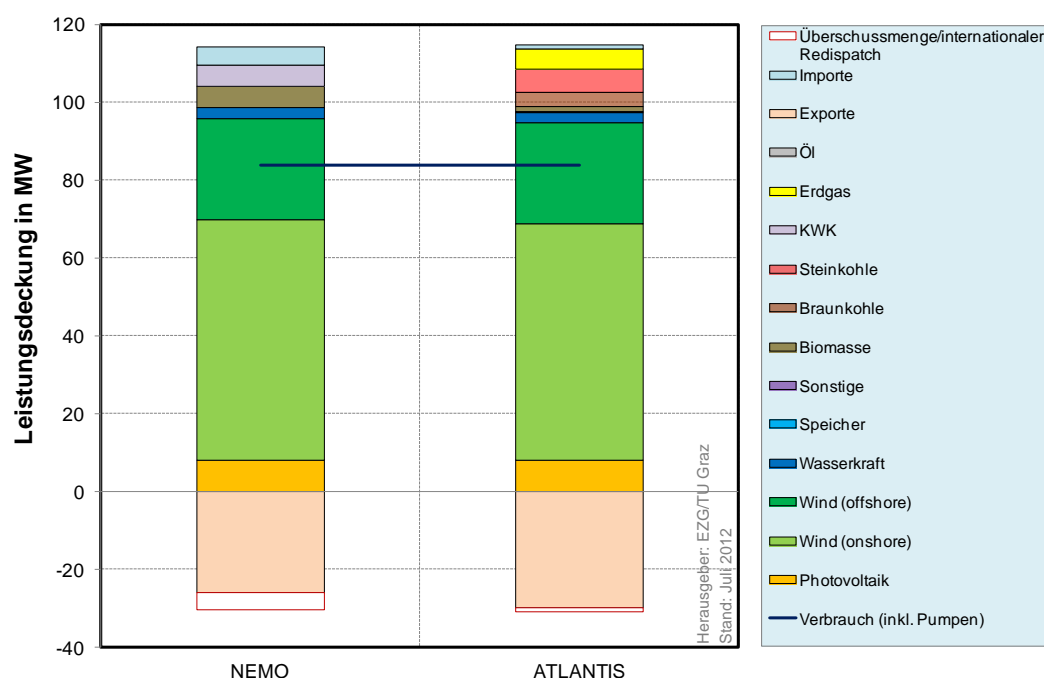


Abbildung 62: Vergleich der Marktergebnisse (Leistungsdeckung) für B-2032 L+W+P- in NEMO und ATLANTIS (im Startnetz)

Im Netznutzungsfall aus dem NEMO-Gutachten ergibt sich eine sogenannte Erzeugungsüberschussmenge (Consentec/IAEW, 2012, S. 73) von 4,4 GW. In ähnlicher Weise kann die Notwendigkeit von internationalem Redispatch in ATLANTIS interpretiert werden. Sogenannter internationaler Redispatch oder Countertrading wird vom DC-OPF-Modell erst nach Ausschöpfung aller nationalen Redispatchmöglichkeiten vollzogen. In der Extremfallrechnung B-2032 L+W+P- im Startnetz (ohne HGÜ-Variante und ohne FLM) sinkt der Nettoexport im DC-OPF-Modell verglichen mit dem Marktergebnis um 1 GW (Abbildung 63). Der Regelzonensaldo, welcher aus dem Marktmodell hervorgeht, kann unter Einhaltung der Netzrestriktionen nicht realisiert werden und wird demzufolge um 1 GW reduziert.

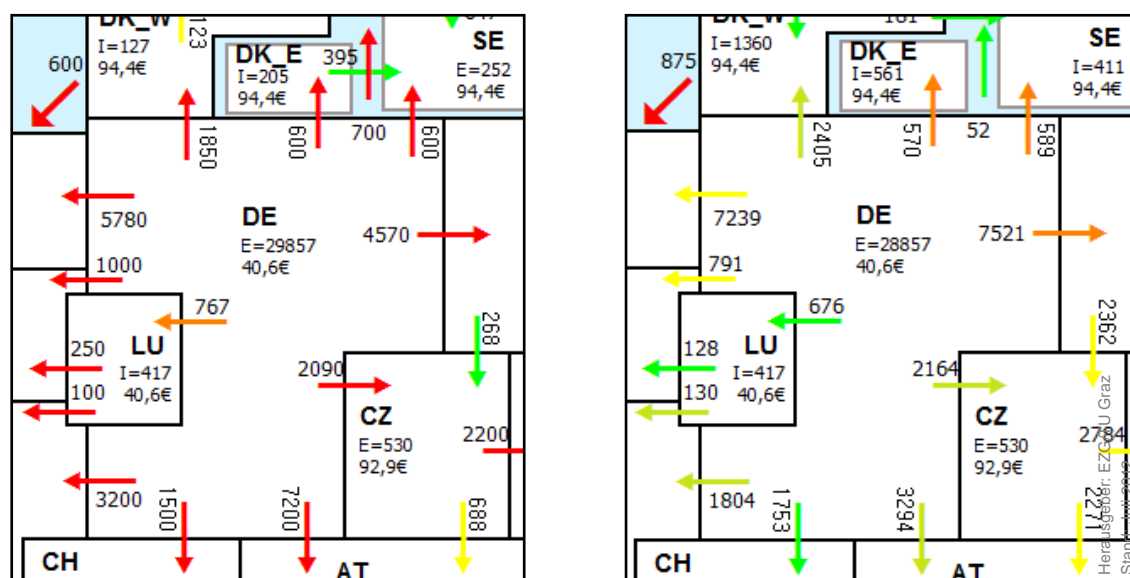


Abbildung 63: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall L+W+P- im Startnetz<sup>71</sup>

<sup>71</sup> Die Großhandelspreise aus dem Market Coupling Modell sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des NTCs bzw. des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wieder, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung ent-

Bevor die Ergebnisse aus den einzelnen Extremfallrechnungen für L+W+P- in B-2032 dargestellt werden, wird in Tabelle 12 einen Überblick über die unterschiedlichen Netzvarianten gegeben, welche für diesen Berechnungsfall in unterschiedlichen Kombinationen angenommen werden.

Tabelle 12: Übersicht über die simulierten Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- für B-2032 in B.1<sup>72</sup>

Szenario-rechnungen	Szenario und Jahr	Bezeichnung der Extremfallvariante	Netzvarianten in Deutschland			
			Startnetz	FLM	TUG1K A1	TUG1K A2
B.0	B-2032	Netzvariante "Startnetz"	✓	✗	✗	✗
B.1		Netzvariante 1	✓	✗	✓	✓
		Netzvariante 2	✓	✓	✗	✓
		Netzvariante 3	✓	✓	✓	✗
		Netzvariante 4	✓	✓	✓	✓
Startnetz			entsprechend dem Integral-Datensatz der ÜNB modelliert			
FLM			Freileitungsmonitoring entsprechend einer Starkwindsituation			
TUG1K A1			Teilkorridor A1 (Nordkorridor) aus Overlayvariante TUG1K			
TUG1K A2			Teilkorridor A2 (Südkorridor) aus Overlayvariante TUG2K			

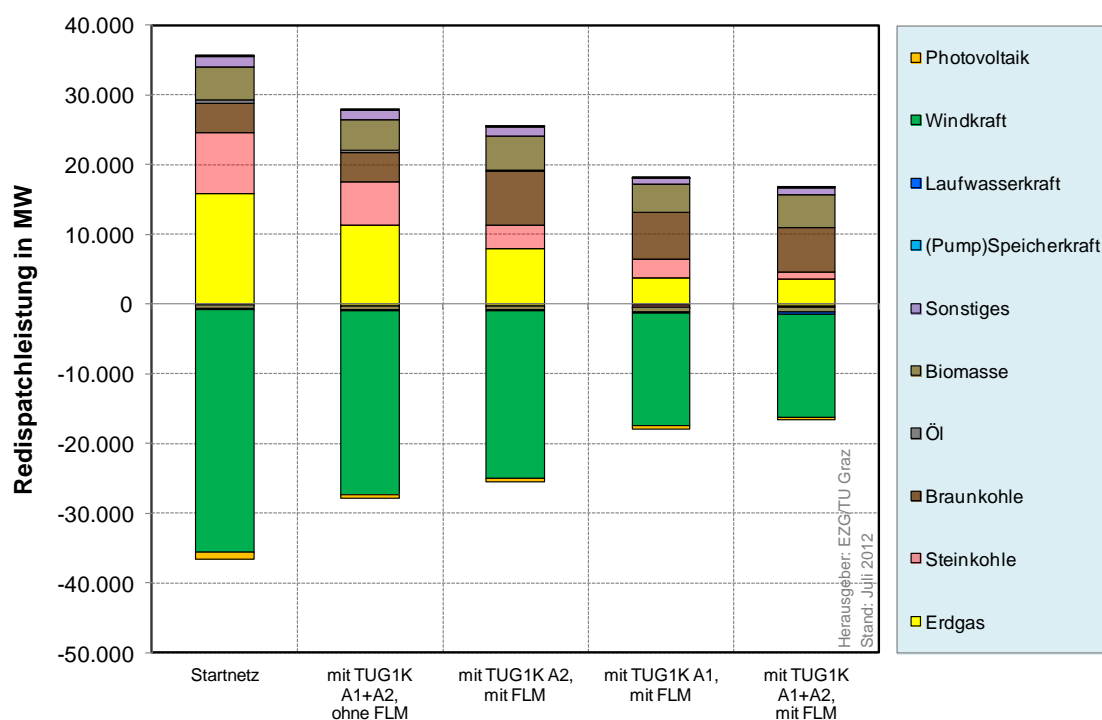


Abbildung 64: Vergleich der Redispatchleistungen aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung L+W+P- in B-2032 (B.0 und B.1, noch ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen) (vergleiche Übersicht Tabelle 12)

spricht. Ergibt das Market Coupling zwischen zwei benachbarten Regelzonen keinen ökonomisch sinnvollen Austausch so wird der Pfeil in der Snapshotgrafik nicht dargestellt (z.B. Grenze DE-CZ). Physikalisch ergeben sich die Lastflüsse entsprechend der Netzparameter.

<sup>72</sup> In den Berechnungen mit Freileitungsmonitoring (FLM) wird aufgrund der im Extremfall zugrunde gelegten Starkwindsituation eine höhere Belastbarkeit der Höchstspannungsleitungen angenommen. Dazu werden die Überlastungspotenziale für Starkwind aus den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b).

**Netzvariante „Startnetz“: ohne HGÜ-Korridore (Vergleichsbasis für nachfolgende Varianten)**

Die Ergebnisauswertung des netzbedingten Redispatch in den unterschiedlichen Netzvarianten ist in Abbildung 64 dargestellt. Der Netznutzungsfall  $L+W+P$  in B-2032 ergibt in ATLANTIS eine marktbedingte Einspeisung aus Windkraft in der Höhe von 87 GW. Davon können in der Netzvariante „Startnetz“ (ohne HGÜ, ohne FLM) 35 GW nicht dem Markt entsprechend einspeisen und werden zumindest teilweise in deren Produktion eingeschränkt. Deren Leistung wird im Zuge operativer Engpassmanagementmaßnahmen durch thermische Kraftwerke ersetzt. Gemessen am gesamten Angebot dargebotsabhängiger Erzeugung im Extremfall  $L+W+P$  (97,3 GW) stellt eine netzsicherheitsbedingte Reduktion der Einspeisung von insgesamt 36 GW ein deutliches Signal für die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen dar.

**Netzvariante 1: mit Korridor TUG1K (A1 und A2) und ohne FLM**

In der Netzvariante *Startnetz inkl. Overlayvariante TUG1K und ohne FLM* sinkt der Umfang an Redispatchmaßnahmen, verglichen mit der Netzvariante „Startnetz“, auf  $\pm 28$  GW. Dabei kann zwar die Wirkung des Overlaykorridors TUG1K gezeigt werden, dennoch besteht weiterer Netzausbaubedarf um eine zusätzliche Reduktion des Redispatchumfangs zu erreichen. Wie bereits im Extremfall für 2022 entlastet Korridor A die benachbarten Länder maßgeblich. Insbesondere Ringflüsse über die Niederlande und Polen sinken (Abbildung 65).

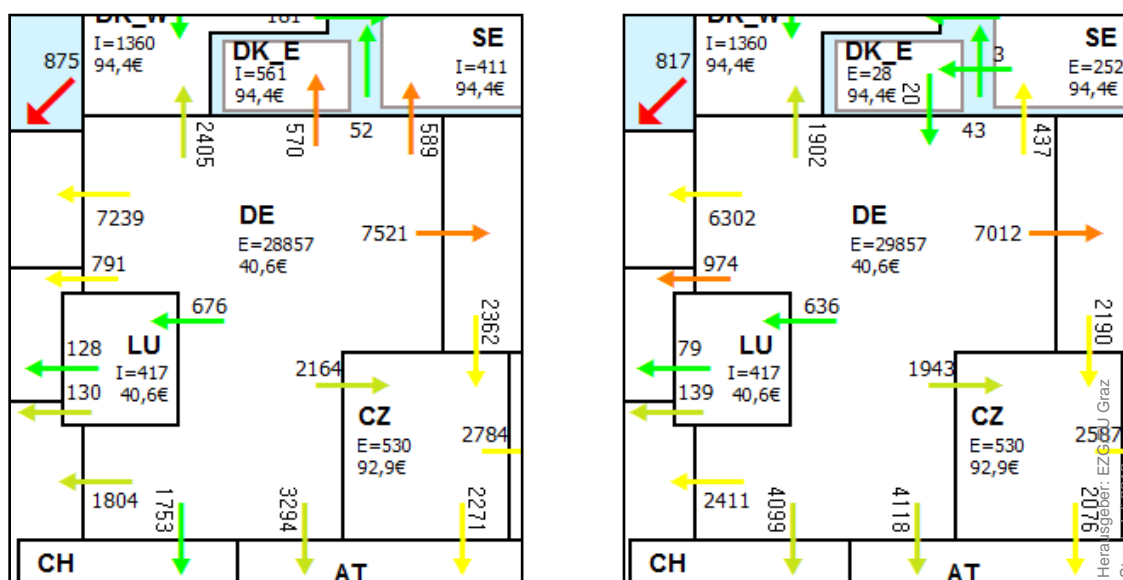


Abbildung 65: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Netzvariante „Startnetz“) (links) und im Startnetz mit TUG1K-Overlayvariante und ohne FLM (Netzvariante 1) (rechts) für den Extremfall  $L+W+P$ .<sup>73</sup> (vergleiche Übersicht Tabelle 12)

Die Auslastung des Korridors A1 liegt bei 5,9 GW, jene von Korridor A2 beträgt 5,5 GW. Damit zeigt sich eine geringere Auslastung als die theoretisch möglichen 9 GW. Grund dafür sind Netzengpässe<sup>74</sup> im 220/380-kV-Netz. Diese treten vermehrt im Nahbereich der Anschlussknoten für den Korridor A1 mit seinen drei HGÜ-Leitungen auf (siehe Ellipse in Abbildung 66). Dabei können zielgerichtete Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen bereits deutlich bessere Auslastungsgrade für das Transportverhalten einer HGÜ-Trasse bedeuten. Derartige Maßnahmen entsprechend dem NOVA-Prinzip sind Teil der exakten AC-Lastflussrechnungen, welche mit NEPLAN durchgeführt werden.

<sup>73</sup> Die Großhandelspreise sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wieder, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht.

<sup>74</sup> Diese sind im DC-Lastfluss durch einen maximale thermische Auslastung von 70% bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Grenzstrom definiert.



Anmerkung: Die Netzplanung im Nahbereich der Overlaykorridore ist Teil eines Feinplanungsprozesses, welcher zeitnah mit der Errichtung der HGÜ-Korridore und erst bei exakter Kenntnis zukünftiger Einspeiseknoten von Kraftwerken (hauptsächlich bei Offshoreanlagen) zweckmäßig scheint.

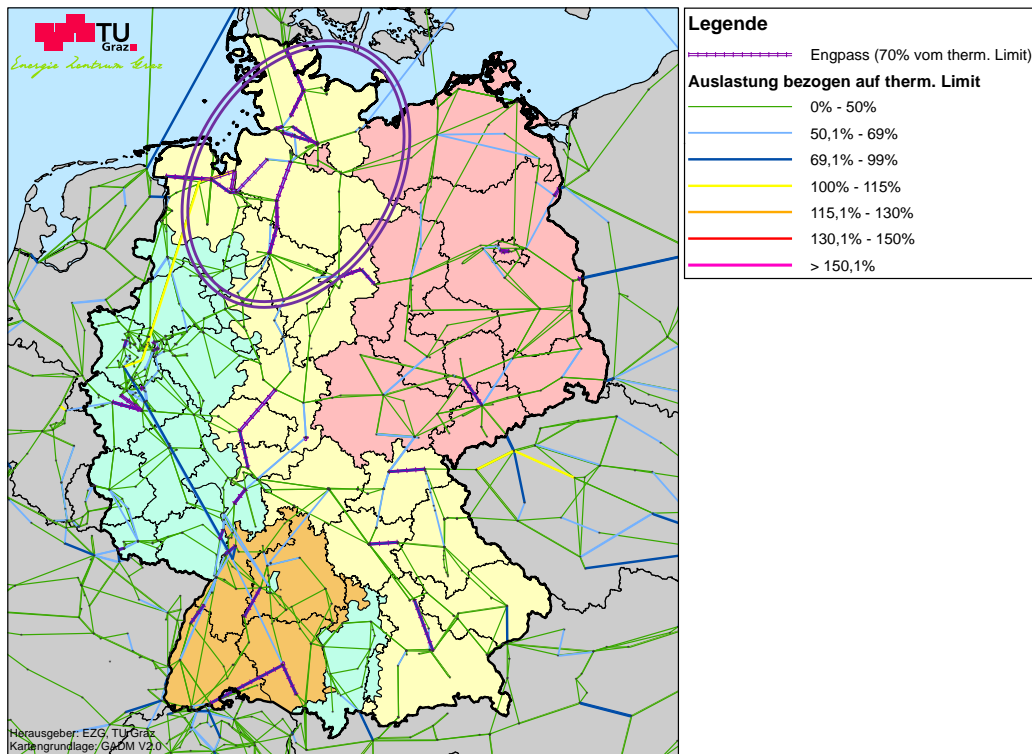


Abbildung 66: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante *Startnetz mit den Teilkorridoren A1 und A2 und ohne FLM* (Netzvariante 1 aus Tabelle 12) im Extremfall L+W+P- in B-2032 und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

### Netzvariante 2: mit Teilkorridor A2 und mit FLM

Die zweite Netzvariante, bestehend aus *Startnetz mit Teilkorridor A2 und mit FLM* (Abbildung 67), zeigt im Vergleich zu der soeben gezeigten Variante mit *Overlayvariante TUG1K (A1 und A2) und ohne FLM* nur einen geringfügig geringeren Redispatchumfang von  $\pm 25,4$  GW sowie eine höhere Netzaufnahme von Windkraft von knapp 2 GW<sup>75</sup>. Die Netzauslastung von Teilkorridor A2 liegt mit 4,2 GW bei unter 50% der Transportkapazität des gesamten Korridors A2. Auch in diesem Fall ist in der teilweise hohen Auslastung des Drehstromnetzes die Ursache für den umfangreichen Redispatch zu finden. Aufgrund des Schwerpunktes derartiger Netzengpässe im Bereich der Windkrafterzeugung im Norden Deutschlands kann durch *FLM in Kombination mit Teilkorridor A2* (verglichen mit Netzvariante *mit Teilkorridor A1 mit FLM*) kein vergleichbar gutes Ergebnis für 2032 wie in den Extremfallberechnungen für B-2022 (vergleiche dazu Abbildung 57) erreicht werden.

### Netzvariante 3: mit Teilkorridor A1 und mit FLM

In der dritten Netzvariante „mit Teilkorridor A1 und mit FLM“ sinkt der Redispatch verglichen mit den soeben dargestellten Netzvarianten maßgeblich auf  $\pm 18$  GW. Im Vergleich zur Netzvariante „*Startnetz*“ können zusätzlich 18,6 GW an Windkraft in das deutsche Netz integriert werden. Mit 16,1 GW bleibt dennoch ein erheblicher Teil von Produktionseinschränkungen betroffen. Für den Netzbetrieb in der Praxis ist der gezeigte Leistungsumfang an Redispatchmaßnahmen schwer bewältigbar und mit hohen Kosten verbunden. Daher ist ein begleitender AC-Netzausbau nach dem NOVA-Prinzip erforderlich.

<sup>75</sup> Ein netzbedingtes Detail am Rande ist die Verdrängung von Steinkohlekraftwerken durch braunkohlegefeuerte Anlagen für den positiven Redispatch. Dies ist auf die lokale Wirkung des Freileitungsmonitorings zurückzuführen, wodurch in der Erzeugung günstigere Braunkohlekraftwerke Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken verdrängt.

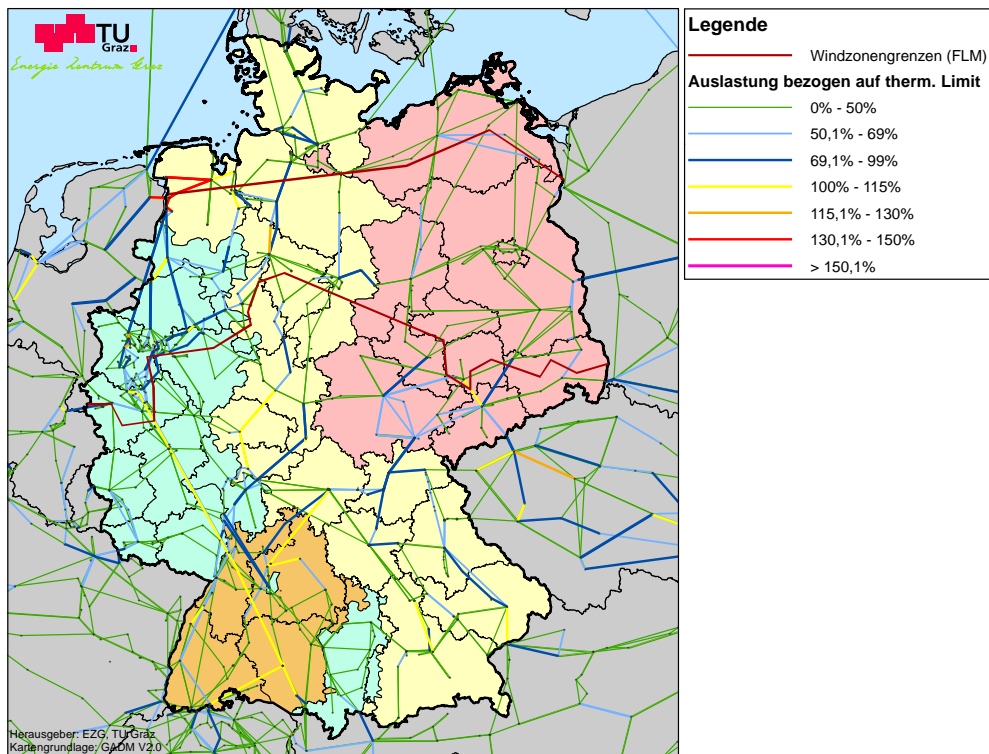


Abbildung 67: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in Netzvariante *Startnetz mit Teilkorridor A2 und mit FLM* (Netzvariante 2 aus Tabelle 12) im Extremfall L+W+P- in B-2032 und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

#### Netzvariante 4: mit beiden Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM

Nur geringfügig besser wird die Situation, wenn zusätzlich zu Teilkorridor A1 auch Teilkorridor A2 berücksichtigt wird. In dieser vierten Netzvariante *Startnetz inkl. Gesamtkorridor A (bestehend aus den Teilkorridoren A1 und A2) und mit FLM* ergeben die ATLANTIS-Berechnungen einen Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz von  $\pm 16,6$  GW. Rund 14,7 GW an Erzeugung aus Windkraft sind von zumindest teilweiser Leistungsreduktion betroffen. Die Auslastung von Teilkorridor A1 liegt in dieser Netzvariante bei 100% bzw. 9 GW (Abbildung 68). Auch Teilkorridor A2 ist mit rund 7,9 GW annähernd mit 90% ausgelastet. Redispatch im gezeigten Ausmaß ist in der Netzbetriebsführung nur schwer bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt keine wirtschaftliche Alternative für Netzausbau dar. Die Redispatch-Ergebnisse aus den ATLANTIS-Analysen für die Wirkung von Overlay-Systemen stellen viel mehr ein Indiz für die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen dar. Weitere Maßnahmen, wie bereits in den Szenariorechnungen B.1 erläutert, für einen zukunftsorientierten und gleichermaßen handhabbaren Netzbetrieb notwendig.

Ähnlich wie aus den Szenariorechnungen B.1 kann auch aus den Extremfallrechnungen mit nur einem HGÜ-Korridor die Notwendigkeit zusätzlicher Nord-Süd-Transportkapazitäten abgeleitet werden, wenngleich der Korridor TUG1K insbesondere in der Extremfallrechnung für die Starkwindsituation in B-2032 sein Potenzial für die Integration der Windkraft unter Beweis stellt. Auch die Netzoptimierungsmaßnahme *Freileitungsmonitoring* trägt zu einer besseren Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass das Potenzial für FLM gleichzeitig flächendeckend für die jeweilige Windzone ausgeschöpft werden kann. Demgegenüber steht mit einem steuerbaren Systemelement, bspw. in Form einer HGÜ-Übertragung, eine planbare und funktionale Systemkomponente für die Beherrschung der Herausforderungen im Zusammenhang mit der stark zunehmenden Einspeisung aus lastfernen dargebotsabhängigen regenerativen Energien.

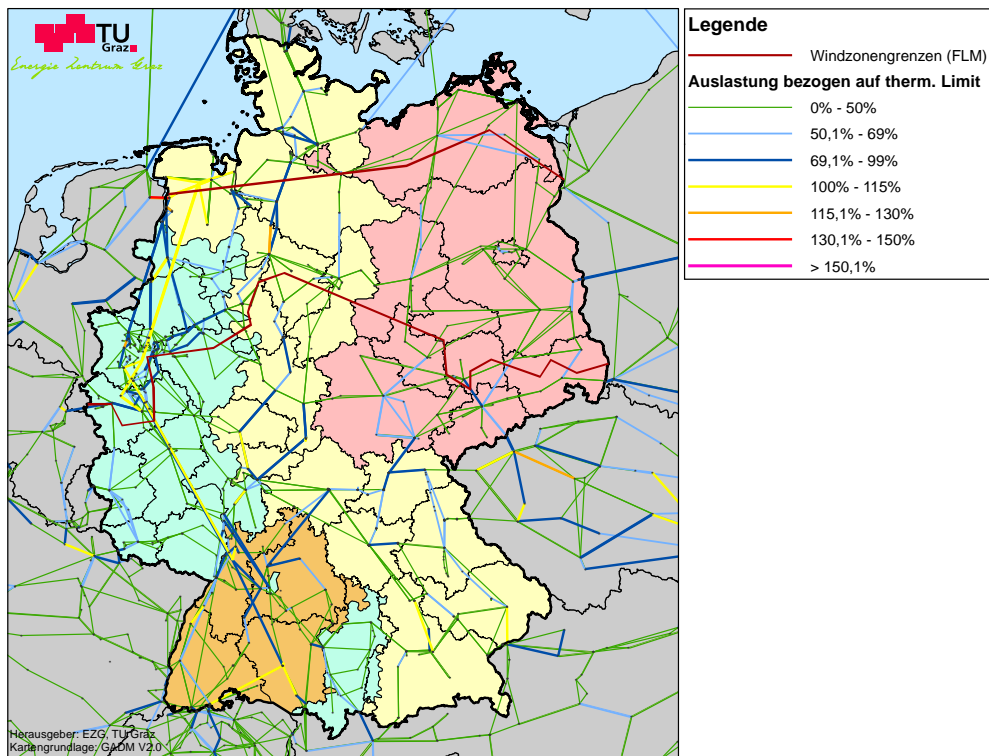


Abbildung 68: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in Netzvariante *Startnetz mit beiden Teilkorridoren A1 und A2* und mit FLM (Netzvariante 4 aus Tabelle 12) im Extremfall L+W+P- in B-2032 und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

#### **ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT AUS DEN EXTREMFALLRECHNUNGEN MIT EINEM HGÜ-KORRIDOR UND FLM (OHNE AC-NOVA-MAßNAHMEN):**

In Anlehnung an die Marktergebnisse aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) wird die Wirkung verschiedener Maßnahmen im Höchstspannungsnetz (Freileitungsmonitoring, HGÜ) für den Extremfall L+W+P- untersucht. Dazu wird mit ATLANTIS eine *gesamteuropäische* Marktmodellrechnung und darauf aufbauend eine DC-Lastflussrechnung durchgeführt.

- ❖ *Im Startnetz ohne HGÜ-Systeme und ohne FLM beträgt der Umfang an Redispatchmaßnahmen rd.  $\pm 15$  GW (B-2022) bzw.  $\pm 36$  GW (B-2032). Unter Annahme des TUG1K-Korridors A (A1 und A2) in Kombination mit FLM ergibt sich für B-2032 ein Redispatchumfang von  $\pm 17$  GW (15 GW Produktionseinschränkung bei Windkraft). Redispatch in der gezeigten Größenordnung ist keine Alternativlösung für ein zukunftsorientiertes Übertragungsnetz in Deutschland.*
- ❖ *Die Transportleistung von Korridor A und insbesondere dessen Steuerbarkeit bedeuten eine deutliche Reduktion notwendiger Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz. Zudem kommt es zu einer Abnahme der Ringflüsse über das Ausland (insbesondere in Richtung der Niederlande)*
- ❖ *Für eine zukunftsorientierte Netzentwicklung ist die HGÜ-Lösung zu bevorzugen, FLM stellt eine sinnvolle Ergänzung dar und bietet insbesondere im Netzbetrieb zusätzliche Freiheitsgrade.*

Der Umfang an notwendigen AC-Maßnahmen im Höchstspannungsnetz für die acht Netznutzungs-fälle aus NEMO und dem in ATLANTIS ermittelten HGÜ-Korridor A wird mit NEPLAN ermittelt.

#### 5.4.4 Auswertung der Szenariorechnung B.2 – Zwei Overlaykorridore in Szenario B

Im diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus ATLANTIS für die Szenariorechnung B.2 mit der Variante TUG2K dargestellt. Die Variante B.2.a enthält den Korridor A (mit den Teilkorridoren A1 und A2) und den Korridor B und besitzt damit eine Summentransportleistung vom Norden in den Süden Deutschlands von 15 GW. Zusätzlich wird eine *Teilmenge an AC-NOVA-Maßnahmen*<sup>76</sup> berücksichtigt, welche in NEPLAN für die TUG2K-Variante ermittelt wird. Daraus ergeben sich für den Redispatch im Jahr 2032 die in Abbildung 69 dargestellten Energiemengen. Trotz zusätzlicher Nord-Süd-Transportleistungen und Ausbaumaßnahmen im Drehstromnetz zeigt die Simulation in der *Szenariorechnung* einen ähnlichen Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz und ein ähnliches Ausmaß an Redispatch von Windkraft.

Wie bereits in den Extremfallrechnungen zu B.1 erwähnt, ist ein zusätzlicher Ausbau des Drehstromnetzes insbesondere im Nahbereich der HGÜ-Anknüpfungspunkte notwendig, um die bestmögliche Integration derartiger Systemelemente zu erzielen.

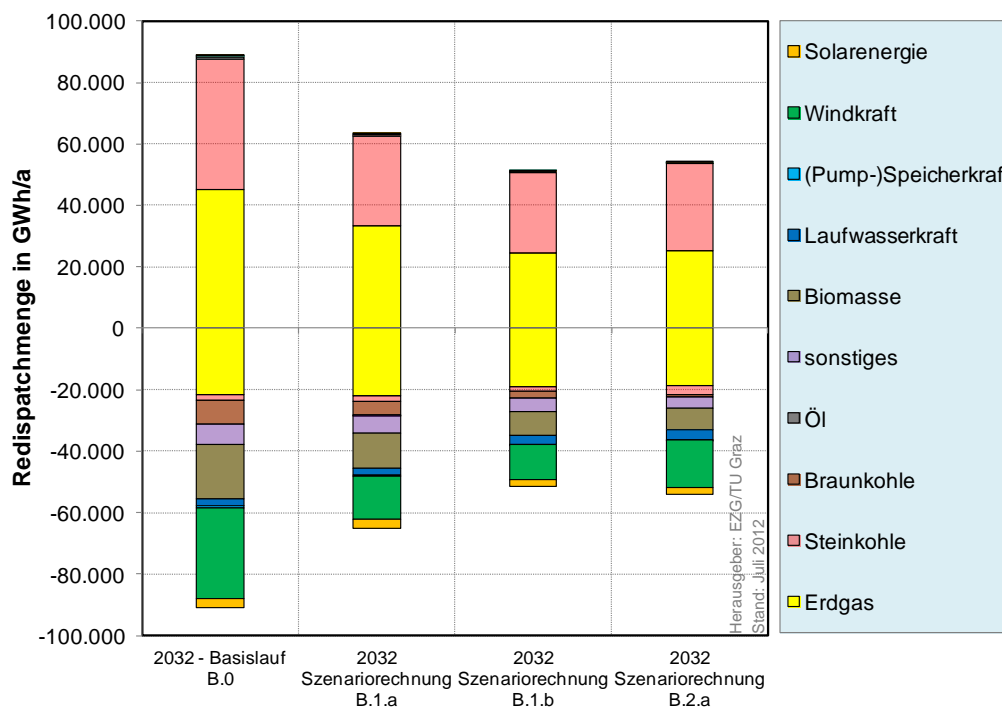


Abbildung 69: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2032 in Szenariorechnung B.0, B.1 und B.2.a

*Anmerkung: Die HGÜ-Einsatzstrategie in ATLANTIS kann nicht als vollständig unabhängig vom umliegenden 220/380-kV-Netz betrachtet werden, wodurch eine gewisse Gesamtsystemabhängigkeit auch bei den HGÜ-Leitungen besteht. Diese Gegebenheit führt dazu, dass das DC-OPF-Modell im Vergleich zur Szenariorechnung B.1.b nicht zur exakt gleichen kostenoptimalen Lösung führt.*

Es kann gezeigt werden, dass insbesondere die Schwachlastperioden in den Wintermonaten einen hohen Anteil am gesamten jährlichen Redispatch aufweisen (Abbildung 70). Bei einem gesamten Redispatchumfang in B.2.a von  $\pm 54$  TWh treten 52% in den Wintermonaten November bis März in Schwachlastzeiten auf. In den Schwachlastzeiten der Übergangsmonate (April, Mai, September und Oktober) fallen weitere 21% der gesamten Redispatchenergie an. Insgesamt sind die Schwachlastperioden mit knapp über 84% an der gesamten Energiemenge, welche für Redispatchmaßnahmen aufgebracht wird, beteiligt. Verantwortlich dafür ist die örtliche Distanz zwischen Aufbringung und dem geringen Verbrauch in Schwachlastzeiten. Dies führt zu einer verglichen mit Starklastzeiten höheren Belastung des Übertragungsnetzes. Daraus entstehen strukturelle Engpässe im Höchstspannungs-

<sup>76</sup> Ein wechselseitiges Austauschen von Berechnungsergebnissen war durch den hohen Zeitdruck nur an bestimmten Stellen der parallelen Berechnungspfade von ATLANTIS und NEPLAN möglich. Daher konnten für die Berechnungen B.2 in ATLANTIS nur eine *Teilmenge* der AC-NOVA-Maßnahmen aus NEPLAN berücksichtigt werden.

netz, welche in Verbindung mit hohen Exporten im Winter insbesondere in Richtung Alpen (Pumpspeicherkraftwerke) zusätzlich verstärkt auftreten.

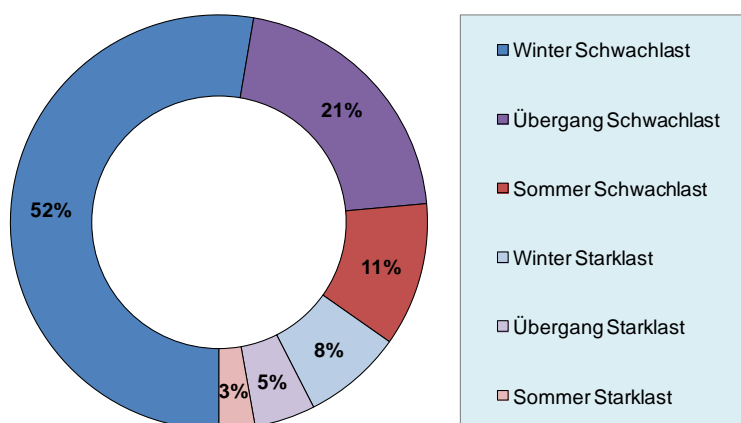


Abbildung 70: Prozentuelle Verteilung der jährlichen Redispatchmenge (Energie) in der Szenariorechnung B.2.a für B-2032 aus der Szenariorechnung mit ATLANTIS

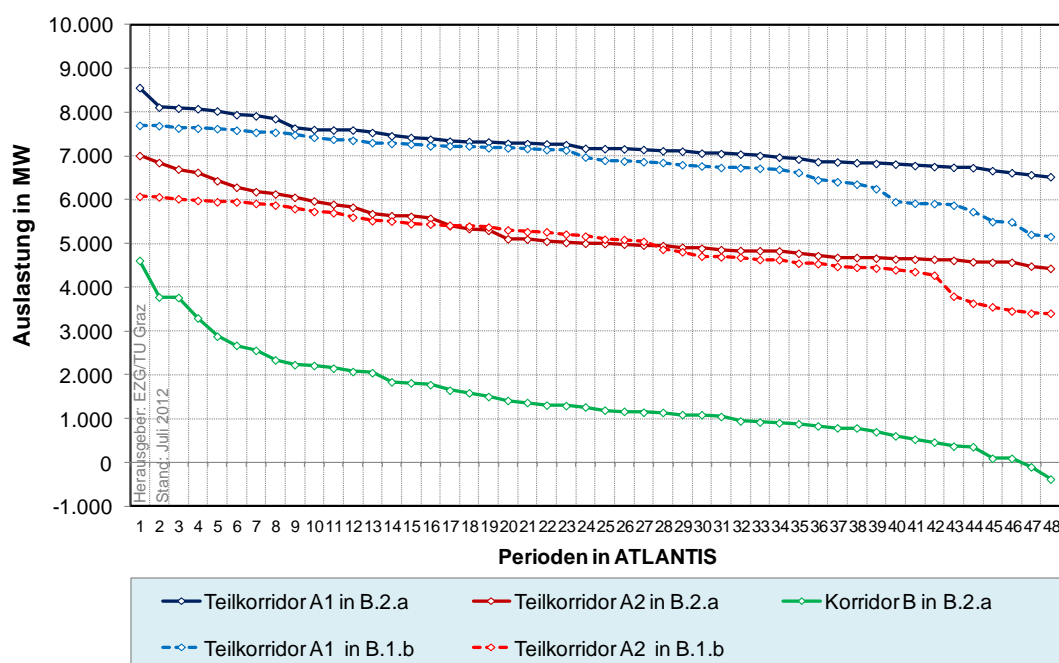


Abbildung 71: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinie der HGÜ-Korridore A und B in der Szenariorechnung B.2.a verglichen mit B.1.b (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) im Szenariojahr B-2032

Abbildung 71 zeigt die Auslastungsdauerlinien der HGÜ-Trassen A1, A2 und B in den Berechnungen B.1.b (Startnetz mit TUG1K) und B.2.a (Startnetz mit AC-NOVA-Netzmaßnahmen aus einem Zwischenergebnis aus NEPLAN für die TUG2K-Variante). Dabei zeigen insbesondere die Teilkorridore A1 und A2 eine stabile Auslastungsdauerlinie in den Szenariorechnungen mit ATLANTIS (durchschnittliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien). Die vollzogenen Maßnahmen im Drehstromnetz führen zu einer Vergleichmäßigung und tendenziellen Steigerung der Auslastung der Teilkorridore A1 und A2. Korridor B hingegen weist einen wesentlich sensitiveren Verlauf über die 48 DC-Lastflussrechnungen auf. Auch in einer weiteren Variantenrechnung, in welcher ausschließlich Korridor B (ohne A1 und ohne A2) berücksichtigt wird, zeigt sich nur eine unwesentlich höhere Auslastung des 6 GW starken Korridors B. Dies lässt sich teilweise auf Engpässe im Nahbereich der südlichen Anknüpfungsknoten von Korridor B zurückführen.



### 5.4.5 Auswertung der Extremfallrechnungen für B.2

Analog zu den Extremfallrechnungen in der Variante B.1 wird auch für die Overlayvariante TUG2K der Netznutzungsfall L+W+P- B-2032 aus dem Gutachten NEMO herangezogen. Aufbauend auf den Ergebnissen aus Szenariorechnung B.2.a werden die Extremfallrechnungen für das Jahr 2032 durchgeführt. Tabelle 13 zeigt wiederum die Netzvarianten, für welche die Extremfallrechnung in ATLANTIS simuliert wird.

Tabelle 13: Übersicht über die Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- für B-2032 in B.2.a

Szenario-rechnungen	Szenario und Jahr	Bezeichnung der Extremfallvariante	Netzvarianten in Deutschland					
			Startnetz	AC-NOVA-Maßnahmen	FLM	TUG1K A1	TUG1K A2	TUG2K B
B.2.a	B-2032	Netzvariante 1	✓	✗	✗	✓	✓	✓
		Netzvariante 2	✓	✓	✗	✓	✓	✓
		Netzvariante 3	✓	✗	✓	✓	✓	✓
		Netzvariante 4	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Netzvariante 5	✓	✓	✓	✗	✗	✓
Startnetz			entsprechend dem Integral-Datensatz der ÜNB modelliert					
AC-NOVA-Maßnahmen			Teilmenge an AC-NOVA-Maßnahmen aus NEPLAN					
FLM			Freileitungsmonitoring entsprechend einer Starkwindsituation					
TUG1K A1			Teilkorridor A1 (Nordkorridor) aus Overlayvariante TUG1K					
TUG1K A2			Teilkorridor A2 (Südkorridor) aus Overlayvariante TUG2K					
TUG2K B			Korridor B aus Overlayvariante TUG2K					

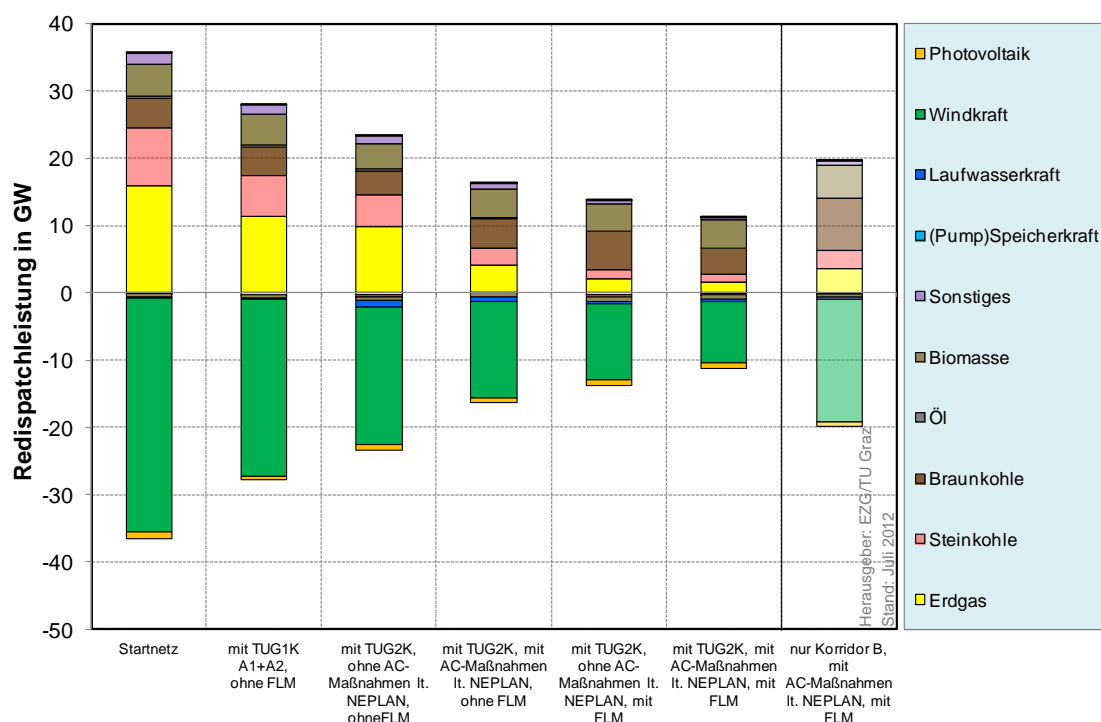


Abbildung 72: Vergleich der Redispatchleistungen aus ATLANTIS in den unterschiedlichen Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- in B-2032 (B.0, B.1 und B.2.a) (vergleiche Übersicht Tabelle 13)

**Netzvariante 1: Variante mit TUG2K (A1, A2 und B), ohne AC-NOVA-Maßnahmen und ohne FLM**

In der ersten Netzvariante wird der Extremfall *mit dem Overlaykorridor TUG2K (A1, A2 und B) und ohne FLM*<sup>77</sup> simuliert. Dabei ist in dieser Netzvariante die Teilmenge an AC-NOVA-Maßnahmen aus NEPLAN für die TUG2K-Variante *nicht* berücksichtigt. Verglichen mit den Extremfallrechnungen im Startnetz bzw. in der Variante mit *nur einem HGÜ-Korridor (TUG1K) und ohne FLM* zeigt diese erste Netzvariante mit zwei Korridoren (ohne AC-NOVA und ohne FLM) eine Verbesserung bei der Integration der Erzeugung aus Windkraft. Der Gesamtumfang an Redispatchmaßnahmen liegt bei  $\pm 23$  GW, wobei rund 20 GW an Leistung aus Windkraftwerken nicht in das Netz integriert werden können (Abbildung 72).

**Netzvariante 2: Variante mit TUG2K (A1, A2 und B), mit AC-NOVA-Maßnahmen und ohne FLM**

In der zweiten Netzvariante wird eine Teilmenge des mit NEPLAN ermittelten AC-Netzausbaus (NOVA), welche aus den AC-Lastflussrechnungen für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb im Netznutzungsfall L+W+P- B-2032 hervorgehen, in die Netzmodellierung mit Overlayvariante TUG2K (und ohne FLM) in ATLANTIS übernommen. Durch diese Maßnahmen kann eine weitere Reduktion des Redispatchumfangs und eine neuerlich bessere Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Damit zeigt die Netzvariante *mit Overlaykorridor TUG2K, mit AC-NOVA-Maßnahmen und ohne FLM* tendenziell ähnliche Ergebnisse wie die Netzvariante *mit Overlaykorridor TUG1K mit FLM* aus den Extremfallberechnung im Rahmen von B.1 (Abbildung 64). Zudem sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die AC-Maßnahmen im Rahmen dieser Extremfallrechnungen für B-2032 einem Zwischenergebnis aus NEPLAN entsprechen. Ein wechselseitiges Austauschen von Ergebnissen entlang der parallelen Berechnungspfade von ATLANTIS und NEPLAN war durch den hohen Zeitdruck nur eingeschränkt möglich.

**Netzvariante 3: Variante mit TUG2K (A1, A2 und B), ohne AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM**

In der Netzvariante *mit dem Overlaykorridor TUG2K (A1, A2 und B), ohne AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM* nimmt der Redispatch neuerlich auf nunmehr  $\pm 14$  GW ab. Wie bereits erwähnt, stellt die Annahme, dass alle deutschen Leitungen ausnahmslos das volle Potenzial von zulässigen Auslastungsgraden im Rahmen von FLM (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) gleichzeitig ausschöpfen können, eine nur theoretische Annahme dar. Praktisch ist der Nutzen von FLM durch regionale Unterschiede in der Windsituation nur eingeschränkt verfügbar. Daher ist die Lösung *mit FLM und ohne AC-NOVA-Maßnahmen* in der Praxis nicht als vollständige Alternative zu der Netzvariante *mit AC-NOVA-Maßnahmen und ohne FLM* (Netzvariante 2) zu sehen.

**Netzvariante 4: Variante mit TUG2K (A1, A2 und B), mit AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM**

In der darauffolgenden Netzvariante wird zusätzlich zu Korridorvariante *TUG2K (A1, A2 und B) und FLM* auch die *Teilmenge an AC-Netzausbaumaßnahmen aus NEPLAN* berücksichtigt. Von den ursprünglichen +35,5 GW/-36,5 GW im Startnetz über ein Maß von  $\pm 16,2$  GW in der Variante Startnetz ohne FLM inkl. TUG2K kann das Ausmaß an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz durch Freileitungsmonitoring auf rd.  $\pm 11$  GW reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion um nahezu zwei Drittel und zeigt insbesondere bei der Integration der Windkraft die größte Wirkung. Von den rund 11 GW an negativem Redispatch (Produktionseinschränkungen) sind im Ausmaß von 10 GW dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen, vorwiegend Windkraft, betroffen. Damit können ca. 11% des Angebots erneuerbarer Energieerzeugung am Markt nicht in das Netz integriert werden. Verglichen mit der Berechnung im Startnetz, wo diese Quote bei 37% liegt, ergibt sich somit eine Verbesserung um 70%. Dadurch nimmt auch der Anteil der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken ab, welche entgegen dem Marktpreis netzentlastend Leistung einspeisen. Daraus folgend lässt sich durch die Integration erneuerbarer Energien und dem damit einhergehenden geringerem Einsatz ineffizienter thermischer Kraftwerke (mit altersbedingt geringem Wirkungsgrad) ein positiver Effekt auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor der Elektrizitätserzeugung ableiten. Abbildung 73 zeigt das Ergebnis der DC-OPF-Rechnung für die Extremfallberechnung L+W+P- in B-2032 mit der TUG2K-Overlayvariante mit AC-Maßnahmen und mit FLM und mit. Ebenso dargestellt ist die pro Netzknoten aggregierte Differenz

<sup>77</sup> Modelliert für eine *Starkwindsituation* entsprechend den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b)

zwischen Einsatz von Windkraftwerken laut Markt und jenem laut DC-OPF-Modell. Dabei ist schwerpunktmäßig im Nordwesten der höchste Anteil der Redispatchmaßnahmen bei Windkraftanlagen zu erkennen. Redispatch im gezeigten Ausmaß ist in der Netzbetriebsführung nur schwer bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt daher keine wirtschaftliche Alternative für begleitenden AC-Netzausbau dar. Der für die im Szenario B-2032 ermittelten bemessungsrelevanten Netznutzungsfälle (Consentec/IAEW, 2012) notwendige *Gesamtumfang* an AC-NOVA-Maßnahmen in der Overlayvariante TUG2K wird im Abschnitt 6.5.2 dargestellt.

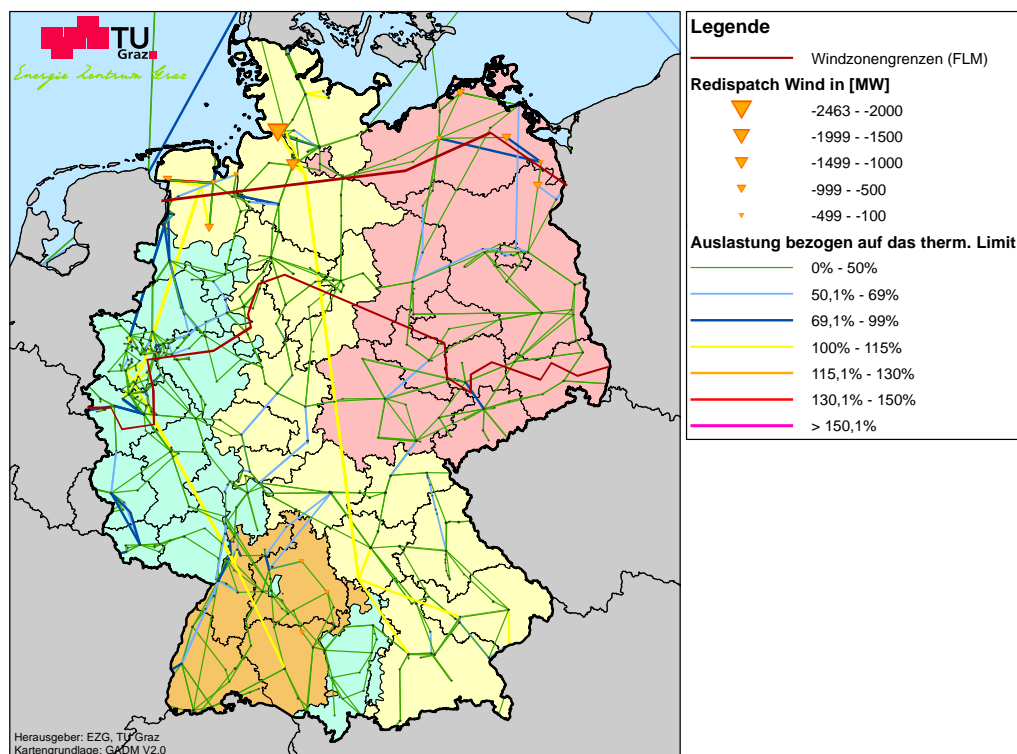


Abbildung 73: DC-Lastflussergebnis in Netzvariante mit Overlayvariante TUG2K mit AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM sowie Produktionseinschränkung von Windkraftanlagen im Extremfall L+W+P- in B-2032 in ATLANTIS (Netzvariante 4 in Tabelle 13)

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Auslastung der HGÜ-Korridore A1, A2 und B in den unterschiedlichen Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- in B-2032.

Tabelle 14: Auslastung der HGÜ-Korridore in der Overlayvariante TUG2K aus der DC-OPF-Rechnung in ATLANTIS für B-2032 in den unterschiedlichen Netzvarianten für den Extremfall L+W+P-. Die Prozentangaben in Klammern beziehen sich auf die Bemessungsleistung der einzelnen Korridore A1, A2 und B.

Netzvariante	Netzvariante 1	Netzvariante 2	Netzvariante 3	Netzvariante 4
Korridor	mit TUG2K ohne AC-NOVA- Maßnahmen ohne FLM	mit TUG2K mit AC-NOVA- Maßnahmen ohne FLM	mit TUG2K ohne AC-NOVA- Maßnahmen mit FLM	mit TUG2K mit AC-NOVA- Maßnahmen mit FLM
Teilkorridor A1	6,1 GW (68%)	9,0 GW (100%)	9,0 GW (100%)	9,0 GW (100%)
Teilkorridor A2	5,4 GW (60%)	7,0 GW (78%)	5,6 GW (62%)	5,7 GW (63%)
Korridor B	5,5 GW (92%)	5,6 GW (93%)	5,9 GW (98%)	6,0 GW (100%)

#### Netzvariante 5: Overlaykorridor B (ohne A1 und A2), mit AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM

Eine weitere Extremfallrechnung, deren Ergebnis ebenfalls in Abbildung 72 dargestellt ist, beruht auf der Annahme, dass *neben FLM und AC-NOVA-Maßnahmen nur Korridor B* am Netz betrieben wird, während Korridor A (A1 und A2) unberücksichtigt bleibt. Das Ergebnis ist ein Anstieg des Umfangs an Redispatch auf rund  $\pm 20$  GW, wodurch auch in den Extremfallrechnungen im Rahmen der Szenarioanalysen B.2.a die Robustheit von Korridor A unter Beweis gestellt wird.

**ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT AUS DEN SZENARIORECHNUNGEN B.2 (TUG2K-VARIANTE) UND DEN EXTREMFALLRECHNUNGEN MIT ZWEI HGÜ-KORRIDOREN (IN UNTERSCHIEDLICHEN NETZVARIANTEN):**

*Zusätzlich zu Korridor A (mit A1 und A2) wird in Szenariorechnung B.2 ein zweiter HGÜ-Korridor (B) berücksichtigt. Damit steht eine Nord-Süd-Transportkapazität von insgesamt 15 GW in Form steuerbarer HGÜ-Systeme bereit. Zusätzlich wird eine Teilmenge an AC-NOVA-Maßnahmen berücksichtigt, welche in NEPLAN für die TUG2K-Variante ermittelt wird. Ein wechselseitiges Austauschen von Berechnungsergebnissen war durch den hohen Zeitdruck nur an bestimmten Stellen der parallelen Berechnungspfade von ATLANTIS und NEPLAN möglich. Daher konnten für die Berechnungen B.2 nur eine Teilmenge der AC-NOVA-Maßnahmen aus NEPLAN berücksichtigt werden.*

- ❖ *Die Teilkorridore A1 und A2 zeigen in der Szenariorechnung B.2 eine dauerhaft hohe Auslastung in Nord-Süd Richtung, woraus sich die Robustheit für den Korridor A im Westen Deutschlands ableiten lässt. Korridor B hingegen zeigt eine über das Jahr (48 Fälle mit durchschnittlicher Erzeugung aus den erneuerbaren Energietechnologien) sensitivere Auslastung.*
- ❖ *Der Redispatch tritt in über 80% der Fälle in Perioden mit geringer Last auf. Dies ist auf die örtliche Distanz zwischen volatiler Erzeugung und Verbrauch zurückzuführen. Daraus resultieren hohe horizontale Lastflüsse (Transite). Strukturelle Engpässe im Höchstspannungsnetz bedingen in weiterer Folge den Redispatch von Kraftwerken gegen den Markt.*

*Der Extremfall L+W+P- im Jahr B-2032 wird für unterschiedliche Netzvarianten (unterschiedliche Kombinationen aus den HGÜ-Korridoren A1, A2 und B, Freileitungsmonitoring, AC-NOVA-Maßnahmen) mit ATLANTIS analysiert.*

- ❖ *Verglichen mit dem Redispatchumfang im Startnetz ( $\pm 36$  GW) für den Netznutzungsfall L+W+P- in B-2032 zeigt die ATLANTIS-Rechnung für die Netzvariante mit der Korridorvariante TUG2K (A1, A2 und B) und mit FLM rd.  $\pm 11$  GW Redispatch und damit ein deutlich geringeres Ausmaß an netzsicherheitsbedingten Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz.*
- ❖ *Die Netzvariante mit zwei Korridoren (TUG2K) und FLM ergibt eine - verglichen mit der Netzvariante mit einem HGÜ-Korridor (TUG1K) und FLM in L+W+P- in B-2032- deutlich verbesserte Netzintegration der Erzeugung aus erneuerbaren Energietechnologien v.a. aus Windkraft. Daraus resultiert ein geringerer Einsatz ineffizienter thermischer Kraftwerke, wodurch ein positiver Effekt auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor der Elektrizitätserzeugung zu erwarten ist.*
- ❖ *Der HGÜ-Teilkorridor A1 zeigt in den meisten analysierten Netzvarianten eine Auslastung von 100%. Für den südlichen Teilkorridor A2 liegt die maximale Auslastung bei 78% bezogen auf dessen maximale Transportkapazität. HGÜ-Korridor B hingegen zeigt mit einer minimalen Auslastung von 5,5 GW (von max. 6 GW) eine durchwegs hohe Auslastung für Extremfall L+W+P- im Jahr B-2032.*
- ❖ *Eine weitere Netzvariante für L+W+P- in B-2032 beruht auf der Annahme, dass nur Korridor B (6 GW Übertragungsleistung) am Netz betrieben wird, während Korridor A (A1 und A2) unberücksichtigt bleibt. Das Ergebnis ist ein Anstieg des Umfangs an Redispatch auf rund  $\pm 20$  GW. Dies bestätigt die bislang gezeigte Robustheit eines Transportkorridors im Westen Deutschlands und dessen Unterbrechung im verbrauchsintensiven Nordrhein-Westfalen.*
- ❖ *Die zweckmäßige Anzahl von Korridoren und deren Dimensionierung ist maßgeblich von den Eingangsparametern wie z.B. der Verbrauchsentwicklung und -verteilung und der installierten Windkraftleistung (v.a. Offshore) und deren geografischen Verteilung (z.B. auf Ost- und Nordsee) abhängig. Auch Aspekte der Versorgungssicherheit spielen eine entscheidende Rolle.*

*Anmerkung: Nach Erscheinen des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) wurden im Auftrag der Bundesnetzagentur weitere Analysen mit ATLANTIS und NEPLAN durchgeführt. Untersucht wurde die Wirkung der Overlaykorridore für B-2022 (bzw. B-2032) aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber im regionalisierten Szenariorahmen entsprechend dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012). Die Ergebnisse aus den ATLANTIS-Rechnungen sind in „Anhang A2 – Weitere Szenariorechnungen mit ATLANTIS“ dargestellt.*

## 6 METHODISCHE VORGANGSWEISE UND ERGEBNISSE NEPLAN

In Kapitel 6 wird die prinzipielle Vorgangsweise der Netzanalyse mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN erläutert, sowie das als Berechnungsbasis dienende Startnetz, die Anwendung des NOVA-Prinzips, sowie die Vorgangsweise bei der Simulation von Netzoptimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz basierend auf den Netzanalysen für die entsprechenden energie-wirtschaftlichen Szenarien dargestellt.

Die Ermittlung des für die unterschiedlichen Transportkorridor-Strukturen erforderlichen Netzausbaus mit NEPLAN hat das Ziel, die unterschiedlichen Ausbauvarianten miteinander zu vergleichen. Der Detaillierungsgrad von NEPLAN ermöglicht dabei die für diese Vergleichszwecke verfeinerte Netzplanung, erreicht aber nicht die Detailschärfe wie in der hochgenauen Netz-Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber. Aufgrund z. B. der punktförmigen Nachbildung von Umspannwerken (keine Auflösung nach Sammelschienen) handelt es sich bei der Ermittlung des Ausbaubedarfes in NEPLAN um eine etwas abstrahierte Betrachtung. Der Detaillierungsgrad des Modells liegt zwischen der hochgenauen Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber und der Abstraktion anderer Systemstudien zum deutschen Höchstspannungsnetz. Aufgrund dieser unterschiedlichen Betrachtungstiefe können die für das vorliegende Gutachten modellierten Netzausbauvarianten nicht als in Teilen oder in Gänze austauschbare Alternativen zu den im Netzentwicklungsplan konkretisierten Ausbauvorhaben dienen.

Bei den Berechnungen werden die von den Übertragungsnetzbetreibern zu Grunde gelegten Planungsgrundsätze angewendet. Das bedeutet, dass das Netz so dimensioniert ist, dass jede kWh eingespeisten Strom entsprechend der heutigen Rechtslage eingespeist und abtransportiert werden muss.

### 6.1 Übersicht über Ausbauvarianten und im Detail untersuchte Szenarien

Die Lastflussberechnungen werden mit der Methode der Wechselstromlastflussberechnung (AC-Loadflow) mittels NEPLAN unter Verwendung eines Newton-Raphson-Verfahrens durchgeführt. Als Eingangsgrößen werden die Ergebnisse aus dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen und der knotenscharfen Regionalisierung aus dem NEMO-Gutachten (Consentec/IAEW, 2012) verwendet.

Der maßgebliche Unterschied zwischen den einzelnen Ausbauvarianten besteht in der spezifischen Ausführung des Netzausbaus (Technologie). Dieser wird entweder

- in der Referenztechnologie in Form eines 220/380-kV-Drehstromfreileitungsausbau (Kurzbezeichnung **380 kV AC**),
- als Kombination eines oder mehrerer HGÜ-Korridore basierend auf den ATLANTIS-Rechenläufen (vgl. Abschnitt 5.1) mit zusätzlichem 220/380-kV-Drehstromfreileitungsausbau (Kurzbezeichnung **HGÜ+AC**) oder
- als 550-kV-Korridor mit zusätzlichem 220/380-kV-Drehstromfreileitungsausbau (Kurzbezeichnung **550 kV+AC**)

realisiert.

Für das Leitszenario B-2022 werden Lösungen für einen reinen 220/380-kV-Ausbau (**380 kV AC**), für einen Netzausbau mit einem leistungsstarken HGÜ-Korridor (**TUG1K HGÜ+AC**) und für einen Netzausbau mit einem 550-kV-Korridor (**TUG1K 550 kV+AC**) entwickelt. Der Berechnungsansatz mit einer 550-kV-Overlaystruktur stellt nach dem heutigen Stand der Technik eine robuste „Backup“-Lösung dar, falls es nicht vorhersehbare Problemen bei VSC-HGÜ-Lösungen gäbe. Aus derzeitiger Sicht ist der HGÜ-Variante aus Gründen der möglichen Blindleistungsbereitstellung und der dynamischeren Regeleigenschaften der Vorzug zu geben. Bei allen Berechnungen mit HGÜ- oder 550-kV-Korridoren ist zusätzlich ein begleitender 220/380-kV-Ausbau notwendig.



Für das **Szenario B-2032** wird ein reiner 220/380-kV-Ausbau ohne Overlay-Elemente (**380 kV AC**) und eine HGÜ-Lösung mit zwei leistungsstarken HGÜ-Korridoren (**TUG2K HGÜ+AC**) untersucht.

Ein reiner 220/380-kV-Ausbau ohne Overlay-Elemente (**380 kV AC**) wird auch in den Randszenarien **A-2022** und **C-2022** untersucht. Die Ergebnisse dazu finden sich im Anhang A1 – Weitere Berechnungsergebnisse.

Abbildung 74 stellt eine Übersicht der mit NEPLAN berechneten Szenarien bzw. Ausbauvarianten dar.

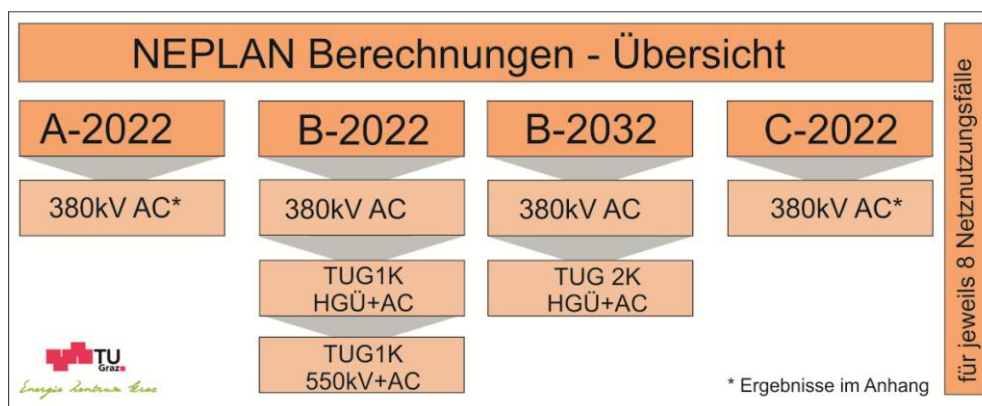


Abbildung 74: Übersicht über die mit NEPLAN analysierten Szenarien und Ausbauvarianten

Das als Ausgangsbasis für die Netzanalysen angewendete, seitens der Bundesnetzagentur übermittelte, knotenscharfe Netzmodell (Startnetz) beinhaltet den Ist-Stand (2012) des bestehenden Höchstspannungs-Energieübertragungsnetz (220/380 kV) allen Netzknoten, Leitungen, Kuppeltransformatoren, relevanten Sammelschienenkupplungen und Kompensationseinrichtungen in Deutschland. Bereits in Bau befindliche bzw. in Genehmigungsverfahren weit fortgeschrittene Maßnahmen sowie EnLAG-Projekte (Anhang A5 – Netzprojekte im Startnetz) werden für Netzanalysen mit einem Planungshorizont von 10 bzw. 20 Jahren als bestehend angesehen und werden entsprechend dem übermittelten INTEGRAL-Datensatz im Umfang von ca. 2300 km (siehe Tabelle 15) im Startnetz berücksichtigt und für Berechnungen als in Betrieb befindlich modelliert (Startnetz-Maßnahmen). Die Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sind direkt an die Höchstspannungsnetz-knoten angebunden.

Die Netzdaten des Startnetzes liegen in Form von Integral-Datenbank-Files vor, die von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und über die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt wurden. Diese werden in eine Datei im UCTE-Format umgewandelt und anschließend die Knoten-, Zweig- und Topologieinformationen in NEPLAN importiert. Eine Darstellung der ca. 1250 Knoten, 36000 km Leitungen sowie 1250 Transformatoren erfolgt in der zugehörigen grafischen Benutzeroberfläche von NEPLAN.

Tabelle 15: Summe der im Startnetz berücksichtigten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen (Startnetz-Maßnahmen) in Trassenkilometer, abgeleitet aus (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c) und (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e)

	Stromkreis- aufgabe/ Umbeseilung	380-kV- Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV- Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung
	km	km	km	km
Startnetzmaßnahmen	611	1004	713	-

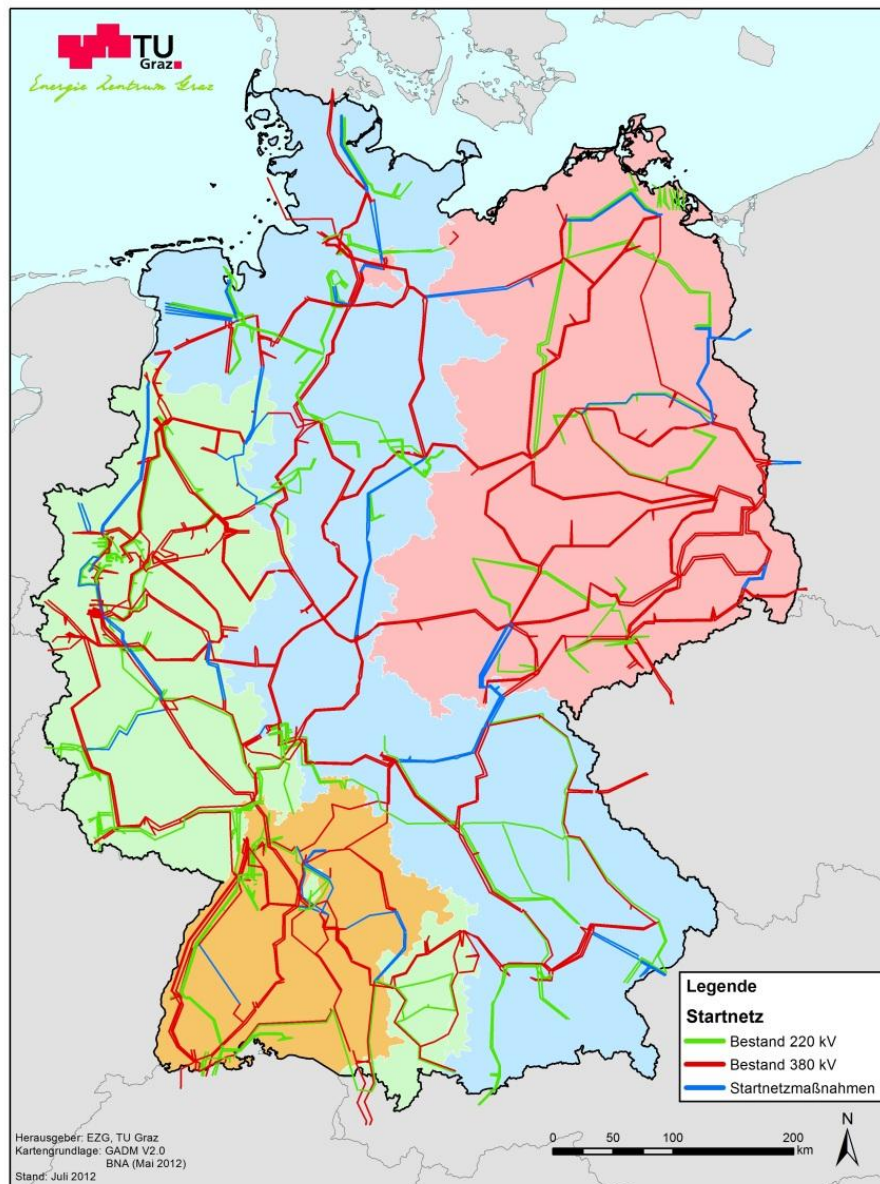


Abbildung 75: Starnetz für die Netzanalysen mit NEPLAN, Starnetzmaßnahmen sind mit blauer Farbe gekennzeichnet

## 6.2 Transportaufgabe und Schwachstellenanalyse

Aus einer übergeordneten Perspektive ergibt sich – ohne auf lastflusstechnische Details einzugehen – aus der Regionalisierung des Szenariorahmens eine prinzipielle Transportaufgabe in Nord-Süd-Richtung.

Teilt man das deutsche Übertragungsnetz in 3 Abschnitte, wobei die erste Schnittgerade knapp nördlich der Linie Emsland-Hannover-Berlin und die zweite Schnittgerade knapp nördlich der Linie Frankfurt-Bayreuth verläuft (Abbildung 76), ergeben sich die dargestellten Teilnetze NORD, MITTE und SÜD. Aus den vorgegebenen Erzeugungs- und Lastwerten sowie dem Import und Export in das benachbarte Ausland wird die Bilanz gebildet und damit die Transportaufgabe in das jeweils benachbarte Teilnetz (NORD, MITTE, SÜD) ermittelt (Abbildung 76, linke Spalte). Gleichzeitig wird entlang der Schnittrlinien die unter Einbeziehung der sogenannten Starnetzmaßnahmen (siehe Abschnitt 6.1) die theoretisch zur Verfügung stehende, (n-1)-sichere Transportkapazität gebildet. (Abbildung 76, rechte Spalte). Praktisch ist dieser Wert nur bedingt aussagekräftig, da eine gleichmäßige Aufteilung des Lastflusses auf alle parallelen Leitungen nicht gegeben ist. Somit ergibt sich unter idealen Bedingungen ein zusätzlicher Bedarf an Transportkapazität von mindestens 5 GW, unter

realen Bedingungen sogar darüber. Selbst bei gleichmäßiger Belastung aller parallel verlaufenden Stromkreise, die in Realität nicht gegeben ist, liegt der prinzipielle Transportbedarf von Nord- nach Mitteldeutschland und von Mittel- nach Süddeutschland demnach deutlich über der (n-1)-sicheren Transportkapazität im Startnetz.

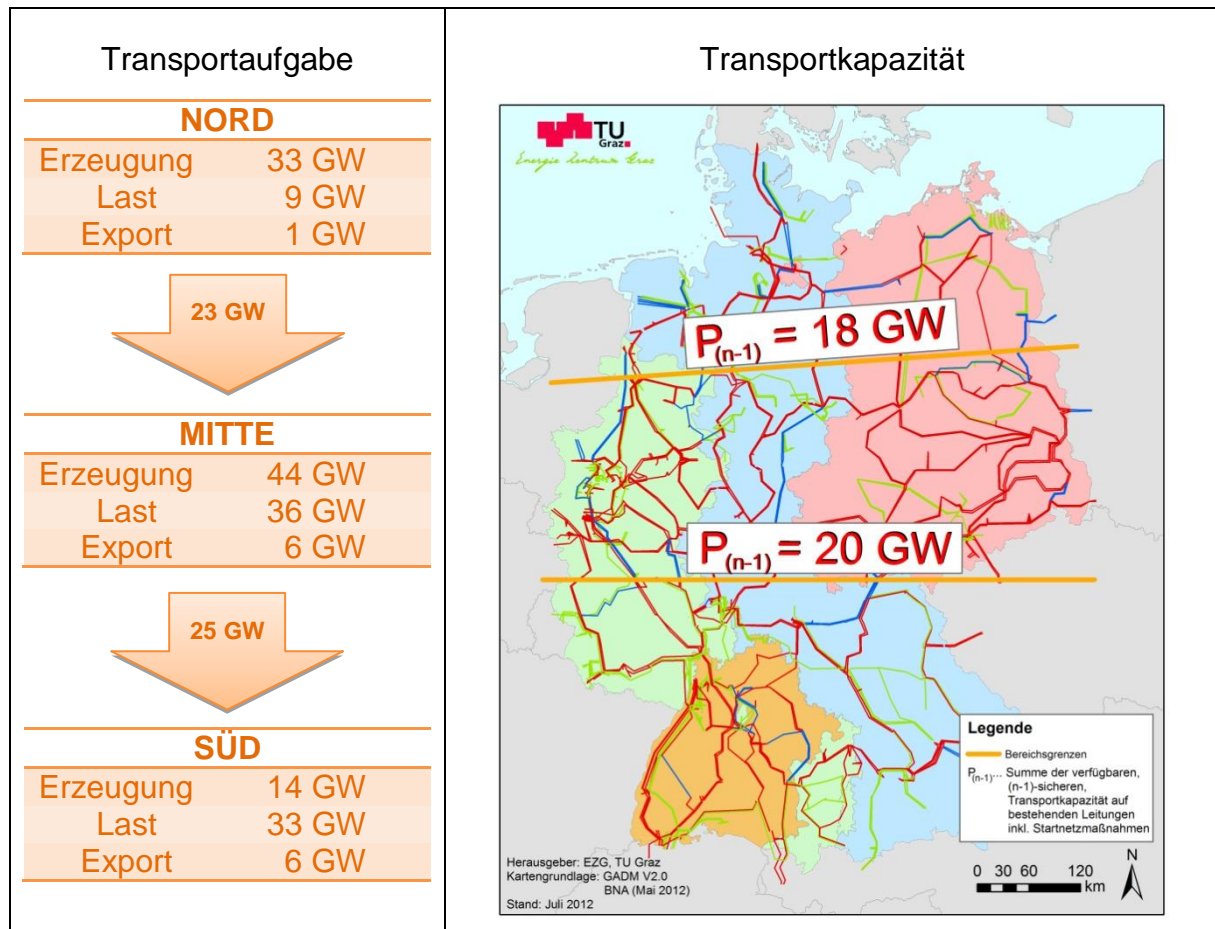


Abbildung 76: Darstellung der prinzipiellen Transportaufgabe (links) und der derzeit zur Verfügung stehenden, (n-1)-sicheren Transportkapazitäten unter Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen (rechts) im Szenario B-2022 (L+W+P-)

Für eine Schwachstellenanalyse wird das Startnetz mit den vorgegebenen Einspeisungen und Lasten der 8 Netznutzungsfälle beaufschlagt und die daraus resultierenden Leitungsbelastungen ermittelt. Die folgende Abbildung 77 zeigt diese Belastungen im Netznutzungsfall Starklast-Starkwind mit geringer Photovoltaikeinspeisung (L+W+P-), der sich für dieses Szenario als „Worst-Case“-Netznutzungsfall mit dem größten Ausmaß an überlasteten Elementen ergibt. In der Grafik sind auch Leitungen mit einer Auslastung über 70 % markiert. Diese Auslastung ist ein guter näherungsweiser Indikator für Verletzungen des (n-1)-Sicherheitsprinzips.



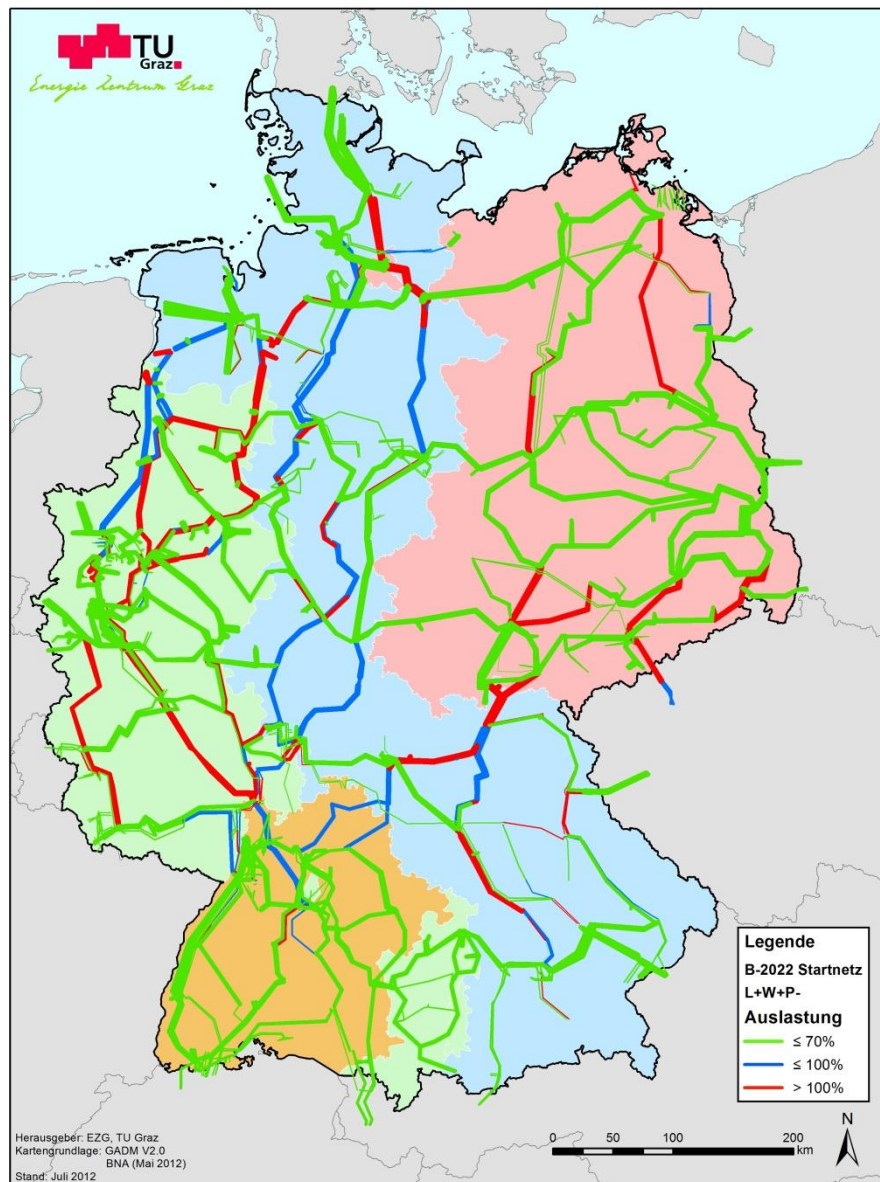


Abbildung 77: Leitungsauslastung des Netznutzungsfalls B-2022 L+W+P- im Startnetz

#### ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT ZU AUSBAUVARIANTEN UND TRANSPORTAUFGABE:

Für die knotenscharfe Berechnung der Netznutzungsfälle unterschiedlicher Szenarien werden die Ergebnisse des Gutachten NEMO herangezogen. Es werden folgende unterschiedliche Ausbauvarianten untersucht:

- ❖ eine reine 380-kV-Drehstromlösung
- ❖ HGÜ-Lösungen mit unterschiedlichen Korridoren und begleitendem 380-kV-Netzausbau und
- ❖ eine 550-kV-Lösung mit begleitendem 380-kV-Netzausbau

Als Ausgangnetz (Startnetz) wird jeweils der Ist-Zustand (2011) des Übertragungsnetzes inklusive ENLAG-Projekten und Projekten im fortgeschrittenen Genehmigungsstadium herangezogen.

Die aus dem regionalisierten Szenariorahmen abgeleitete Transportaufgabe liegt deutlich über der im Startnetz zur Verfügung stehenden (n-1)-sicheren Transportkapazität.

## 6.3 Vorgehensweise bei der Netzausbauplanung im Rahmen des vorliegenden Gutachtens

### 6.3.1 Grundsätzliche Herangehensweise und angewendete Methodik

Der durch die Energiewende stark forcierte Ausbau fluktuierender dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien, allen voran der Windkraft (on- und offshore) sowie der Solarenergie (v.a. Photovoltaik), bringt einen ernst zu nehmenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite mit sich. Hinzu kommen die politischen Vorgaben zum Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernkraft in Deutschland und anderen europäischen Staaten. Ein ursprünglich vorwiegend bedarfsgerechtes, verbrauchsnahe Erzeugungssystem wird zunehmend durch ein örtlich lastfernes und zeitlich volatiles dargebotsabhängiges Aufbringungssystem ersetzt. Damit einhergehend vollzieht sich auch netzseitig ein Strukturbruch mit dem Wandel von einem Verbundsystem zu einem Übertragungssystem auf der Höchstspannungsebene.

Mit diesem Strukturbruch ergeben sich auch in der Netzplanung entsprechende Herausforderungen. Durch die massiv angestiegene Transportaufgabe müssen auch Alternativen zu dem bisherigen traditionellen Netzausbau mit konventioneller 380-kV-Drehstromtechnologie untersucht werden. Obwohl die langfristige Netzausbauplanung ein iterativer Prozess ist, der im Detail kontinuierlich an die aktuellen Randbedingungen angepasst werden muss, sind grundsätzliche strategische Weichenstellungen wie die Entscheidung für oder gegen ein Overlay-Übertragungssystem und gegebenenfalls die verwendete Technologie bereits heute zu treffen.

Für die im vorangegangenen Kapitel definierten Technologievarianten werden entsprechende Zielnetze erarbeitet, wobei ein für alle acht definierten Netznutzungsfälle (n-1)-sicheres Netz angestrebt wird. Basis stellt jeweils das oben definierte Startnetz dar. Für eine effiziente Abarbeitung der Netznutzungsfälle erweist es sich vorteilhaft, mit dem „Worst-Case“-Netznutzungsfall – der Netznutzungsfall mit der größten Anzahl an überlasteten Leitungen - zu starten. Bei Netzausbauvarianten mit Overlay-Strukturen werden diese zu Beginn in das Startnetz eingearbeitet, wobei Ergebnisse der Voruntersuchungen mit ATLANTIS einfließen. Nach einem Verlustabgleich (siehe Abschnitt 6.3.2) erfolgt ein Ausbau nach NOVA-Prinzip, mit dem Ziel, die Leitungsbelastungen unter 70 % (näherungsweise (n-1)-Kriterium) zu bringen. Dies erfolgt iterativ für alle acht Netznutzungsfälle. Anschließend wird eine exakte (n-1)-Sicherheitsrechnung unter Berücksichtigung von Common-Mode-Ausfällen (siehe Abschnitt 6.3.5) und abschließend ein Blindleistungsmanagement (siehe Abschnitt 6.3.3.) zur Aufteilung der benötigten Blindleistung auf Kraftwerke und Kompensationsanlagen durchgeführt.

Die im Rahmen der Netzausbauplanung im vorliegenden Gutachten erarbeiteten Netze stellen jeweils eine von mehreren unterschiedlichen Lösungsvarianten bei den gegebenen Rahmenbedingungen dar. Die objektive Ermittlung einer "optimalen" Lösungsvariante ist an dieser Stelle nicht möglich, da einerseits das Ziel der Optimierung – z.B. minimale Kosten, minimaler Landschaftsverbrauch, maximale Zuverlässigkeit etc. – nicht klar definiert ist und andererseits notwendige Detailangaben – z.B. Schaltanlagenausführungen, konstruktive Mastausführungen, Definition ökologisch sensibler Gebiete etc. – den Gutachtern nicht vorliegen. Tatsächlich liegen die unterschiedlichen Lösungsvarianten, welche die geforderte Transportaufgabe erfüllen, bei Verwendung vergleichbarer Technologie in einer ähnlichen Größenordnung hinsichtlich des Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarfs, ausgedrückt in Trassenkilometern.

Die Erarbeitung weiterer Netzausbauvarianten für das vorliegende Gutachten unterscheidet sich im Vergleich zu der von den Übertragungsnetzbetreibern beim Netzentwicklungsplan vorgenommenen Betrachtung in den folgenden Punkten:

- Keine Betrachtung von Sammelschienenbelegung
- Keine Betrachtung von Trafostufungen und Phasenschiebern
- Abbildung des ausländischen Netzes nur über Ein- und Ausspeisung an den Grenzen
- Keine Stabilitätsuntersuchungen hinsichtlich des Kurzschlussstroms
- Keine neuen Umspannwerke



Aufgrund dieser Unterschiede in der Betrachtungstiefe können die für das vorliegende Gutachten modellierten Netzausbauvarianten nicht als in Teilen oder in Gänze austauschbare Alternativen zu den im Netzentwicklungsplan konkretisierten Ausbauvorhaben dienen.

Ziel der im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Netzausbauplanung, die nach bestem Wissen und Gewissen der Gutachter durchgeführt wurden, ist eine prinzipielle Quantifizierung des notwendigen Netzausbaubedarfs und nicht die Empfehlung einzelner Teilprojekte.

Im Folgenden wird die grundsätzlich Vorgangsweise bei der Netzanalyse sowie der Netzverstärkung für die einzelnen Szenarien beschrieben. Das NOVA-Prinzip beschreibt die Reihenfolge unterschiedlicher Maßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität im elektrischen Übertragungsnetz und wurde von den Netzbetreibern im Rahmen der Planungsgrundsätze (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) veröffentlicht.

Im Rahmen der iterativen Vorgangsweise von Netzanalyse und Setzung von Maßnahmen werden die in Abbildung 78 dargestellten netzbezogene Maßnahmen in der angeführten Reihenfolge ergriffen. Aufgrund der begrenzten Detailinformationen über das Netz (Schaltanlagenausführung, Mastkonstruktionen, etc.) ist die Umsetzung der Maßnahmen in diesem Gutachten als prinzipielle, exemplarische Vorgangsweise zu verstehen und nicht als Ausarbeitung konkreter Teilprojekte. In Abbildung 79 ist in Form eines Flussdiagramms der iterative Planungsablauf inklusive Ausfallrechnung übersichtsmäßig dargestellt.

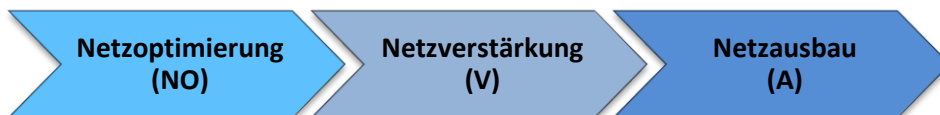


Abbildung 78: Prinzipielle Reihenfolgen der Maßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität

### Netzoptimierung (NO)

- Freileitungsmonitoring

Im Rahmen der Analyse wird eine konservatives FLM im gesamten Netzgebiet angewendet.

- Topologiemassnahmen
- Leistungsflusssteuerung

Die Integration von Phasenschiebertransformatoren hat sich im Rahmen der Analysen als wenig effizient erwiesen, da die hohe Quervermaschung des deutschen Übertragungsnetzes nur sehr lokale Lastflussverschiebungen zulässt.

### Netzverstärkung (V)

- Zu- oder Umbeseilung von Freileitungen

Im Rahmen der Netzverstärkung wird die Stromtragfähigkeit pro Bündelleiter auf 3600 A erhöht. Die tatsächliche Realisierbarkeit bzw. der Aufwand einer Zu- oder Umbeseilung kann zum Ersatz bestehender Freileitungsmasten aufgrund höherer mechanischer Belastungen führen. Im Rahmen der Untersuchung wird angenommen, dass bestehende Leitungen mit einer Stromtragfähigkeit kleiner 2800 A bei einer Zu- oder Umbeseilung auf 3600 A ein neues Gestänge auf der bestehenden Leitungstrasse benötigen. Ist die Stromtragfähigkeit vor einer Zu- oder Umbeseilung größer 2800 A so wird angenommen, dass keine wesentlichen Änderungen an den Masten notwendig sind.

- Erhöhung der Betriebsspannung (220 kV auf 380 kV)

Reicht eine Zu- bzw. Umbeseilung der 220 kV Leitung nicht aus so wird spezifisch die Spannungsebene geändert. Diese Maßnahme kann in wenigen Fällen ohne Änderung der Mastkonstruktion durchgeführt werden, bedingt jedoch meistens einen Neubau auf bestehender Trasse.

- Austausch von Betriebsmitteln

Im Rahmen der Ausbaumaßnahmen kommt es zur Anpassung von Kuppeltransformatoren und Kupplungen, um der erhöhten Übertragungsaufgabe zu entsprechen.

## Netzausbau (A)

- Neubau von Schaltanlagen
- Neubau von Leitungen

Sind die Maßnahmen aus der Netzoptimierung und Verstärkung erschöpft, wird ein Netzausbau durchgeführt. Dieser erfolgt durch die Realisierung zusätzlicher Stromkreise und erfordert in den meisten Fällen eine neue Leitungstrasse.

- Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen
- Overlay-Netze

Overlay-Netze werden entweder in HGÜ-Technik mit einstellbarer Übertragungsleistung (lt. Kap. 5.2) oder alternativ in 550-kV-Technologie in Verbindung mit regelbaren Phasenschiebertransformatoren in das Übertragungsnetz integriert. Die Korridore dazu werden jeweils mit dem Simulationsmodell ATLANTIS ermittelt (Kapitel 5.2).

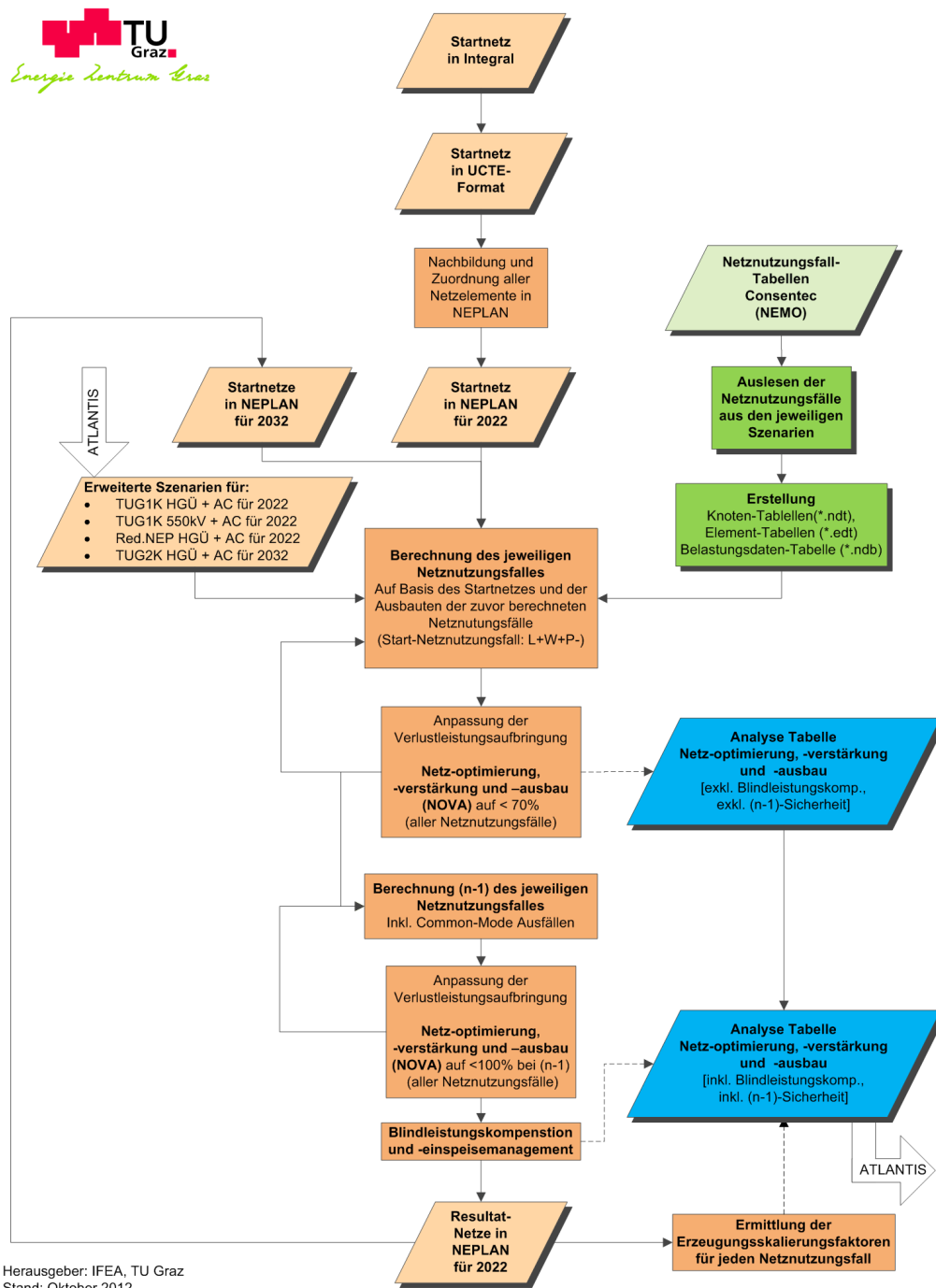


Abbildung 79: Prinzipielle Vorgehensweise des Netzausbaus bzw. der Netzanalyse mit NEPLAN

### 6.3.2 Datenübernahme und -aufbereitung

#### Übernahme der Last- und Einspeisedaten der Netznutzungsfälle

Die Integration der Netznutzungsfälle der energiewirtschaftlichen Szenarien erfolgt durch Umwandlung der als Excel-Tabellen vorliegenden Daten in Knoten-Tabellen (\*.ndt), Element-Tabellen (\*.edt) und Belastungsdaten-Tabellen (\*.ndb) im ASCII-Format für NEPLAN. Diese Tabellen können anschließend in das Netzanalyseprogramm NEPLAN importiert werden.

#### Anpassung der Leistungsbilanz übernommener Datensätze

Einen Sonderfall stellen leistungsbilanzmäßig unausgeglichene Netznutzungsfälle, vorwiegend aus den Szenarien B-2032 und C-2022, dar. Die Wirkleistungsbilanz der zugrunde liegenden Datensätze des Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) ist in diesen Fällen (Tabelle 16) nicht ausgeglichen. Das bedeutet, dass mehr Energie in das Übertragungsnetz eingespeist wird, als durch vorgegebene Lasten verbraucht wird. Um eine zielführende Lastflussrechnung durchführen zu können, werden die betroffenen Netznutzungsfälle durch eine gleichmäßige Reduktion der Generatorleistung im gesamten betrachteten Netzgebiet angepasst, bis sich das untersuchte Netz in einem ausgeglichenen Zustand befindet. Tabelle 16 zeigt die Zusammenstellung nicht ausgeglichener Netznutzungsfälle in den unterschiedlichen Szenarien.

Tabelle 16: Leistungsüberschuss in den unterschiedlichen Netznutzungsfällen

Szenario	Unausgeglichene Netznutzungsfälle - Leistungsüberschuss in MW							
	L-W-P-	L-W-P+	L-W+P-	L-W+P+	L+W-P-	L+W-P+	L+W+P-	L+W+P+
A2022	0	0	0	0	0	0	0	0
B2022	0	0	0	1718	0	0	0	0
B2032	0	0	7073	34063	0	0	4448	8117
C2022	0	0	11525	16787	0	0	0	3558

#### Netzverluste

Die im Übertragungsnetz auftretenden Netzverluste werden gleichmäßig auf sämtliche in Betrieb befindliche Generatoren verteilt. Dazu wird über Skalierungsfaktoren die Generatorleistung angepasst, bis die Wirkleistungsbilanz in der Netzberechnung des jeweiligen Netznutzungsfalles ausgeglichen ist. Durch den Ausbau und Neubau von Leitungen verringern sich die Netzverluste im Übertragungsnetz, aus diesem Grund ist es notwendig die Generatorleistung nach erfolgtem Ausbau zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

#### Ermittlung des primären Netznutzungsfalls

Der Netzausbau für ein vorgegebenes Szenario muss schlussendlich allen dazugehörigen Netznutzungsfällen genügen. Für eine effiziente Abarbeitung der Netznutzungsfälle erweist es sich vorteilhaft, mit dem „Worst-Case“-Fall zu starten. Für den primären Netzausbau im jeweiligen Szenario wird daher der Netznutzungsfall mit der größten Anzahl an überlasteten Leitungen im Startnetz gewählt.

Abbildung 80 bis Abbildung 83 zeigen das Startnetz mit den acht hinterlegten Netznutzungsfällen des Szenarios B-2022. Es ist durch die farbliche Codierung der Leitungsauslastung gut zu erkennen, dass im Netznutzungsfall Starklast, Starkwind- und geringe Photovoltaikeinspeisung (L+W+P-) die meisten Überlastungen auftreten. Es zeigt sich, dass durch einen (n-1)-sicheren Ausbau dieses Netznutzungsfalles bereits ein bedeutender Anteil der notwendigen Gesamtausbaumaßnahmen abgedeckt werden kann.

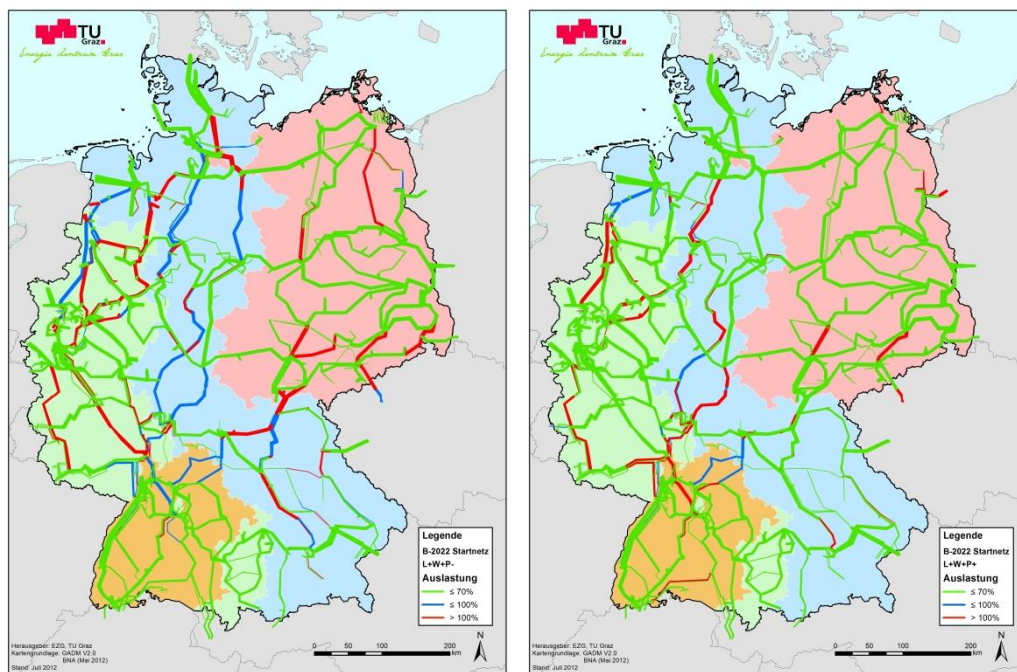


Abbildung 80: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L+W+P- links – L+W+P+ rechts)

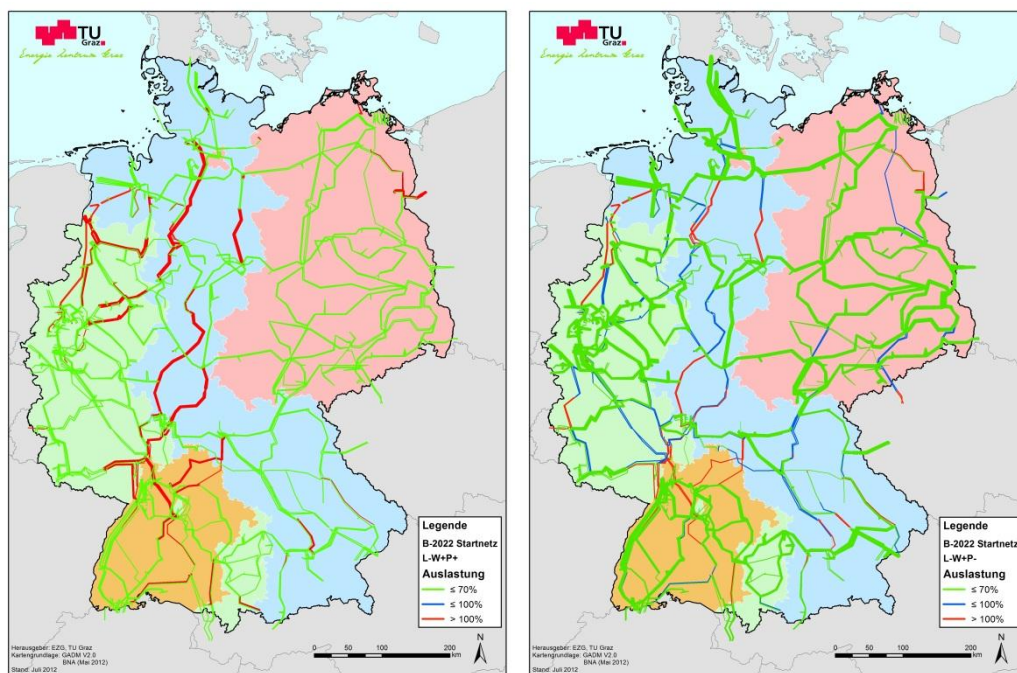


Abbildung 81: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L-W+P+ links – L-W+P- rechts)



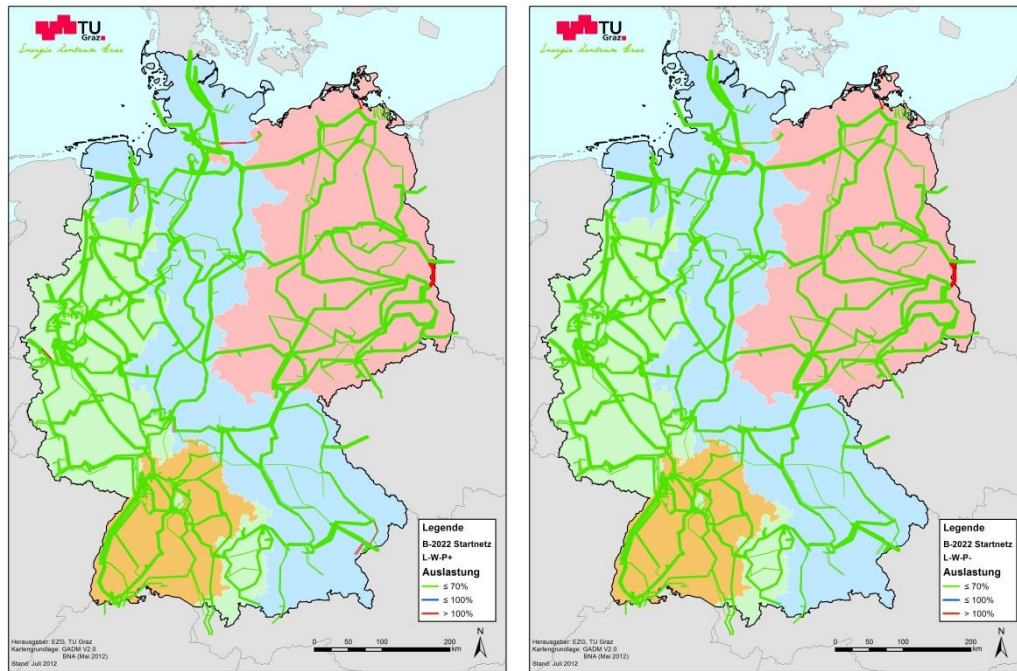


Abbildung 82: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L-W-P+ links – L-W-P- rechts)

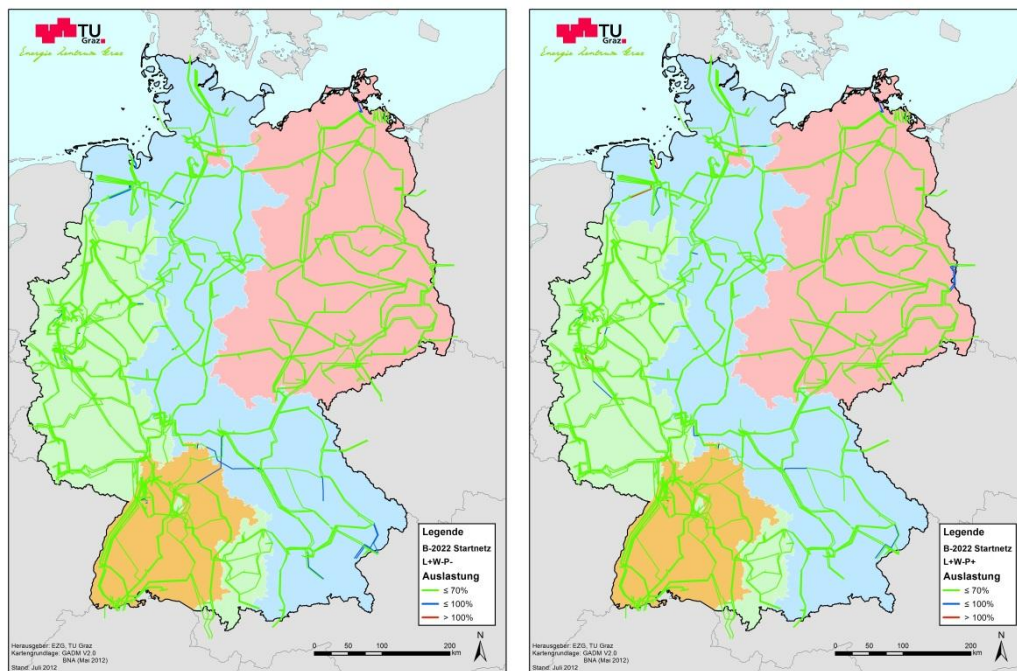


Abbildung 83: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L+W-P- links – L+W-P+ rechts)

### 6.3.3 Lastflusssteuerung mit Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Systemen

Im Netz kann die Steuerung des Wirklastflusses durch

- Regeltransformatoren (Querregler, Schräg regler, Phasenschiebertransformatoren),
- Gleichstromübertragung und Gleichstromkurzkupplung (HGÜ) und
- Leistungselektronische Elemente (FACTS – Flexible AC Transmission Systems)

erfolgen. Größere Lastflussverschiebungen lassen sich in der Regel nur mit Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Anlagen erreichen, wobei letztere üblicherweise auch zusätzliche Transportkapazität zur Verfügung stellen.



Die Möglichkeiten der Lastflusssteuerung werden in erster Linie im Netzbetrieb und nicht in der Netzplanung ausgenutzt. Bei einer Verwendung von lastflusssteuernden Elementen im Rahmen der Netzausbauplanung ist von einer entsprechenden Redundanz (n-1)-Sicherheit auszugehen. Die Motivation bei der Steuerung des Wirklastflusses liegt unter anderem in der Minimierung der Netzverluste, der Vermeidung ungewollter Transite und im betrieblichen Engpassmanagement.

### Phasenschiebertransformator (PST)

Die Wirkung von Phasenschiebertransformatoren hängt von der Vermaschung des Netzes, den Maschenimpedanzen sowie der Dimensionierung der Komponenten ab. In einem eng vermaschten System, wie es das deutsche Übertragungsnetz darstellt, sind lediglich lokal begrenzte Lastflussverschiebungen realisierbar. Eingehende Voruntersuchungen im Rahmen dieses Gutachtens zeigten, dass die Entlastung ganzer 380-kV-Korridore mit entsprechenden Quervermaschungen durch Einsatz von PST nicht möglich ist.

### HGÜ-Systeme

Bei Einsatz von HGÜ-Systemen ist neben der Bereitstellung eines zusätzlichen Transportkorridors auch die Möglichkeit der Lastflussregelung gegeben. Es kann durch entsprechende Steuerung der Gleich- und Wechselrichter eine im Rahmen der Dimensionierungsleistungen der HGÜ-Systeme beliebige Aufteilung des Lastflusses zwischen den parallel verlaufenden HGÜ-Systemen und Drehstromsystemen erzielt werden. Bei Ausfall von Komponenten kann gezielt eine allenfalls notwendige Entlastung von überlasteten Stromkreisen erreicht werden. Technologisch werden selbstgeführte HGÜ-Systeme mit Voltage-Source-Converter-Technologie (VSC) vorgesehen, da diese hinsichtlich des Blindleistungsbedarfs und einer zukünftigen möglichen Vermaschung (Multi-Terminal) eindeutig Vorteile gegenüber der klassischen netzgeführten HGÜ-Anlage in Thyristortechnik aufweisen (Kapitel 9).

### 550-kV-Drehstromübertragung in Kombination mit Phasenschiebertransformatoren

Bei Einsatz von 550-kV-Korridoren zusammen mit Phasenschiebertransformatoren kann hinsichtlich des Wirklastflusses eine im Prinzip ähnliche Funktionalität wie mit HGÜ-Systemen erreicht werden. Neben der Bereitstellung eines zusätzlichen Transportkorridors ist auch hier die Möglichkeit der Lastflusssteuerung gegeben. Während bei den HGÜ-Systemen die Lastflusssteuerung unabhängig von dem Drehstromsystem ist, gibt es bei der Regelung der 550-kV-Korridore eine Abhängigkeit von den Impedanzverhältnissen des umgebenden 380-kV-Drehstromsystems. Nachteilig ist auch der Blindleistungsbedarf, der durch entsprechende Kompensationsanlagen gedeckt werden muss.

#### 6.3.4 Freileitungsausbau und windabhängige Grenzstromerhöhung (Thermisches Freileitungsmonitoring)

Abhängig von den jeweils auftretenden Windgeschwindigkeiten werden mit Bezug auf die Planungsgrundsätze der ÜNB (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) Regionen definiert, in denen die zulässige, bei Normbedingungen definierte Strombelastbarkeit überschritten werden darf, bei definiert. In Netznutzungsfällen, welchen ein hohes Windaufkommen zugrunde liegt (W+), wird der maximale Leiterstrom entsprechend angepasst, wobei eine konservative Herangehensweise mit einer Steigerung von 105%-140% angenommen wird. Diese Werte entsprechen den regionalen Strombelastbarkeiten von Freileitungen bei Mittelwindsituation lt. Planungsgrundlagen der Übertragungsnetzbetreiber. Die maximale Überlastbarkeit von Freileitungen in Starkwindsituationen wird bewusst nicht ausgenutzt, da davon ausgegangen werden muss, dass dieses Potenzial nicht im gesamten Umfang und gleichzeitig zur Verfügung steht.

Tabelle 17: Anhebung des thermischen Grenzstroms bei Mittelwind (Netznutzungsfälle W+)

Region	Anhebung des thermischen Grenzstroms in %
norddeutsche Küstengebiete	140
norddeutsches Tiefland	120
Mittelgebirge und Alpenvorland	105

Im Rahmen der Netzverstärkung werden Freileitungsstromkreise auf einen Nennstrom von bis zu 3600 A ausgebaut. Um diesen Ausbau zu realisieren stehen verschiedene Möglichkeiten zur Wahl. Einerseits kann die Erhöhung der Transportkapazität durch Auflage zusätzlicher Seile als auch durch eine Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile (HTLS) erfolgen. Die tatsächlich optimale Variante zur Leitungsverstärkung muss für jede spezifische Leitung untersucht werden, da es hier aufgrund der unterschiedlichen statischen und mechanischen Eigenschaften der Bestandsleitung zu verschiedenen wirtschaftlich und ökologisch optimalen Lösungen kommen kann.

Im Rahmen dieses Gutachtens wird durchwegs bei notwendigen Seilverstärkungen ein Bündelleiter mit 4 Aluminium/Stahlseilen vom Typ 434-AL 1/56-ST1 A sowie 435/55, mit einem zulässigen Dauerstrom von 900 A je Seil bzw. 3600 A Gesamtstrom gewählt (EN50182, 2001).

Bei einer Aufrüstung einer Leitung mit einem thermischen Grenzstrom größer oder gleich 2800 A auf 3600 A wird davon ausgegangen, dass eine Umbeseilung ohne Neubau möglich ist. In allen anderen Fällen wird von einem Neubau auf gleicher Trasse gesprochen. Wenn weitere Stromkreise zu einer bestehenden Trasse zugebaut werden, wird in der Ergebnisauswertung von einer Leitung auf neuer Trasse gesprochen.

### 6.3.5 Zuverlässigkeitsanalyse

#### (n-1)-Analyse

Um Übertragungsaufgaben auch in den untersuchten zukünftigen Szenarien sicher bewältigen zu können, findet die Beachtung des Netzsicherheitsaspektes durch die Anwendung des (n-1)-Kriteriums Berücksichtigung. Eine detaillierte Beschreibung des (n-1)-Sicherheitskriteriums erfolgt in Kapitel 8. Die praktische Umsetzung im Rahmen des Netzausbauplanungsprozesses erfolgt folgendermaßen: In einem ersten Schritt wird für alle Netznutzungsfälle im Zuge der Ausbaumaßnahmen eine Betriebsmittelauslastung unter 70% im Normalschaltzustand angestrebt. Die Seilverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen werden so lange fortgesetzt, bis alle Betriebsmittel im Normalschaltzustand eine Auslastung unter 70 % der zulässigen Belastung erreicht haben. Dieser Wert wird basierend auf Erfahrungen bei Lastflussuntersuchungen in vergleichbaren, vermaschten Übertragungsnetzen gewählt. Damit wird ein näherungsweise (n-1)-sicheres Netz erreicht.

Ist dies abgeschlossen, wird in einem weiteren Schritt eine exakte (n-1)-Zuverlässigkeitsanalyse mit sequentieller Berechnung aller Ausfallszenarien durchgeführt und im Bedarfsfall das Netz punktuell verstärkt.

#### „Common-Mode“-Fehler

„Common-Mode“-Fehler bezeichnen zeitgleiche Mehrfachausfälle, welche bedingt durch ihre konstruktiven Gegebenheiten eine hohe Wahrscheinlichkeit bezüglich eines gemeinsamen Auftretens aufweisen (z.B. Doppelleitungen).

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalysen wird bei Drehstromleitungen gezielt Doppelleitungen ausgewählt, die eine hohe Auslastung aufweisen und damit bei Ausfall beider Stromkreise eine starke Belastung der parallel verlaufenden Leitungen bewirken (siehe Abbildung 84). Bei Leitungen mit mehreren Abschnitten wird die Berechnung nur für einen Abschnitt ausgeführt um den Berechnungsaufwand bei redundanten Ergebnissen zu vermeiden. Im Falle von HGÜ-Übertragungssystemen wird der „Common-Mode“-Ausfall als Ausfall beider HGÜ-Pole definiert und entsprechend nachgebildet. Für 550-kV-Systeme werden gleichzeitige Ausfälle von jeweils zwei 550-kV-Stromkreisen angesetzt.

Durch Überbeanspruchung bedingte Folgefehler (n-1-1-Ausfälle) wie auch daraus folgende Kaskaden an Schutzauslösungen finden insofern Berücksichtigung, als durch geeignete Netzausbauhandlungen die Elementauslastungen sämtlicher (n-1)-Berechnungen unter den jeweiligen Nominalwerten gehalten werden.

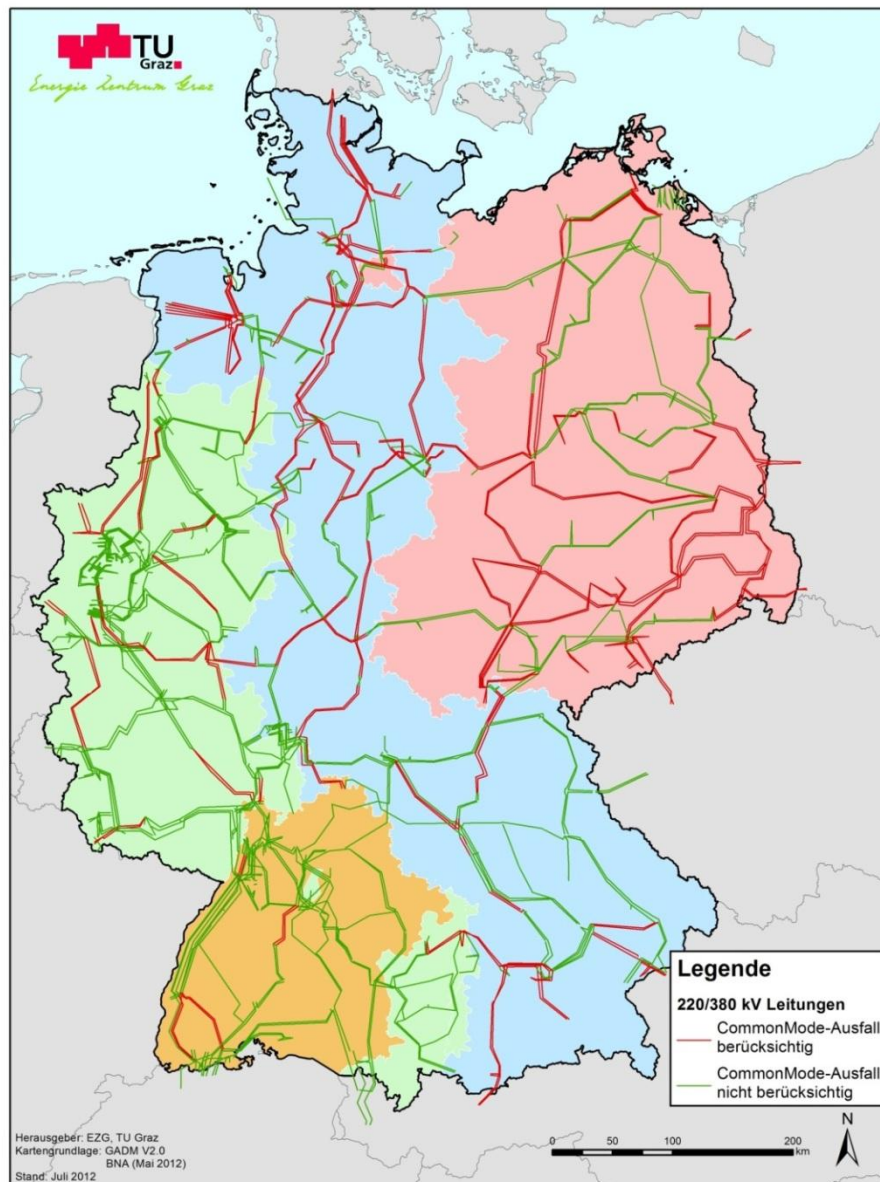


Abbildung 84: Rot eingefärbte Leitungszüge kennzeichnen die im Drehstromnetz untersuchten „Common-Mode“-Ausfälle

### 6.3.6 Spannungs- und Blindleistungsmanagement

Um die Berechnung des Lastflusses der jeweiligen Szenarien zu ermöglichen, werden den Einspeisungen und Lasten spezifische Eigenschaften hinsichtlich des Verhaltens von Wirk- und Blindleistung zugeschrieben. Unterschieden wird zwischen PQ-Elementen und PV-Elementen.

Für **PQ-Elemente** erfolgt eine konstante, spannungsunabhängige Vorgabe der Wirk- und Blindleistung. Dies gilt für alle Lasten, eine Auswahl von Einspeisungen sowie für die Ersatzlasten an den Auslandsleitungen. Im Falle der Lasten und Auslandsleitungen erfolgt eine eindeutige Vorgabe von Wirk- und Blindleistung aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012). Bei den Einspeisungen wird eine netzgebietsabhängige Leistungsfaktorvorgabe gewählt, die Netzgebiete orientieren sich dabei nach den jeweiligen Netzbetreibern. Da die Leitungen mancher Netzgebiete mit einer höheren Auslastung und somit stärker im übernatürlichen Bereich mit hohem Blindleistungsbedarf betrieben werden, wird die Blindleistungseinspeisung der Erzeuger je Netzgebiet entsprechend angepasst.

Tabelle 18: Default-Blindleistungsfaktoren je Netzgebiet

Netzgebiet	Leistungsfaktor $\cos \varphi$
TenneT TSO GmbH	0,93
TransnetBW GmbH	0,98
Amprion GmbH	0,93
50Hertz Transmission GmbH	0,98

**PV-Elemente** weisen ein konstantes Verhalten bezüglich der Wirkleistung und des Betrages der Spannung auf. Damit ergibt sich eine variable Blindleistungseinspeisung zur Spannungsregelung. Aus rechentechnischen Gründen ist ein gewisser Mindestanteil von PV-Elementen im Netz für eine Konvergenz des Iterationsverfahrens notwendig. Die Höhe dieses Anteils hängt unter anderem von der allgemeinen Netzbelastung ab.

Bei Erreichen der Blindleistungsgrenze des Elements im Rahmen des iterativen Lösungsprozesses der nichtlinearen Lastflussgleichungen erfolgt eine automatische Konvertierung des Kraftwerktyps zu einem PQ-Element (Vorgabe der eingespeisten Wirk- und Blindleistung). In den Berechnungsszenarien wird durchgängig eine Sollspannung von 105 % der Nennspannung für die PV-Elemente vorgegeben. Die Blindleistungsgrenzen wurden aus der maximal in den Netznutzungsfällen vorgegebenen Wirkleistung – die näherungsweise als Maß für die installierte Kraftwerksleistung angesehen werden kann – abgeleitet. Dabei wird die Blindleistungsgrenze mit 50% der installierten Leistung festgelegt. In Netzknoten welche über mehrere Einspeisemöglichkeiten verfügen, wird die erzeugungsstärkste Einheit als PV-Element definiert, die restlichen Einheiten als PQ-Elemente.

Während der ersten Iterationsschritte in der Netzausbauplanung werden die Blindleistungsgrenzen von PV-Elementen freigegeben. Erst im letzten Schritt werden diese Grenzen berücksichtigt und allfällige lokale Blindleistungsdefizite über Blindleistungskompensationsanlagen gedeckt.

#### **ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT ZUR VORGANGSWEISE BEI DER NETZAUSBAUPLANUNG:**

- ❖ *Bei der Ausbauplanung wird nach dem NOVA-Prinzip vorgegangen. Für eine effiziente Abarbeitung der Netznutzungsfälle eines Szenarios wird jeweils mit dem Netznutzungsfall begonnen, der im Startnetz die meisten überlasteten Elemente aufweist.*
- ❖ *Auf Basis der vordefinierten Szenarien und Netznutzungsfälle werden die zur Erfüllung der Transportaufgabe notwendigen Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Die Einspeiseleistungen der Generatoren werden für einen erforderlichen Leistungsbilanzausgleich sowie für die Abdeckung der Netzverluste über Skalierungsfaktoren angepasst.*
- ❖ *Für das Spannungs- und Blindleistungsmanagement wird selektiv für die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber ein realistischer Leistungsfaktor für die Einspeiser vorgegeben.*
- ❖ *Untersucht werden neben konventionellen Leitungsverstärkungsmaßnahmen auch der Einsatz von Overlayssystemen mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) bzw. 550-kV-Wechselstromübertragung mit Phasenschiebertransformatoren (PST), die neben zusätzlichen Übertragungskapazitäten auch die Möglichkeit der gezielten Lastflussregelung bieten. Ein Einsatz von PST alleine erweist sich aufgrund der engen Vermaschung des Übertragungsnetzes als nicht zielführend.*
- ❖ *In Netznutzungsfällen mit hohem Windaufkommen wird der maximal zulässige Leiterstrom im Sinne eines konservativen Freileitungsmonitorings angepasst. Die Korrekturwerte entsprechen den regionalen Strombelastbarkeiten von Freileitungen bei Mittelwindsituation lt. Planungsgrundlagen der Übertragungsnetzbetreiber.*
- ❖ *Ziel ist die Ermittlung der Ausbaumaßnahmen für ein (n-1)-sicheres Netz unter Berücksichtigung von „Common-Mode“-Ausfällen.*

## 6.4 Ergebnisse der Berechnungen zum Leitszenario B-2022

Das Leitszenario B-2022 beschreibt das Szenario mit der aus heutiger Sicht größten Eintrittswahrscheinlichkeit bei einem mittleren Zuwachs erneuerbarer Energien sowie einem zum Referenzjahr unveränderten Nettostrombedarf. Im Szenario B-2022 ist wie auch in sämtlichen weiteren Szenarien keine Einspeisung aus Kernenergie vorgesehen, weshalb die Deckung der Höchstlast durch einen Anstieg der Leistung aus Kohle- und Erdgaskraftwerken gewährleistet wird.

Die installierte Nettoleistung konventioneller Kraftwerke sinkt auf 89 GW, die Nettoleistung der erneuerbaren Energieträger steigt hauptsächlich getrieben durch Windenergie (61 GW) und Photovoltaik (54 GW) auf insgesamt 130 GW (Consentec/IAEW, 2012).

Ziel der Berechnungen ist nicht die Festlegung von konkreten Einzelprojekten sondern die Ermittlung der Größenordnung des erforderlichen Netzausbaus. Die berechneten Ausbaulängen in Trassenkilometern aus den AC-Lastflussberechnungen werden in kategorienweise entsprechend der Einteilung in Tabelle 19 ausgewiesen.

Tabelle 19: Ergebnisdarstellung AC-Lastflussberechnung (NEPLAN)

<b>Netzverstärkung</b>	<b>Stromkreisaufgabe bzw. Umbeseilung</b>	Mastkonstruktion mit kleineren Adaptierungen für neue Seile mit höherem Querschnitt verwendbar, Seilaufgabe bei unbenutztem Gestänge, Umstellung auf 380 kV, wenn bestehende Masten dafür ausgelegt sind
	<b>380-kV-Neubau in bestehender Trasse, Doppelleitung</b>	Neuerrichtung von Masten in gleicher Trasse, 380-kV-Drehstrom-Doppelleitung mit maximal 6 GW Übertragungskapazität pro Trasse
<b>Netzausbau</b>	<b>380-kV-Neubau in neuer Trasse, Doppelleitung</b>	Neuerrichtung von Masten auf neuer Trasse, 380-kV-Drehstrom-Doppelleitung mit maximal 6 GW Übertragungskapazität pro Trasse
	<b>Neubau DC-Freileitung bzw. 550 kV Freileitung</b>	Neuerrichtung von Masten auf neuer Trasse, 550-kV-Doppelleitung oder HGÜ-Leitung mit maximal 7 GW Übertragungskapazität pro Trasse

### 6.4.1 Szenario B-2022, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

In diesem Szenario erfolgt der Netzausbau mittels konventioneller **Drehstromtechnik** (Referenztechnologie Drehstromfreileitung) in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Im Rahmen dieses Gutachtens wird eine Ausbauvariante entwickelt. De facto lassen sich aber unter gleichen Rahmenbedingungen im Prinzip ähnliche, aber im Detail unterschiedliche Varianten entwickeln, die alle der geforderten Transportaufgabe genügen.

Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen (s. Kap.6.3.2) werden die Einspeiseleistungen mittels Skalierungsfaktor angepasst. Diese Anpassung der Einspeisung zur Verlust- bzw. Überschussverteilung (unausgeglichene Szenarien s. Kapitel 6.3.2) erfolgt gleichmäßig für alle Erzeugungseinheiten.

#### Quantifizierung des erforderlichen Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in Kapitel 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen im ausgearbeiteten Netzausbau-szenario B-2022 380 kV AC rund 900 km 380-kV-Leitungen und 220-kV-Leitungen umbeseilt bzw. weitere Stromkreise aufgelegt werden. Zusätzlich ist Neubau von 380-kV-Leitungen auf bestehenden Trassen mit einer Gesamt-Trassenlänge von 6600 km erforderlich. Des Weiteren müssen 2700 km 380-kV-Doppelleitungen auf neuen Trassen gebaut werden.



Im Zuge des Netzausbaus ist die Installation von ca. 50 neuen Kuppeltransformatoren erforderlich. Für die Blindleistungskompensation werden ca. 160 Kompensationsanlagen mit einer Gesamt-Blindleistung von 50 GVar installiert.

Die Verlustleistung im Netznutzungsfall L+W+P- liegt im Höchstspannungsnetz bei 3380 MW, die mittlere Leitungsauslastung liegt bei 34 %.

Tabelle 20: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario B-2022 380 kV AC, Trassenlängen

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- auflage bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2022</b>					
380 kV AC	900	6600	2700	0	10200

Abbildung 85 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

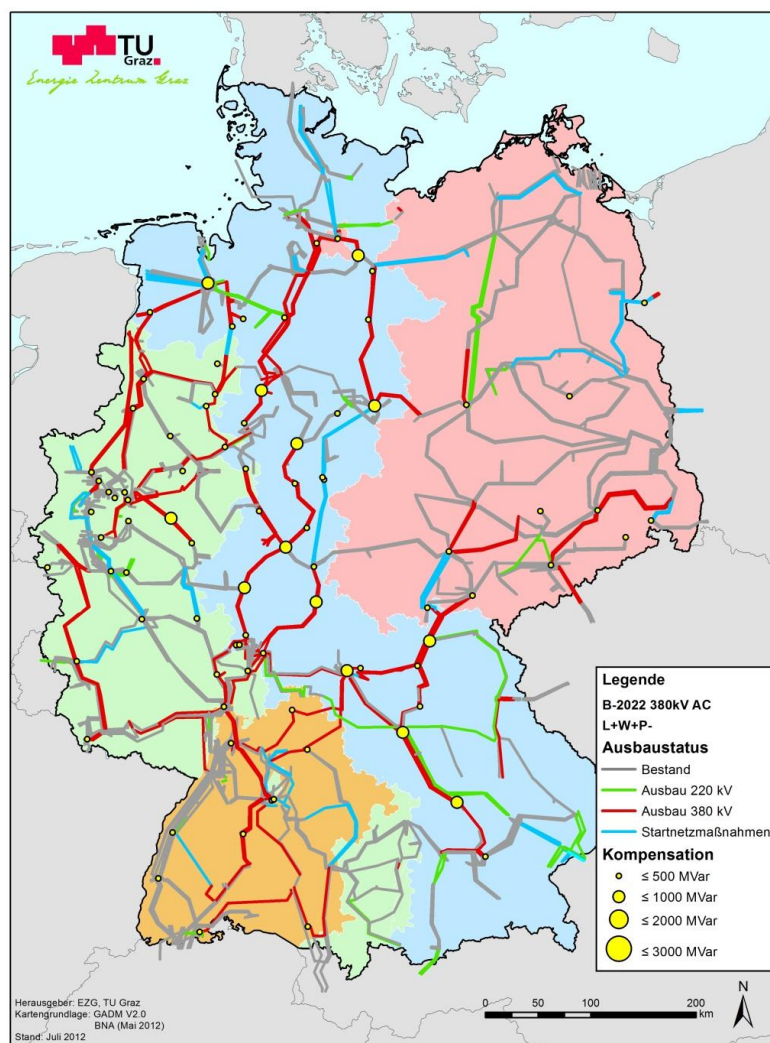


Abbildung 85: Netzausbau im Szenario B-2022, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

### 6.4.2 Szenario B-2022, ein starker HGÜ-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K HGÜ+AC)

Um das AC-Leitungsnetz zu entlasten, wird unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus ATLANTIS exemplarisch ein Overlay-Korridor mit HGÜ-Technik eingefügt, die Übertragungsleistungen werden entsprechend Kapitel 5.2 realisiert.

Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen wird der Skalierungsfaktor für die Einspeisung angepasst. Dies wird zur Verlust- bzw. Überschussverteilung auf alle Erzeugungseinheiten durchgeführt.

#### Overlay-HGÜ-Korridor

Der untersuchte HGÜ-Korridor besteht aus 6 leistungsstarken bipolaren HGÜ-Systemen, wobei jeweils 3 parallele HGÜ-Systeme den sogenannten Nordkorridor A1 bzw. den Südkorridor A2 bilden. In Tabelle 21 sind die angenommenen Start- und Endpunkte, die Transportleistung sowie die Trassenlängen der jeweiligen Leitungsabschnitte angeführt. Bei der Wahl der Start- und Endpunkte wurden über die netztechnischen Untersuchungen hinausgehende mögliche Restriktionen nicht berücksichtigt. Insoweit sind die Start- und Endpunkte exemplarisch zu verstehen und stehen unter dem Vorbehalt vertiefender konkreter Prüfungen. Der gesamte notwendige HGÜ-Neubau umfasst in Summe eine Trassenlänge von ca. 1700 km, die Gesamttransportleistung beträgt sowohl im Nord-Korridor als auch im Südkorridor 9000 MW. Die maximale Transportkapazität pro Leitungstrasse wird mit 6000 MW angenommen, somit besteht der Hauptkorridor aus zwei Trassen.

Tabelle 21: HGÜ-Korridore B-2022 TUG1K HGÜ+AC - Detailaufstellung

Korridor	von Knoten	nach Knoten	Transportkapazität	Trassenlänge (Umwegfaktor 1,3)				
				Nord-abzweig	Haupt-strecke	Haupt-strecke 2	Süd-abzweig	Gesamt
				in km	in km	in km	in km	in km
Nordkorridor A1-1	Emden	Paffendorf	3000	103	267	-	0	
Nordkorridor A1-2	Cloppenburg	Paffendorf	3000	0	267	-	0	
Nordkorridor A1-3	Brunnsbüttel	Osterrath	3000	174	267	-	36	
<b>Gesamtrasse Nordkorridor A1</b>				277	533 *	-	36	<b>846</b>
Südkorridor A2-1	Osterrath	Neuott	3000	56	280	-	0	
Südkorridor A2-2	Knapsack	Pulverdingen	3000	18	280	79	0	
Südkorridor A2-3	Rommerskirchen A	Herbertingen	3000	0	280	79	116	
<b>Gesamtrasse Südkorridor A2</b>				74	559 *	79	116	<b>828</b>
<b>Gesamttrassen Korridor A1 &amp; A2</b>			<b>9000</b>	<b>351</b>	<b>1092 *</b>	<b>79</b>	<b>152</b>	<b>1674</b>

\* Trassenlängen mit einer max. Transportkapazität von 6000 MW

#### HGÜ-begleitender Drehstrom-Ausbau

Begleitend zu dem Ausbau der HGÜ-Systeme ist auch ein – im Vergleich zu Abschnitt 6.4.1 (B-2022 380 kV AC) reduzierter – Ausbau des Drehstromnetzes erforderlich. Speziell in der Nähe der HGÜ-Anknüpfungspunkte sind verstärkte Ausbaumaßnahmen des Drehstromnetzes notwendig, um die Energie verteilen bzw. zusammenführen zu können.

#### Quantifizierung des Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in Kapitel 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen in dem ausgearbeiteten Netzausbauszenario rund 600 km 380-kV-Leitungen und 220-kV-Leitungen verstärkt werden. Zusätzlich ist ein Bau von neuen 380-kV-Stromkreisen in bestehender Trasse im Ausmaß von 5000 km nötig. Auf neuer Trasse müssen 700 km 380-kV-Drehstromleitung und 1700 km HGÜ-Leitung errichtet werden.

Im Zuge des Netzausbaus werden zusätzlich ca. 30 Kuppeltransformatoren installiert. Für die Blindleistungskompensation werden ca. 100 Kompensationsanlagen mit ca. 30 Gvar integriert.

Die Verlustleistung im Netznutzungsfall L+W+P- liegt im Höchstspannungsnetz inkl. HGÜ-Leitungen und Verlusten in den HGÜ-Stationen bei 3030 MW, die mittlere Leitungsauslastung liegt bei 26 %.

Tabelle 22: Eckdaten Netzausbau Szenario B-2022 TUG1K HGÜ+AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- auflage bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2022</b>					
TUG1K HGÜ+AC	600	5000	700	1700	8000

Abbildung 86 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

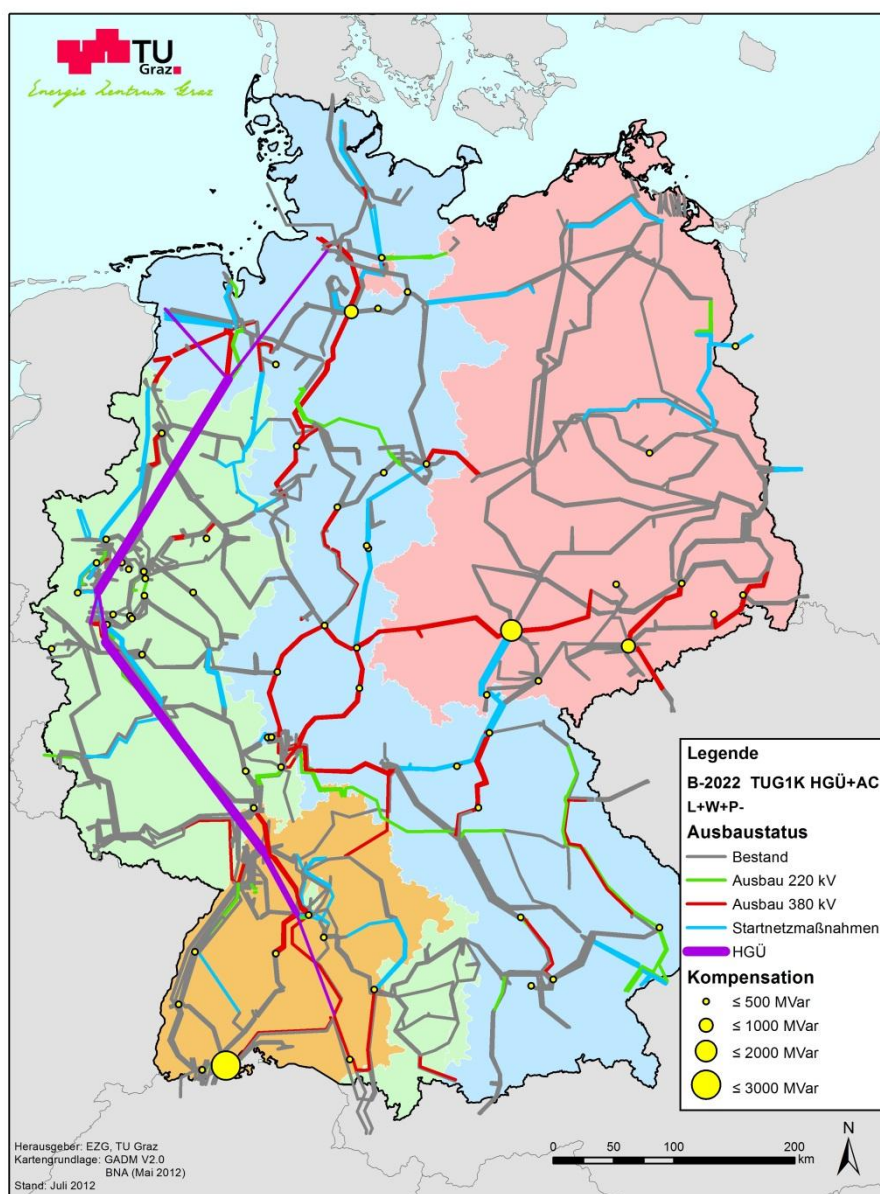


Abbildung 86: Netzausbauplan im Szenario B-2022, ein starker HGÜ-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K HGÜ+AC)

### 6.4.3 Szenario B-2022, 550-kV-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K 550 kV+AC)

Alternativ zur HGÜ-Lösung wird in diesem Berechnungsszenario exemplarisch ein 550-kV-Overlaykorridor realisiert, um das 380-kV-Leitungsnetz zu entlasten und den Nord-Süd-Lastfluss zu steuern. Der Lastfluss im 550-kV-Overlay-Korridor wird mit zugehörigen Phasenschiebertransformatoren (PST) gesteuert und angepasst. Der weitere Netzausbau erfolgt in diesem Szenario mittels konventioneller Wechselstromtechnik (Referenztechnologie Drehstromfreileitung) in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen (Verlustrückführung und Überschussverteilung), werden die Skalierungsfaktoren für die Einspeisung angepasst.

#### 550-kV-Overlaykorridor

Der 550-kV-Korridor wird in Anlehnung an den HGÜ-Korridor in 6.4.2 gewählt. An den Schnittstellen zum 380-kV-Netz jeder 550-kV-Leitung werden Phasenschiebertransformatoren (PST) installiert. In Tabelle 23 sind die jeweiligen Start- und Endpunkte der Leitung, die Transportleistung sowie die Länge der Trassen angegeben. Bei der Wahl der Start- und Endpunkte wurden über die netztechnischen Untersuchungen hinausgehende mögliche Restriktionen nicht berücksichtigt. Insoweit sind die Start- und Endpunkte exemplarisch zu verstehen und stehen unter dem Vorbehalt vertiefender konkreter Prüfungen. Der notwendige 550-kV-Neubau umfasst in Summe eine Trassenlänge von 1900 km. Die Gesamttransportkapazität des Korridors liegt bei 13600 MW. Die maximale Transportleistung einer 550-kV-Trasse wird mit 6800 MW und somit einer Doppelleitung festgesetzt. Der Hauptkorridor im Norden sowie im Süden wird daher mit zwei Doppelleitungen realisiert.

Die 550-kV-Technik wird ausgewählt, da durch den Einsatz von Phasenschiebertransformatoren ebenfalls eine gezielte Beeinflussung der Belastung in den 550-kV-Nord-Süd-Leitungen, wie dies auch bei HGÜ-Leitungen geschieht möglich ist.

Tabelle 23: Korridore B-2022 TUG1K 550 kV+AC - Detailaufstellung

Korridor	von Knoten	nach Knoten	Anzahl Stromkreise / Betriebsmittel	Transportkapazität	Trassen	Trassenlänge (Umwegfaktor 1,3)	
						1 Trasse	Trassen Gesamt
				in MW	#	in km	in km
Nordabzweige	Emden	Meppen	2	6800	1	98	98
	Brunsbüttel	Meppen	2	6800	1	234	234
Hauptstecken	Meppen	Paffendorf	4	13600	2 *	247	494
	Paffendorf	Neurott	4	13600	2 *	338	676
Südabzweige	Neurott	Pulverdingen	1	3400	1	104	104
	Neurott	Herbertingen	1	3400	1	260	260
Gesamttrassenlänge:							1866

\* Trassen mit einer max. Transportkapazität von 6800 MW

#### 550 kV-begleitender Drehstrom-Ausbau

Begleitend zu dem Ausbau der 550-kV-Systeme ist auch ein – im Vergleich zu Abschnitt 6.4.1 (B-2022 380 kV AC) reduzierter – Ausbau des Drehstromnetzes erforderlich. Speziell in der Nähe der HGÜ-Anknüpfungspunkte sind verstärkte Ausbaumaßnahmen des Drehstromnetzes notwendig, um die Energie verteilen bzw. zusammenführen zu können.

#### Quantifizierung des Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in Kapitel 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen im ausgearbeiteten Netzausbauszenario rund 700 km 380-kV und 220-kV-Leitungen verstärkt werden. Zusätzlich ist ein Bau von neuen Stromkreisen in bestehenden Trassen im Ausmaß von ca. 5300 km notwendig. 1100 Trassenkilometer 380-kV-Leitung in neuer Trasse sind ebenso erforderlich.



Im Zuge des Netzausbaus werden zusätzlich Kuppeltransformatoren mit einer Gesamtleistung von etwa 38 GW installiert (vorwiegend Phasenschiebertransformatoren zur Lastflusssteuerung). Für die Blindleistungskompensation werden ca. 120 Kompensationsanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 40 Gvar integriert.

Tabelle 24: Eckdaten Netzausbau Szenario B-2022 TUG1K 550 kV+AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- auflage bzw. Umbeileitung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau 550 kV- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2022</b>					
TUG1K 550 kV+AC	700	5300	1100	1700	8800

Abbildung 87 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

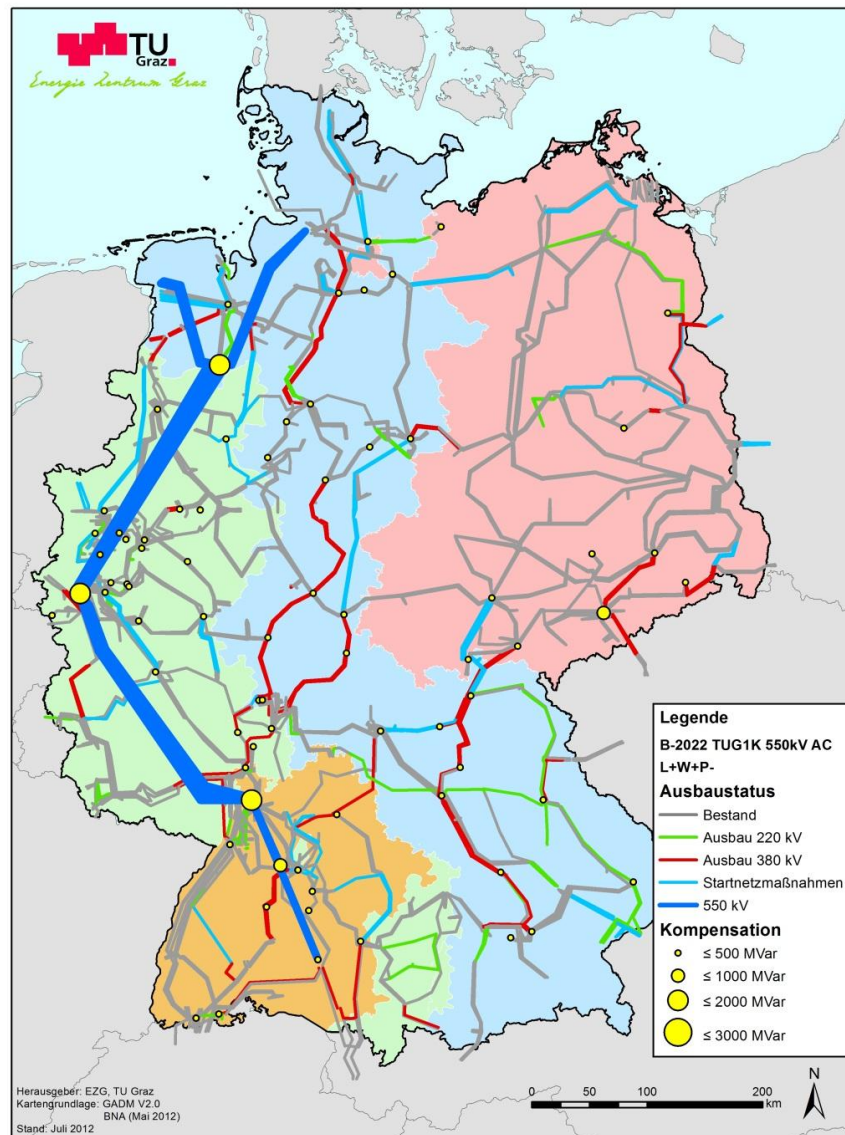


Abbildung 87: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, 550-kV-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K 550 kV+AC)



#### **FAZIT DER NEPLAN BERECHNUNGEN IM SZENARIO B-2022**

- ❖ *Speziell die Netznutzungsfälle mit Starkwindsituationen zeigen einen hohen Nord-Süd-Transportbedarf, der über der (n-1)-sicheren Transportkapazität des Startnetzes liegt.*
- ❖ *Diese Transportaufgabe kann im Jahr 2022 theoretisch mit einem reinen 380-kV-AC-Ausbau bewältigt werden. Der Aufwand an Leitungsverstärkungen, Leitungsneubau in bestehender Trasse und Leitungsneubau in neuer Trasse ist beträchtlich und beträgt inklusive der Startnetzmaßnahmen 10200 Trassenkilometer.*
- ❖ *Bei Einsatz von Overlay-Systemen zur gerichteten Energieübertragung über große Entfernungen (HGÜ, 550 kV) ergibt sich ein Aufwand an Leitungsverstärkungen, Leitungsneubau in bestehender Trasse und Leitungsneubau in neuer Trasse inklusive der Startnetzmaßnahmen von ca. 8000 Trassenkilometer.*
- ❖ *Die Netzverluste im „Worst-Case“-Netznutzungsfall L+W+P- liegen in der HGÜ-Variante unter den Verlusten bei einem reinen 380-kV-AC-Ausbau.*
- ❖ *Die mittlere Auslastung der Freileitungen liegt in der HGÜ-Variante deutlich unter Auslastung bei einem reinen 380-kV-AC-Ausbau. Damit ist für zukünftige Entwicklungen eine größere Reserve gegeben*
- ❖ *Unter der Prämisse der technischen Realisierbarkeit von VSC-HGÜ-Systemen mit der geforderten Übertragungsleistung ist der HGÜ-Variante aus Gründen der möglichen Blindleistungsbereitstellung und der dynamischeren Regeleigenschaften der Vorzug zu geben. Die 550-kV-Variante stellt eine mit heutigem Stand der Technik robuste „Backup“-Lösung dar, falls es nicht vorhersehbare Problemen bei VSC-HGÜ-Lösungen gäbe.*

## **6.5 Ergebnisse der Berechnungen zum Szenario B-2032**

Szenario B-2032 beschreibt die Fortführung des Leitszenarios B-2022 um weitere zehn Jahre. Das Szenario beschreibt einen erhöhten Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energieträgern im Vergleich zum Referenzjahr 2022 bei einem konstanten Nettostrombedarf. Die Deckung der Höchstlast ist gewährleistet, die installierte Leistung konventioneller Energieträger geprägt durch einen Rückgang im Bereich der Leistung aus Kohle und Erdgas.

Die installierte Nettoleistung konventioneller Kraftwerke sinkt auf 87 GW, die Nettoleistung der Erneuerbaren Energieträger steigt hauptsächlich getrieben durch Windenergie (92 GW) und Photovoltaik (65 GW) auf 175 GW (Consentec/IAEW, 2012). Im Szenario B-2032 ist wie auch in allen weiteren Szenarien keine Einspeisung aus Kernenergie vorhanden.

### **Transportaufgabe und Schwachstellenanalyse**

Der maximale Nord-Süd-Transport im Szenario B-2032 ergibt sich für den Netznutzungsfall Starklast, Starkwindeinspeisung und geringe Photovoltaikeinspeisung (L+W+P-). Teilt man das deutsche Übertragungsnetz in 3 Abschnitte, wobei die erste Schnittgerade knapp nördlich der Linie Emsland-Hannover-Berlin verläuft und die zweite Schnittgerade knapp nördlich der Linie Frankfurt-Bayreuth verläuft (siehe auch Abbildung 76), ergeben sich die in Tabelle 25 dargestellten Verhältnisse. Selbst bei gleichmäßiger Belastung aller parallel verlaufenden Stromkreise, die in Realität nicht gegeben ist, liegt der Transportbedarf von Nord- nach Mitteldeutschland und von Mittel- nach Süddeutschland deutlich über der (n-1)-sicheren Transportkapazität im Startnetz.

Für eine erste Schwachstellenanalyse wird das Startnetz mit den vorgegebenen Einspeisungen und Lasten der 8 Netznutzungsfälle beaufschlagt. Als Ergebnis wird wiederum der Netznutzungsfall L+W+P- als „Worst-Case“-Fall identifiziert.

Tabelle 25: Transportbedarf und bestehende Transportkapazität für Szenario B-2032, NNF (L+W+P-)

	Schnitt 1 (Emsland-Hannover-Berlin)	Schnitt 2 (Frankfurt-Bayreuth)
Transportbedarf B-2032	38 GW	28 GW
(n-1)-sichere Transportkapazität bei gleichmäßiger Belastung aller Stromkreise im Startnetz	18 GW	20 GW

### 6.5.1 Szenario B-2032 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

Der Ausbau des Netzes im Zuge des Szenarios B-2032 basiert auf dem für das Szenario 2022 entwickelten, (n-1)-sicheren Netzausbau in Referenztechnologie 380-kV-Drehstromfreileitung (Abschnitt 6.4.1). Konsequenterweise wird in dem Ausbauszenario B-2032 diese Ausbaustrategie mit konventioneller Drehstromtechnik der Spannungsebenen 220 kV und 380 kV fortgesetzt.

Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen, wird der Skalierungsfaktor für die Einspeisung angepasst (siehe Abschnitt 6.3.2), um eine gleichmäßige Verlust- bzw. Überschussleistungsverteilung auf alle Erzeugungseinheiten zu erreichen. Dieser Faktor repräsentiert somit die zu deckenden Netzverluste des jeweils betrachteten Netznutzungsfalles.

Im Folgenden werden die vorgenommenen Erweiterungen des Drehstromnetzes, welche sich aus Lastfluss- und Netzsicherheitsrechnungen der einzelnen Netznutzungsfälle ergeben, erläutert.

#### Quantifizierung des Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen im ausgearbeiteten Netzausbauszenario folgende Maßnahmen gesetzt werden:

Die Notwendigkeit von Leitungsverstärkungen auf bereits bestehenden Masten ergibt sich im 380-kV- und 220-kV-Netz mit einer Trassenlänge von 600 km.

Durch einen Neubau auf bestehenden Leitungstrassen ergibt sich im 380-kV-Netz ein Ausbaubedarf von 10900 km, Neubauten in neuen Trassen sind auf einer Trassenlänge von 4100 km notwendig.

Im Zuge des Netzausbaus sind zusätzlich ca. 80 Kuppeltransformatoren erforderlich. Für die Blindleistungskompensation werden ca. 40 GVar Blindleistung aus 100 Kompensationsanlagen benötigt. Die Verlustleistung im Netznutzungsfall L+W+P- liegt im Höchstspannungsnetz bei 3750 MW, die mittlere Leitungsauslastung liegt bei 54 %.

Abbildung 88 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

Tabelle 26: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario B-2032 AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- aufgabe bzw. Umbeileitung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2032</b>					
380 kV AC	600	10900	4100	0	15600

Folgende Abbildung 88 zeigt die Belastungen aus dem Jahre B-2032 im Netznutzungsfall Starklast-Starkwind und geringe Photovoltaikeinspeisung (L+W+P-) im ausgebauten Referenznetz für diese Netzanalyse (Ausbaunetz B-2022).

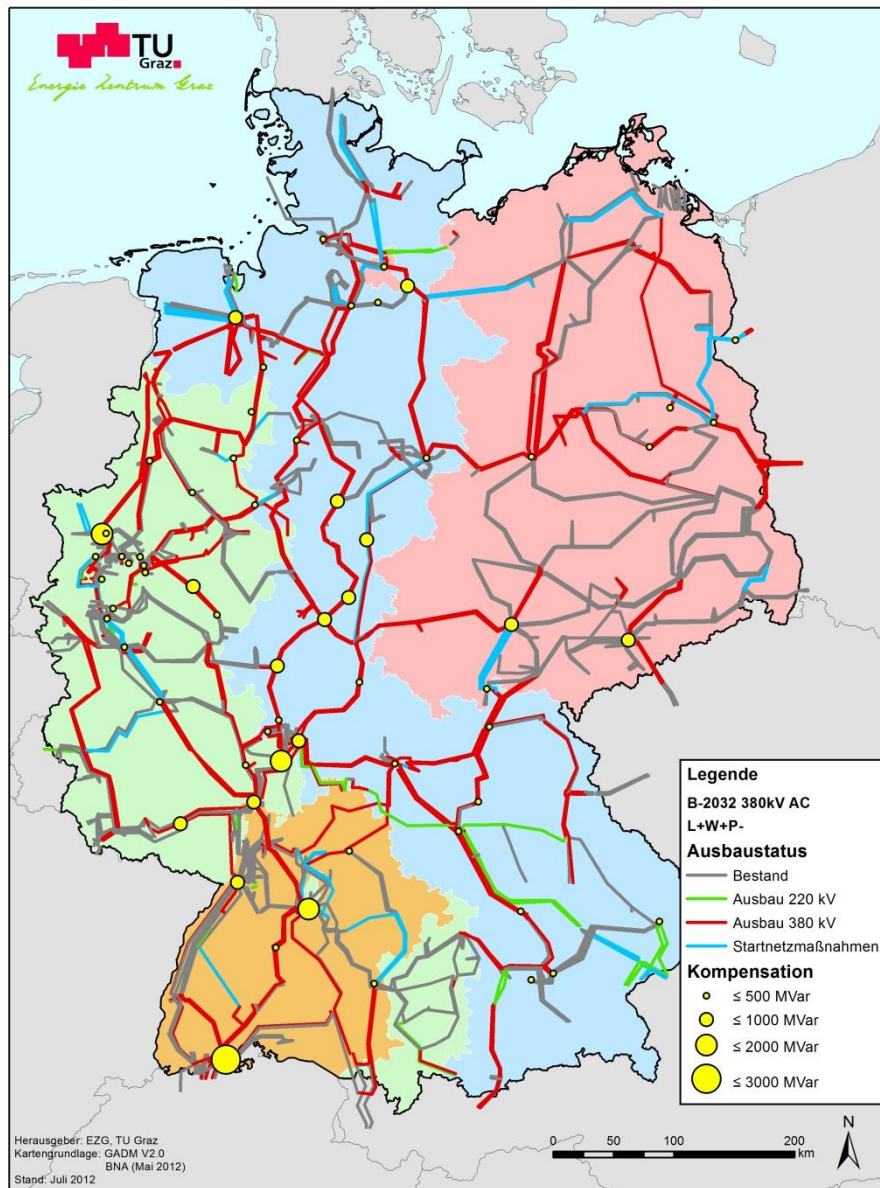


Abbildung 88: Netzausbau im Szenario B-2032 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

### 6.5.2 Szenario B-2032, zwei starke HGÜ-Korridore mit begleitendem Drehstromausbau (TUG2K HGÜ+AC)

Um das AC-Leitungsnetz zu entlasten, wird neben dem ersten ein zusätzlicher HGÜ-Korridor eingefügt. Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen, wird der Skalierungsfaktor für die Einspeisung angepasst (siehe Kapitel 6.3.2). Dies wird zur Verlust- bzw. Überschussverteilung auf alle Erzeugungseinheiten durchgeführt.

#### Overlay-Korridore

Die untersuchten HGÜ-Korridore bestehen aus dem ursprünglichen Korridor TUG1K sowie einem östlich verlaufenden Korridor B aus 3 parallelen bipolaren HGÜ-Systemen mit je 2000 MW Transportkapazität. In Tabelle 27 sind die jeweiligen Start- und Endpunkte, die Transportleistung sowie die Trassenlängen der jeweiligen Leitungsabschnitte angegeben. Bei der Wahl der Start- und Endpunkte wurden über die netztechnischen Untersuchungen hinausgehende mögliche Restriktionen nicht

berücksichtigt. Insoweit sind die Start- und Endpunkte exemplarisch zu verstehen und stehen unter dem Vorbehalt vertiefender konkreter Prüfungen. Der gesamte notwendige HGÜ-Neubau umfasst in Summe eine Trassenlänge von ca. 3000 km, die Gesamttransportleistung beträgt 15000 MW.

Tabelle 27: HGÜ-Leitungslängen Gegenüberstellung B-2022 TUG1K und B-2032 TUG2K

Korridor	von Knoten	nach Knoten	Transportkapazität	Trassenlänge (Umwegefaktor 1,3)				
				Nord-abzweig	Haupt-strecke	Haupt-strecke 2	Süd-abzweig	Gesamt
				in MW	in km	in km	in km	in km
Nordkorridor A1-1	Emden	Paffendorf	3000	103	267	-	0	369
Nordkorridor A1-2	Cloppenburg	Paffendorf	3000	0	267	-	0	267
Nordkorridor A1-3	Unterweser	Osterrath	3000	69	267	-	36	372
<b>Gesamtrasse Nordkorridor A1</b>					172	533 *	36	<b>741</b>
Südkorridor A2-1	Osterrath	Neurott	3000	56	280	-	0	335
Südkorridor A2-2	Knapsack	Pulverdingen	3000	18	280	79	0	377
Südkorridor A2-3	Rommerskirchen A	Herbertingen	3000	0	280	79	116	475
<b>Gesamtrasse Südkorridor A2</b>					74	559 *	79	<b>828</b>
<b>Gesamtrassen Korridor A1 &amp; A2</b>				<b>9000</b>	<b>246</b>	<b>1092 *</b>	<b>79</b>	<b>1569</b>
Korridor B1-1	Wilster	Raitersaich	2000	85	579	72	0	735
Korridor B1-2	Dollern	Oberbachern_Kupplung	2000		579	72	156	806
Korridor B1-3	Büttel	Isar	2000		579		177	755
<b>Gesamtrasse Korridor B1</b>					85	579 *	72	<b>1067</b>
<b>Gesamtrassen Korridor A1, A2 &amp; B1</b>				<b>15000</b>		<b>1671 *</b>		<b>2636</b>

\* Trassenlängen mit einer max. Transportkapazität von 6000 MW

## HGÜ-begleitender Drehstrom-Ausbau

Begleitend zu dem Ausbau der HGÜ-Systeme ist auch ein – im Vergleich zu Abschnitt 6.4.1 (B-2022 380 kV AC) reduzierter – Ausbau des Drehstromnetzes erforderlich. Speziell in der Nähe der HGÜ-Anknüpfungspunkte sind verstärkte Ausbaumaßnahmen des Drehstromnetzes notwendig, um die Energie verteilen bzw. zusammenführen zu können.

## Quantifizierung des Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen im ausgearbeiteten Netzausbauszenario folgende Maßnahmen gesetzt werden:

Rund 800 km 380-kV und 220-kV-Leitungen müssen verstärkt werden. Zusätzlich ist ein Netzausbau von Leitungen in bestehenden Trassen im Ausmaß von ca. 8700 km notwendig. Ein Neubau auf neuen Trassen von 1900 km für 380-kV-AC-Leitungen sowie 3000 km DC-Korridortrasse sind zur Bewältigung der Transportaufgabe erforderlich.

Im Zuge des Netzausbaus werden zusätzlich ca. 40 Kuppeltransformatoren notwendig. Für die Blindleistungskompensation werden ca. 100 Kompensationsanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 30 GVar integriert. Abbildung 89 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Die Verlustleistung im Netznutzungsfall L+W+P- liegt im Höchstspannungsnetz inkl. HGÜ-Leitungen und Verlusten in den HGÜ-Stationen bei 3230 MW, die mittlere Leitungsauslastung liegt bei 30 %.

Tabelle 28: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario B-2032 TUG2K HGÜ+AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreisauflage bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ-Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2032</b>					
TUG2K HGÜ+AC	800	8700	1900	3000	14400



Abbildung 89 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

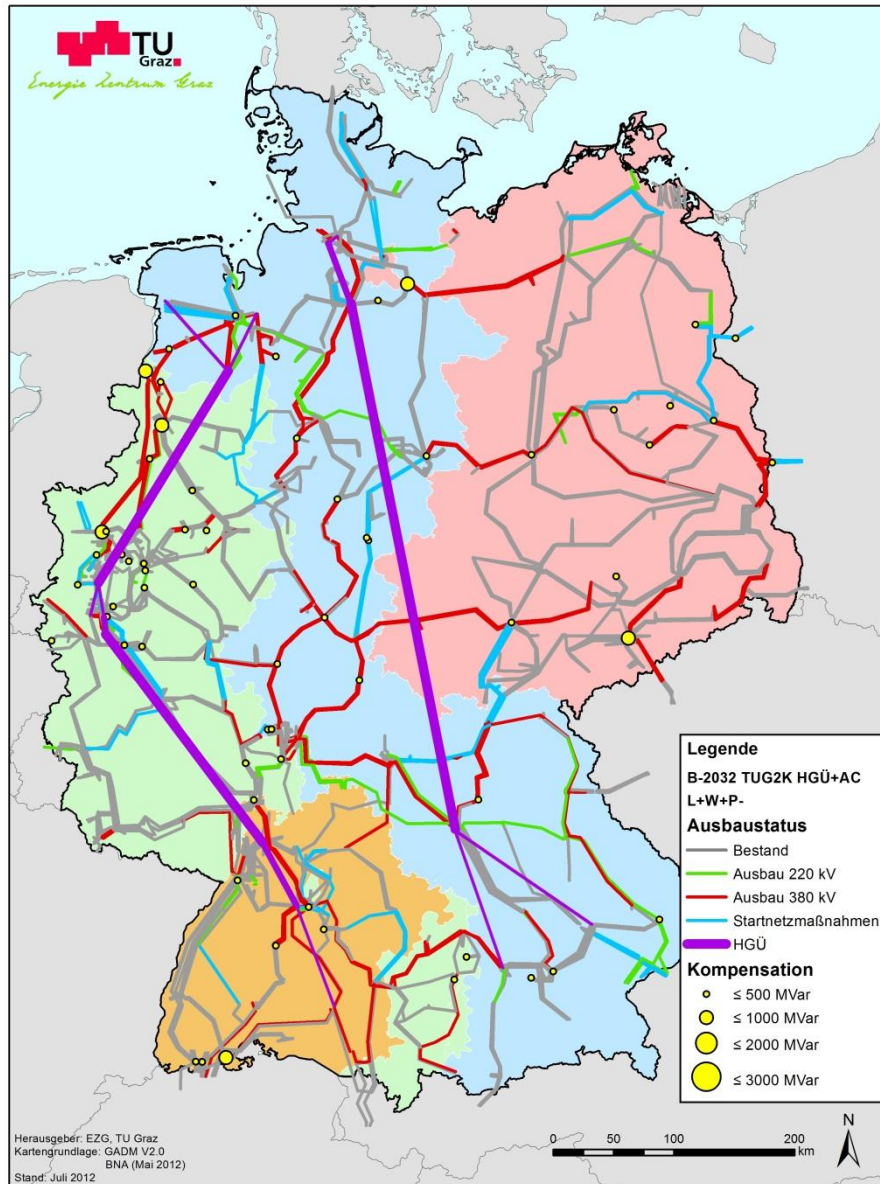


Abbildung 89: Netzausbau im Szenario B-2032, zwei starke HGÜ-Korridore mit begleitendem Drehstromausbau (TUG2K HGÜ+AC)

#### **ERGEBNISSE UND FAZIT DER NEPLAN-BERECHNUNGEN IM SZENARIO B-2032:**

- ❖ *Sämtliche Netznutzungsfälle im Szenario B-2032 zeigen im Speziellen bei Starkwindsituation einen verglichen mit dem Szenario B-2022 deutlich erhöhten Nord-Süd-Transportbedarf*
- ❖ *Diese Transportaufgabe kann im Jahr 2032 theoretisch mit 380-kV-AC-Ausbau bewältigt werden, wobei insgesamt ein Trassen-Ausbaubedarf von ca. 15600 km entsteht. Dem steht ein Ausbaubedarf von ca. 14400 km bei Nutzung der HGÜ-Overlay-Korridore im Rahmen der TUG2K Szenarienberechnung gegenüber.*
- ❖ *Die Netzverluste im „Worst-Case“-Netznutzungsfall L+W+P- liegen in der HGÜ-Variante unter den Verlusten bei einem reinen 380-kV-AC-Ausbau.*
- ❖ *Die mittlere Auslastung der Freileitungen liegt in der HGÜ-Variante deutlich unter Auslastung bei einem reinen 380-kV-AC-Ausbau. Damit erweist sich die HGÜ-Korridorlösung als zukunftssicherer mit einer größeren Reserve für künftige Entwicklungen.*



## 6.6 Abschätzung der Investitionskosten für Netzausbaumaßnahmen

### 6.6.1 Annahmen für die Kalkulation der Investitionskosten für Netzbau- und Netzausbaumaßnahmen

Auf Grundlage der Berechnungsergebnisse aus Kapitel 6.4 und 6.5 können die notwendigen Investitionskosten für den Netzausbau bis zum Jahre 2022 bzw. 2032 abgeschätzt werden. Für das Startnetz wurden die im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten 7 Mrd. € herangezogen. Für die weiteren, im Rahmen dieses Gutachtens entwickelten Netzverstärkungen und –ausbauten werden die von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2012 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) veröffentlichten Kostenschätzungen als Basis herangezogen.

Tabelle 29: Kalkulationsbasis zur Abschätzung der Investitionsplanung

Anlage	Maßnahme	Investitionskosten	Einheit	Bemerkung
<b>AC-Freileitung</b>	Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	0,20	Mio.€/km	auf Bestandsleitung je Stromkreis
	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	1,40	Mio.€/km	auf Bestandstrasse 220 kV oder 380 kV
	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	1,40	Mio.€/km	Neubautrasse
<b>AC-Stationen</b>	380-kV-Schaltfeld	4,00	Mio.€/Stk.	pauschal
	380/110-kV-Transformator 300 MVA	6,50	Mio.€/Trafo	pauschal
<b>DC-Freileitung</b>	Neubau DC-Freileitung	1,40	Mio.€/km	Neubautrasse mit 1,3 bzw. 2,0 GW/Stromkreis
<b>DC-Station</b>	DC-Konverterstation	0,13	Mio.€/MW	pro Konverterstation inkl. Kosten AC

In den zugrundeliegenden AC-Berechnungen (NEPLAN) werden bestehende Trassen bei Neubauten in bestehenden Trassen mit bis zu maximal 2 Stromkreisen belegt, die technische Realisierbarkeit eines Ausbaus auf vier Stromkreise (Vierfachleitung) in einer bestehenden Trasse mit zwei Stromkreisen (Doppelleitung) wird dabei nicht überprüft. 550-kV-Anlagen werden in erster Näherung mit den gleichen Kostenfaktoren wie 380-kV-Leitungen berücksichtigt.

Für Kuppeltransformatoren wurden die Werte für 380/110-kV-Transformatoren herangezogen und entsprechend der Nennleistung skaliert.

Die maximal übertragbare Leistung pro DC-Trasse wurde in Absprache mit den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur mit 6000 MW festgelegt. Ist ein Korridor mit einer höheren Ausbauleistung vorgesehen, so wird dieser in der Berechnung der notwendigen Ausbaumaßnahmen in Trassenkilometer mit einer entsprechenden Anzahl von Trassen zu je maximal 6000 MW ausgeführt.

### 6.6.2 Zusammenfassung der Netzausbaumaßnahmen (Trassenkilometer)

In folgender Tabelle 30 sind die Berechnungsergebnisse aus Kapitel 6.4 und 6.5 in Hinblick auf die Netzausbaumaßnahmen in Trassenkilometer zusammengefasst.

Tabelle 30: Zusammenfassung der Netzausbaumaßnahmen in Trassenkilometer

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- auflage bzw. Umbeileitung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung bzw. 550 kV Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2022</b>					
380 kV AC	900	6600	2700	0	10200
TUG1K HGÜ+AC	600	5000	700	1700	8000
TUG1K 550 kV+AC	700	5300	1100	1700	8800
<b>B-2032</b>					
380 kV AC	600	10900	4100	0	15600
TUG2K HGÜ+AC	800	8700	1900	3000	14400
<b>A-2022</b>					
380 kV AC *	600	6200	1200	0	8000
<b>C-2022</b>					
380 kV AC *	600	7000	2100	0	9700

\*Ergebnisse im Anhang

### 6.6.3 Investitionskostenabschätzung für die berechneten Szenarien

Aus den Kalkulationswerten (Tabelle 29) und den Netzausbaumaßnahmen (Tabelle 30) lassen sich folgende Investitionskostenabschätzungen ermitteln:

Tabelle 31: Investitionskostenabschätzung der Netzausbaumaßnahmen inklusive Startnetzmaßnahmen je Szenarienberechnung in Mrd. Euro

Szenario - Berechnung	Ausbauvariante	Kosten in Mrd. Euro
B-2022	380 kV AC	19,8
	TUG1K HGÜ+AC	20,1
	TUG1K 550 kV+AC	22,0
B-2032	380 kV AC	28,3
	TUG2K HGÜ+AC	30,9
A-2022	380 kV AC	16,1
C-2022	380 kV AC	18,5

#### FAZIT UND ERGEBNISSE DER AC-LASTFLUSSBERECHNUNGEN SOWIE DER INVESTITIONSKOSTENABSCHÄTZUNG

- ❖ Prinzipiell ist sowohl für B-2022 als auch für B-2032 ein Ausbau in reiner 380-kV-Drehstromtechnik als auch mit HGÜ-Korridoren und begleitendem 380-kV-Netzausbau technisch möglich.
- ❖ Der gesamte Netzverstärkungs- und ausbaubedarf – ausgedrückt in Trassenkilometern – ist bei den Varianten mit HGÜ-Korridor geringer als bei den Varianten mit einem Ausbau in reiner Drehstromtechnik.
- ❖ Die Netzverluste im „Worst-Case“-Netznutzungsfall L+W+P- liegen bei den Varianten mit HGÜ-Korridor unter den Verlusten bei den Varianten mit einem Ausbau in reiner Drehstromtechnik.
- ❖ Die mittlere Auslastung der Freileitungen liegt in der HGÜ-Varianten deutlich unter Auslastung bei einem reinen 380-kV-AC-Ausbau. Damit erweist sich die HGÜ-Korridorlösungen als zukunftssicherer mit einer größeren Reserve für künftige Entwicklungen.

## 7 EIGNUNG DES MODELLIERUNGSANSATZES DER ÜBERTRAGUNGSNETZ-BETREIBER

Im Rahmen des EnWG §12b, (1) (EnWG, 2011) wird gefordert, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans eine geeignete und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes nutzen. Im Auftrag der Bundesnetzagentur wird dieser Modellierungsansatz auf Eignung überprüft. Auf die Eignung von Verbrauchs- und Einspeiseszenarien (Szenariorahmen) und Auswahl der Netznutzungsfälle (Consentec/IAEW, 2012) wird an dieser Stelle nicht eingegangen.

Die aktuellen Planungsgrundlagen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) basieren auf den Regeln des Transmission Codes 2007 und formulieren als Zielstellung im Wesentlichen die bedarfsgerechte Dimensionierung des Übertragungsnetzes im Rahmen der Netzausbauplanung zur Erfüllung der horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben.

### 7.1 Datenqualität

Die von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten des Netzmodells, das in dieser Form mutmaßlich auch von den Netzbetreibern bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans verwendet wird, liegen im INTEGRAL-Datenformat vor. Das von der FGH GmbH entwickelte Programmsystem INTEGRAL ist ein leistungsfähiges Werkzeug zur Planung elektrischer Energieversorgungsnetze, mit dem praktisch alle Fragen im Umfeld der Netzplanung beantwortet werden können. Eingesetzt wird INTEGRAL von Betreibern öffentlicher und industrieller Netze, Ingenieurbüros sowie Hochschulen. Derzeit werden alle deutschen Übertragungsnetze und ca. 50 % der deutschen 110-kV-Netze mit Unterstützung von INTEGRAL geplant (FGH, 2012). INTEGRAL ist unter anderem auch bei dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG im Einsatz. Derzeit sind folgende Berechnungsmodule verfügbar:

- Lastflussberechnung mit Ausfallsimulation und Ganglinienrechnung
- Kurzschlussstromberechnung
- Netzwerkreduktion
- State Estimation
- Leitungsdatenberechnung
- Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung
- Simulation der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen
- Spannungs-Blindleistungsoptimierung
- Schutzanregeanalyse
- Anlagen- und Strukturoptimierung von Hochspannungsnetzen
- Netzimpedanzanalyse, Oberschwingungs- und Rundsteueranalyse
- Unterstützung des DACH-Prozesses
- TTC-Berechnung
- Kostenbewertung

Neben INTEGRAL (FGH GmbH) werden in Europa noch PSS-E (Siemens PTI), NEPLAN (BCP) und DigSILENT Powerfactory verbreitet in der Netzplanung eingesetzt, wobei diese Aufzählung keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Da insbesondere die implementierten Algorithmen der Lastflussrechnung mehr oder weniger gleichen Ursprungs sind (z.B. Lastflussrechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren), liefern die unterschiedlichen Programmsysteme praktisch idente Ergebnisse bei identen Eingabedaten. Die verwendeten Datenformate sind proprietär, eine direkte Übernahme der Daten von einem Programmsystem in ein anderes Programmsystem ist nicht möglich.

Alle aufgezählten Programmsysteme unterstützen über Import- und Export-Schnittstellen das UCTE-Format, das seit Jahren in Europa für den Austausch der relevanten Netzdaten in der Ausbau- sowie in der Betriebsplanung (DACF<sup>78</sup>-Prozess) eingesetzt wird. Ein neues, erweitertes Format (CIM<sup>79</sup>-Format) wird in Zukunft das UCTE-Format ablösen, der Entwicklungsprozess ist aber noch nicht abgeschlossen.

Im Detail enthalten die INTEGRAL Daten unter anderem folgende für die Netzplanung relevante Informationen:

- Netztopologie
  - Normalschaltzustand
  - eindeutige Schaltanlagen- und Sammelschienenkennzeichnungen
- Elektrische Leitungsdaten für die Modellierung des Mitsystems des Übertragungsnetzes
  - Leitungslänge
  - längenbezogener ohmscher und induktiver Widerstand
  - längenbezogene Leitungskapazität
  - maximaler Dauerstrom  $I_{th}$  für unterschiedliche Windverhältnisse
  - Leiterseiltyp
- Elektrische Daten der Kuppelumspanner
  - Nennscheinleistung, Nennspannungen
  - relative Kurzschlussspannung
  - Regelparameter (Anzahl Stufen, Spannungsänderung/Stufe, Regelspannungswinkel, geregelte Seite)
- Elektrische Daten von maßgeblichen Generatoren
  - Nennscheinleistung, Nennspannung
  - Maschinenreaktanzen
  - Blindleistungs-/Spannungsregelung (PV-, PQ-Elemente)
- Elektrische Daten von HGÜ-Anlagen
  - Nennleistung, Nennspannung
  - Blindleistungs-/Spannungsregelung (PV-, PQ-Elemente)
- Blindleistungskompensationsanlagen im 220/380-kV-Netz
  - Nennblindleistung
  - Nennspannung
- Ersatzelemente für unterlagerte Netze
  - Für unterlagerte 110-kV-Netze mit mehreren Anspeisungen aus dem übergeordneten Netz sind entsprechende Ersatzimpedanz gegeben
- Benachbarte Übertragungsnetze:
  - Das restliche Übertragungsnetz des europäischen Verbundnetzes ist auf Basis eines UCTE-Datensatzes modelliert.

## 7.2 Methodik der Netzanalyse im Rahmen der Netzausbauplanung

Die in den Planungsgrundsätzen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) beschriebene Methodik entspricht der Methodik der Netzausbauplanung auf europäischer Ebene (ENTSO-E, 2012). Ausgehend von einem Zukunftsszenario („Planning Scenario“), das die prinzipielle Einspeise- und Lastsituation im Zieljahr definiert, werden unterschiedliche Netznutzungsfälle („Planning Cases“) definiert.

---

<sup>78</sup> DACF...Day Ahead Congestion Forecast

<sup>79</sup> CIM...Common Information Model

Im Rahmen der 8760 Netznutzungsfälle erfolgen Netzanalysen für

- den Grundfall („Base Case“), der eine vollständige Verfügbarkeit aller Betriebsmittel unterstellt und
- Netzschwächungsfälle („Contingencies“), bei denen für die Praxis relevante Betriebsmittelausfälle angenommen werden.

Die Netzanalysen beinhalten im Allgemeinen

- Lastflussuntersuchungen zur Ermittlung von Betriebsmittelauslastungen, Spannungsniveaus und Übertragungswinkel (als grobes Stabilitätskriterium) und der Versorgungszuverlässigkeit (n-1-Kriterium),
- Kurzschlussuntersuchungen hinsichtlich minimaler (Auswirkung auf dynamische Stabilität und Netzurückwirkungen) und maximaler Kurzschlussleistungen (Anlagendimensionierung),
- im Bedarfsfall Stabilitätsuntersuchungen

Im Zusammenhang mit der Netzausbauanalyse kommt der Lastflussuntersuchung die größte Bedeutung zu.

Bei der netztechnischen Beurteilung sehen sowohl die Planungsgrundlagen der ENTSO-E (ENTSO-E, 2012) als auch die Planungsgrundsätze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) die

- Erfüllung der n-1-Sicherheit
- als auch die Erfüllung ausgewählter , relevanter n-2-Fälle

als Bedingung für einen sicheren Netzausbau vor.

#### **FAZIT: EIGNUNG DES MODELLIERUNGSANSATZES DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER**

- ❖ *Die von den deutschen Netzbetreibern angewendete Methodik für die Bewertung der Lastflussergebnisse basiert auf deterministischen Bewertungskriterien mit risikobasierten Erweiterungen und entspricht dem Stand der Technik.*
- ❖ *Der von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gewählte Modellierungsansatz des Übertragungsnetzes ist für die Netzausbauplanung geeignet, und ist für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar.*
- ❖ *Die Netzdaten sind vollständig und für einen sachkundigen Dritten nach Konvertierung (z.B. UCTE-Format) für Lastflussuntersuchungen im Rahmen der Netzausbauplanung geeignet.*



## 8 ANALYSE DES (N-1)-PLANUNGSKRITERIUMS UND DESSEN ERWEITERUNGEN

### 8.1 Einleitung

Generell stellt das (n-1)-Prinzip in der strategischen Planung und in der Betriebsplanung von Übertragungsnetzen international die heute gängige Planungsgrundlage dar. Die Einhaltung dieses Kriteriums ist notwendig, jedoch in seiner ursprünglichen Definition nicht unbedingt hinreichend. Eine Bewertung ausschließlich nach dem (n-1)-Prinzip beinhaltet naturgemäß immer ein Restrisiko für einen Blackout. Dieses Risiko wurde in der Vergangenheit akzeptiert, da es – insbesondere bei schwacher Netzauslastung – nur sehr kleine Werte angenommen hat. Aufgrund der in den letzten Jahren tendenziell gestiegenen Netzauslastung wird die ausschließliche Bewertung nach dem (n-1)-Kriterium von manchen Autoren als nicht ausreichend, die Anwendung eines generellen (n-2)-Kriteriums aus wirtschaftlichen Gründen jedoch nicht tragbar angesehen (z.B. (Kirschen, 2005)). Als Ergänzung werden Risiko-basierte Verfahren empfohlen. Jedenfalls wird in (Battistelli, 2009) nach einer umfangreichen Literaturstudie festgestellt, dass für die Netzausbauplanung deterministische Bewertungskriterien (wie das n-1-Kriterium) nach wie vor etabliert sind und immer öfter mit probabilistischen und Risiko-basierten Konzepten erweitert werden.

Im Hinblick auf die Wahrscheinlichkeiten von Ein- (n-1) und Mehrfachausfällen ((n-k) wobei  $k > 1$ ), mögliche Folge- und Kaskadenausfälle (z.B.: (n-1-1)) und deren Auswirkungen insbesondere in hoch ausgelasteten Netzteilen und großen Transportentfernungen bedarf das (n-1) Prinzip jedoch der kritischen Prüfung, Präzisierung und Ergänzung. Prinzipiell sind folgende Punkte zu betrachten (Sillaber & Renner, 2007)

#### a) Zu untersuchende Ereignisse

Grundsätzlich sollten alle einzelnen Ausfallereignisse und alle mit einer gewissen Mindestwahrscheinlichkeit auftretenden Ereigniskombinationen (vorwiegend Common Mode Fehler) analysiert werden. Ausfälle von Hoch- und Höchstspannungskabeln sollten wegen der langen Reparaturdauern in Netzsicherheitsrechnungen gesondert betrachtet werden (Haß, Pels Leuden, Schwarz, & Zimmermann, 1981). Bei gravierenden Ausfallereignissen hoch belasteter Betriebsmittel sind die wahrscheinlichsten Folgeausfälle ebenfalls zu untersuchen, besonderes Augenmerk ist dabei drohenden Ereigniskaskaden zu schenken. Zu beachten sind Betriebsmittelausfälle sowohl durch zufälliges Versagen als auch durch Schutzauslösung bei Grenzwertüberschreitungen. Auch das mögliche Versagen von Schutz- und Leittechnikkomponenten ist angemessen in Ausfallszenarien abzubilden.

#### b) Eintrittswahrscheinlichkeiten

Die zu analysierenden Systemzustände sollten nach Möglichkeit mit Hilfe probabilistischer Methoden ermittelt werden. Erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeiten bei ungünstigen Witterungsbedingungen sowie bei hoher und volatiler Auslastung erfordern besonders eingehende Ausfallanalysen. Unter diesen Bedingungen können Folgeausfälle aber auch Mehrfachausfälle relativ häufig auftreten, vor allem dann, wenn zahlreiche Betriebsmittel einander betrieblich beeinflussen. Die Dauer eines gefährdeten Betriebszustandes nach einem Ausfall ist so gering wie möglich zu halten, um die Wahrscheinlichkeit von Folgeereignissen zu minimieren. Problematisch ist die Quantifizierung des Risikos im Sinne der Definition als Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses (Schadens) und dessen Konsequenz (Schadenskosten, -ausmaß). In den meisten Fällen reicht die vorhandene Datenbasis für eine fundierte Bewertung nicht aus. Der Ansatz in den derzeit angewendeten Grundlagen zur Netzausbauplanung berücksichtigt das Risiko indirekt durch heuristisch ausgewählte n-2-Fälle. Als Auswahlkriterium dient beispielsweise

- die Reparaturdauer von Betriebsmitteln, die direkt die Ausfallwahrscheinlichkeit (Schadeneintrittswahrscheinlichkeit) und damit das Risiko beeinflusst, oder
- die Bedeutung eines Betriebsmittels für die überregionale Transportaufgabe, die indirekt ein Maß für das mögliche Schadensausmaß darstellt und damit das Risiko beeinflusst.

### c) Auswirkungen

Bei gravierenden Ausfallereignissen mit weit reichenden massiven Lastflussänderungen sind nicht nur die stationären, sondern auch die dynamischen Auswirkungen zu analysieren. In weiterer Folge sind für die Betriebsführung robuste Strategien zur Eingrenzung von Störungsauswirkungen, zur Erhaltung der Systemstabilität auch bei allfälligen Inselbetrieben und zur raschen Wiederherstellung eines (n-1)-sicheren Betriebszustandes zu entwickeln. Zu bewerten sind in jedem Ausfallzustand die für einen robusten Weiterbetrieb minimalen Betriebsreserven und die Gefahr von Folgeausfällen und Ereigniskaskaden. Da auch komplexe Ereignisketten nicht gänzlich ausgeschlossen werden können, sind so weit möglich mehrstufige bzw. mehrschalige Notfallkonzepte vorzusehen.

### d) Reserven

Direkte und indirekte Reserven sind somit bei Kraftwerken und im Netz hinsichtlich Kapazität, Qualität und Ort so zu bemessen, dass alle zu berücksichtigenden Ereignisse auch unter ungünstigen Randbedingungen sicher beherrscht werden können. Im Sinne eines mehrschaligen Konzepts sind ergänzend lastseitige Maßnahmen vorzusehen. Insbesondere hoch belastete Teilsysteme mit zahlreichen Komponenten wie manche große Transitzkorridore können mehrere Reserveelemente erfordern, um Folge- und Kaskadenausfälle hinreichend unwahrscheinlich zu machen.

## 8.2 Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern

Die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands sehen zur Bewertung der Netzsicherheit das (n-1)-Kriterium vor. Hierbei gilt das betrachtete Netz als (n-1)-sicher, wenn die Abschaltung eines Betriebsmittels, egal ob aus schutztechnischen Gründen oder aus Gründen der Betriebsführung, zu keinen Folgeauslösungen (Kaskadeneffekten) oder Ausweitungen der Störung zur Folge hat. Des Weiteren muss die Aufrechterhaltung der Stabilität des Energieübertragungsnetzes, wie auch die uneingeschränkte Möglichkeit der Versorgung, wie auch der Einspeisung erhalten bleiben. Überschreitungen der maximalen Betriebsmittelgrenzen, wie auch Verletzungen des Spannungstoleranzbandes sind in Folge eines ausgefallenen Elementes unzulässig. In dieser Betrachtung werden untergelagerte 110-kV-Netze der Verteilnetzbetreiber, die Erzeugung wie auch die Lastsituation außer Acht gelassen.

Folgeausfälle dürfen in keinem Falle zu einer **Einschränkung der Übertragungsaufgabe** führen, jedoch ist bei einer temporären außerbetrieblichen Freischaltung, welcher ein Ausfall folgt, eine Einschränkung der regionalen Versorgungsaufgabe zulässig. Dies ist nicht der Fall, wenn es sich um eine länger andauernde Freischaltung (betrieblich oder außerbetrieblich) handelt.

Durch eine Abschaltung in Folge einer betrieblichen Freischaltung, wie auch durch „Common-Mode-Fehler“, dürfen maximal zwei (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b), in die gleiche Netzgruppe einspeisende, Transformatoren ausfallen unter der Bedingung, dass die regionale Versorgung nicht gestört wird.

Zusammengefasst sei für die hier betrachtete Übertragungsaufgabe erwähnt, dass es weder durch Einzel-, Folge- noch durch „Common-Mode-Ausfälle“ zu einer Gefährdung des Betriebes kommen darf.

## 8.3 Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei ENTSO-E

Die (n-1)-Sicherheit des ENTSO-E Verbundnetzes sieht eine koordinierte Abstimmung der Netzsicherheitsbetrachtungen der jeweiligen Netzbereiche vor, wobei die Vermeidung von Kaskadenausfällen über Netzgrenzen hinaus das oberste Ziel darstellt. Netzbetreiber, welche der ENTSO-E angehören, sind somit verpflichtet (n-1)-Betrachtungen ihres Netzgebietes sowohl betreffend des Ausgangszustandes für den (n)-Fall – alle für den Betrieb vorgesehenen Betriebsmittel sind in Betrieb (Normalschaltzustand) – als auch für allfällige Netzzustände, welche während geplanten Umschaltungsmaßnahmen auftreten, durchzuführen. Für den sicheren Betrieb des jeweiligen Netzbereiches ist der entsprechende TSO (Transmission System Operator – Übertragungsnetz-

betreiber) selbst verantwortlich. Seitens ENTSO-E festgelegte Verhaltensregeln dienen dazu einen koordinierten und sicheren Netzbetrieb zu erreichen. Daher sind im Störfall in einem beliebigen Netzbereich alle Betreiber regional beteiligter und möglicherweise auch beeinflusster Netzbereiche zu informieren. Des Weiteren sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu angehalten, in Kooperation möglichst effiziente korrigierende Handlungen zur Wiedererlangung der Netzsicherheit zu definieren um im Störfall rasch, koordiniert und zielorientiert handeln zu können.(ENTSO-E, 2011)

## 8.4 Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei NERC

Die Bewertung der Systemsicherheit der Nord-Amerikanischen Koordinationsstelle für Elektrische Energieübertragungsnetze geschieht auf Basis von definierten Kategorien des Betriebszustandes, in welchen sämtliche Ausfallsarten im Speziellen behandelt werden. Es wird zwar der Begriff (n-1)-Kriterium o.ä. nicht explizit verwendet, sinngemäß wird die Systemsicherheit aber äquivalent behandelt.

Ausgangspunkt ist das fehler- und ausfallsfreie Transportnetz (Systemzustand A) ohne Überschreitung der thermischen Übertragungsgrenzen, Verletzung der Spannungstoleranzbänder oder Einschränkung des Handels. Es gibt keine Engpässe, welche die Übertragungsmöglichkeiten und somit den liberalisierten Markt, dessen uneingeschränkte Funktion auf dem Zustand des Netzes beruht, beeinflussen würden. Folgende Ausfallszenarien werden im Rahmen des NERC Prozesses behandelt.

### Einzelausfälle (Kategorie B)

Diese Kategorie von Ausfällen behandelt Netzzustände, welche entweder durch einen Erd- bzw. Kurzschluss oder durch andere Ursachen hervorgerufen werden und ausschließlich ein Netzelement ausgehend vom ungestörten Betrieb betreffen. Kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen von Kunden im vom Fehler unmittelbar betroffenen Gebiet werden toleriert, wobei korrektive Schalthandlungen zulässig sind, welche die Weiterversorgung ermöglichen. Diese Ausfälle dürfen die Versorgungszuverlässigkeit regionaler Teilnetze, nicht jedoch die des Transportnetzes betreffen. Des Weiteren ist die Einschränkung von rückabwickelbaren Handelsaktivitäten gestattet. In Drehstromübertragungsnetzen wird der Ausfall von einem Generator, einer Übertragungsleitung oder eines Transformators, in Gleichstromübertragungsnetzen der Ausfall eines Poles berücksichtigt.

### Mehrfachausfälle (Kategorie C)

Diese Art von Fehlerzuständen kann durch den Ausfall von mehreren Übertragungselementen bedingt durch aufeinander folgende oder gleichzeitig auftretende Ereignisse hervorgerufen werden. Ein Ereignis dieser Kategorie kommt in Drehstromtransportnetzen durch einen Ausfall eines Netzknotens, wie zum Beispiel einer Sammelschiene oder eines Leistungsschalters, durch eine aufgrund mehrerer Einzelfehler hervorgerufene Schutzabschaltung von Übertragungsleitungen, oder in Gleichstromnetzen durch bipolare Fehler gefolgt von einer Trennung vom Übertragungsnetz zustande. Des Weiteren kann das Versagen von Schaltgeräten oder von Schutzeinrichtungen zu einer weiträumigen Abschaltung übergelagerter Schutzorgane und somit weitläufiger Übertragungswege führen. Engpassmanagement in Form Einspeise-Redispatch, Eingriff in grenzüberschreitenden Handel bis hin zu Lastabwurf wird in diesen Fällen toleriert. Eine **kaskadenartige Ausweitung der Ausfälle** muss jedenfalls verhindert werden.

### Extremereignisse (Kategorie D)

Fehlerfälle, welche zum Ausfall von mehreren Betriebsmitteln oder Kaskadenausfällen führen, werden gesondert betrachtet. Im Allgemeinen führt dieser gestörte Systemzustand zu weitreichenden Versorgungsunterbrechungen und zum Ausfall von Erzeugungseinrichtungen, wobei auch vermehrt Augenmerk auf die Stabilität des Übertragungsnetzes zu legen ist. Bedingt durch die geographische Ausdehnung der Auswirkungen eines Ereignisses der Kategorie D sind gemeinsame Studien der beteiligten Netzbetreiber zur Abschätzung der **Risiken und Konsequenzen** vorgesehen. Dieser Netzzustand kann durch die verzögerte Fehlerabschaltung, bedingt durch beispielsweise Schutzversagen oder Fehlfunktionen von Schaltgeräten, aber auch durch Oszillationen oder Last- oder Erzeugungsschwankungen hervorgerufen werden. Letztere können viele Ursachen wie den Ausfall von Erzeugungseinrichtungen, Lasten oder von verbindenden Elementen wie Leitungen, Transformatoren und Netzknoten haben.

## 9 VERFÜGBARE ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN

### 9.1 Technische Aspekte einer DC-Übertragung

Die Übertragung von elektrischer Energie mittels Hochspannungsgleichstrom ist ein alternativer und innovativer Lösungsansatz, mit dem große Energiemengen über weite Distanzen transportiert werden können. Obwohl nach wie vor große Energiemengen über Wechselspannungssysteme transportiert werden, hat sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ<sup>80</sup>) als Übertragungssystem etabliert. Die Anwendungsgebiete der HGÜ sind:

- Energieübertragung über weite Distanzen
- Verbindung nicht synchroner Netze
- Seekabelverlegung

Es besteht prinzipiell die Möglichkeit die Übertragung einpolig durchzuführen, jedoch sind die meisten realisierten und in Planung befindlichen Projekte bipolar ausgeführt.

Die Übertragungsleistung errechnet sich aus dem Produkt von Spannung und Strom. Da die Verluste quadratisch mit dem Strom steigen, wird grundsätzlich versucht, in der Energieübertragung den Strom so gering wie möglich zu halten. Dies gilt sowohl für Gleichspannung als auch für Wechselspannung. Bei der Gleichstromübertragung treten auch keine frequenzabhängigen Verluste auf. Somit spielen Leiterinduktivitäten, sowie Leiterkapazitäten keine Rolle. Aufgrund der fehlenden Frequenz gibt es bei der Gleichstromübertragung auch keine natürliche Leistung<sup>81</sup>, welche sehr wohl eine wichtige Rolle in der Wechselspannungsübertragung einnimmt. Des Weiteren gibt es auch keinen Spannungsdifferenzwinkel zwischen Leitungsanfang und -ende und dadurch auch keine winkelabhängige Stabilitätsgrenze. Dies macht den Einsatz von Kompensationselementen wie Drosselspulen und Serienkondensatoren überflüssig.

Obwohl das Übertragungsmedium, sei es Freileitung oder Kabel, im stationären Betrieb keine Blindleistung benötigt, muss das System aufgrund der Kapazitäten beim Einschaltvorgang einmalig aufgeladen und beim Ausschaltvorgang einmalig entladen werden.

Da keine Frequenz bei der Übertragung vorhanden ist, treten Stromverdrängungseffekte genauso wenig auf wie dielektrische Verluste. Der Leiterquerschnitt kann somit besser ausgenutzt werden. Bei Wechselspannung muss die Isolierung auf den Spitzenwert ausgelegt werden, der um das  $\sqrt{2}$ -fache größer ist als der Effektivwert. Bei Gleichspannung hingegen entspricht der Effektivwert dem Spitzenwert.

HGÜ-Systeme können zur Verbindung von zwei Wechselspannungssystemen eingesetzt werden, welche entweder nicht synchron sind oder eine unterschiedliche Frequenzregelungsstrategie verfolgen. Solche HGÜ-Kurzkupplungen werden auch „Back-to-Back“ Verbindung genannt.

Bei einer heute üblichen bipolaren HGÜ-Übertragung sind zwei Leiterseile notwendig, wohingegen bei der Drehstromübertragung drei Leiterseile benötigt werden. Dies vereinfacht die Mastkonstruktion.

Aufwendiger sind die Stromrichterstationen, welche die Umwandlung von Wechselspannung in Gleichspannung und umgekehrt vornehmen. In Abbildung 90 ist das Blockschaltbild einer Konverter-Station dargestellt.

---

<sup>80</sup> HGÜ...Hochspannungsgleichstromübertragung (engl. HVDC...High Voltage Direct Current)

<sup>81</sup> Jene Leistung, bei der nur Wirkleistung übertragen wird





### 9.1.1.2 Grenzen der Übertragungsleistung

Wie bereits erwähnt wurde, gibt es bei der Gleichstromübertragung keinen Spannungsdifferenzwinkel und somit keine winkelabhängigen Stabilitätsgrenzen. Des Weiteren wird der Leiterquerschnitt nicht durch frequenzbedingte Stromverdrängungseffekte vermindert, wodurch der gesamte Querschnitt ausgenutzt und bis zur thermischen Dauerstrombelastbarkeit thermisch belastet werden kann. Je nach Umgebungsbedingungen (Wind, Außentemperatur...) ergeben sich andere Kühleigenschaften und somit eine andere Dauerstromfestigkeit.

### 9.1.1.3 Begrenzende Elemente einer HGÜ-Station

#### **Stromrichtergruppen**

Die Stromrichtergruppen bei den heutigen HGÜ-Konverterstationen sind als 12-pulsige Stromrichter bestehend aus 12 Ventilen ausgeführt.

#### **Stromrichtertransformatoren**

Die Stromrichtertransformatoren setzen die Netzspannung in die von den Stromrichterbrücken benötigte Spannung um (Schwab, 2009). Die ventileitigen Wicklungen sind bei gezündeten Stromrichterventilen galvanisch mit hohem Gleichspannungspotential verbunden. Daher muss die Isolierung hinsichtlich der Spannungsfestigkeit zusätzlich für hohe Gleichspannungen ausgelegt sein.

Die Transformatorengröße erhöht sich mit der Spannungsebene und folgedessen erhöht sich auch das Gewicht. Der Transport dieser Stromrichtertransformatoren über weite Distanzen muss in der Planungsphase unbedingt berücksichtigt werden.

#### **Weitere Elemente in HGÜ Stationen**

Weitere Komponenten in den Konverterstationen sind Durchführungen, Glättungsdrösseln, Drehstrom- und Gleichstromfilteranlagen, Dreh- und Gleichstromschaltanlagen. Diese Elemente müssen ebenfalls auf die notwendige Spannungsfestigkeit, Leistungen und Kapazitäten ausgelegt sein. Auch die Dimensionierung auf Überspannung und Temperaturüberlastungen muss für gewisse Elemente erfolgen.

### 9.1.1.4 Sonstige begrenzende Faktoren

Die Leistungsfähigkeit des Wechselstromsystems, in welches eingespeist wird, muss in der Planung unbedingt berücksichtigt werden. Das Verhältnis von Kurzschlussleistung des Drehstromnetzes zur Nennübertragungsleistung des HGÜ-Systems, genannt „Short Circuit Ratio“ (SCR), kann für solch eine Beurteilung herangezogen werden.

$$SCR = \frac{\text{Kurzschlussleistung des AC Netzes (MVA)}}{\text{Nennübertragungsleistung der HGÜ (MW)}}$$

Ist das Verhältnis klein, so kann das Drehstromsystem nicht ausreichend Blindleistung zur Verfügung stellen. Folglich kann es Spannungsinstabilitäten sowie zu regelmäßigen Kommutierungsfehlern kommen. Ein SCR kleiner 2 gilt als kritisch und kann durch den Einsatz von FACTS<sup>82</sup>, welche eine dynamische Blindleistung zur Verfügung stellen, vermindert werden.

Ein Übertragungsausfall der HGÜ darf nicht zu instabilen Zuständen im Drehstromnetz führen. Dies kann beispielsweise durch den Ausfall eines Poles der HGÜ geschehen. Die Konverterstationen werden deshalb an elektrisch starken Drehstromknotenpunkten positioniert.

## 9.1.2 Verluste bei der DC-Übertragung

Unter einem Verlust wird die Differenz zwischen der erzeugten und der beim Verbraucher angekommenen Leistung verstanden. Auch bei der DC-Übertragung treten in jedem Element Verluste auf, welche die erzeugte elektrische Energie vermindern. Die Übertragungsverluste entstehen vorwiegend durch Wärmeverluste, welche durch die Höhe des Stromes entstehen. Somit ist es im

---

<sup>82</sup>FACTS...Flexible Alternating Current Transmission System

Sinn der Effizienzsteigerung sinnvoll die Übertragungsspannung des DC-Systems zu erhöhen, um mehr Energie transportieren zu können.

#### 9.1.2.1 Übertragungsverluste

Die Übertragungsverluste steigen mit zunehmender Leitungslänge und sind dem Quadrat des Stromes proportional.

$$P_{VL} = I_d^2 * R$$

Wie zu erkennen ist, erhöhen sich die Verluste direkt proportional mit dem Widerstand R, welcher wiederum von der Länge der Übertragungsdistanz abhängt.

#### 9.1.2.2 Verluste in den HGÜ-Stationen

In den Konverterstationen werden die Verluste vorwiegend durch die Stromrichterventile und auch durch die Stromrichtertransformatoren hervorgerufen. Typische Wirkungsgrade der moderneren Transformatoren liegen über 99%. Bei den Stromrichterstationen hängen die Verluste stark von der verwendeten Technologie ab. Je nach Technologie und Aufwand entstehen Verluste im Bereich von 1.7% bis 3% (Küchler, 2005).

#### 9.1.2.3 Koronaverluste

Die Koronaverluste sind von mehreren Parametern abhängig: So gehen die Spannungshöhe, die atmosphärischen Gegebenheiten sowie der geometrische Aufbau des Übertragungssystems in die Höhe der Verluste ein. Die Koronaverluste sind auch für Geräuschentwicklungen und Funkstörungen verantwortlich.

Des Weiteren kommt es bei der DC-Übertragung zu einem Ionenstromfluss zwischen den Leiterseilen, dem Leiterseil und Erde. Die maximale Feldstärke, bei der eine Koronaentladung auftritt, berechnet sich nach (Küchler, 2005):

$$E_{\max} = U_n * \frac{1}{r_L * \ln\left(\frac{2 * h}{r_L}\right)}$$

$h$ .....Mittlere Höhe des Leiters

$r_L$ .....Radius eines Leiterseiles

$U_n$ .....Nennspannung

Diese Beziehung ist eine vereinfachte Form und genau dann gültig, wenn  $h \gg r_L$  ist. Nachdem auf die Umgebungsbedingungen wie atmosphärische Gegebenheiten kein Einfluss genommen werden kann, ist nur eine Beeinflussung der Koronaverluste über die gewählte Anzahl der Teilleiter und über die geometrische Anordnung möglich. Die Koronaentladung ist von den Umgebungsbedingungen abhängig und kann sich bei Schlechtwetter erhöhen.

Auch die Windgeschwindigkeit ist ein Einflussparameter bei Freileitungen. So werden die Ladungsträger durch den Wind aus der Raumladungszone um den Leiter entfernt und müssen durch erhöhten Ladungstrennungsaufwand ersetzt werden, was wiederum die Koronaverluste erhöht. Da auch die Spannungshöhe in die Berechnung der Koronaverluste eingeht, muss vor allem bei der Erhöhung der Netzspannung Rücksicht auf die Koronaentladung genommen werden.

#### 9.1.2.4 Ableitungsverluste

Die Ableitungsverluste ergeben sich nur aus den Isolationsverlusten. Diese sind beispielsweise Ströme, welche bei Freileitungen an der Isolatoroberfläche fließen. Abhängig sind solche Ströme von der Kriechstromlänge und vom Verschmutzungsgrad des Isolators. Auch Leckströme treten auf, welche aufgrund der nicht unendlich hohen Isolationswirkung des Isolatorenmateri als zwischen Leiter-Erde oder Leiter-Leiter fließen.

### 9.1.3 Netzgeführte HGÜ

Netzgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung, auch LCC<sup>83</sup> HGÜ genannt, basiert auf der Thyristortechnologie.



Abbildung 91: HGÜ netzgeführt (Kreusel, 2009)

Der Thyristor ist ein Halbleiterbauteil und bildet das zentrale Element bei der Gleichrichtung (Valentin & Westermann, 2012). Diese Thyristoren werden gezielt durch die Regelung der HGÜ gezündet und durch das Netz in einen stromlosen Arbeitspunkt geführt, in welchem sie dann wieder erlöschen. Eine Regelung der Gleichspannung erfolgt durch die Variation des Zündwinkels beziehungsweise des Löschwinkels. Zur Löschung der Thyristoren wird eine Kommutierungsblindleistung benötigt, welche aus zusätzlichen Kondensatoren oder aus dem Drehstromnetz bereitgestellt werden muss.

Bei einer 6-pulsigen Brückenschaltung ist die Welligkeit der Spannung im Gleichstromkreis geringer als bei einer 3-pulsigen Brücke, da bei einer 6-pulsigen Brückenschaltung sowohl die positive als auch die negative Halbwelle ausgenutzt werden. Typischerweise wird eine 12-Puls Brücke verwendet, welche aus zwei in Serie geschalteten 6-pulsigen Brücken besteht. Diese beiden Brücken werden mit einem Phasenversatz von 30° beaufschlagt. Der Phasenversatz wird erreicht, indem eine Brücke in Sternschaltung und die andere Brücke in Dreieckschaltung (beispielsweise Yy6 und Yd5 (Schröder, 1998)) gespeist wird. Bei einer Reihenschaltung der beiden Brücken addieren sich die um 30° gegeneinander verschobenen Teilspannungen zur 12-pulsigen Gesamtspannung. Diese Art der Verschaltung wirkt sich positiv auf die Reduktion der Stromharmonischen auf der Wechselstromseite und Spannungsharmonischen auf der Gleichstromseite aus.

Jeder Kommutierungsvorgang stellt eine Belastungsänderung des Drehstromnetzes dar und erfordert die Vorgabe des Spannungssignals durch das angeschlossene Netz. Ist die Kurzschlussleistung am Anschlussort zu niedrig, so kann durch den Kommutierungsvorgang die Spannung netzseitig einbrechen und Kommutierungsfehler nach sich ziehen. Diese Kommutierungsfehler würden einen sicheren Betrieb der Konverterstationen gefährden. Der Anschlussort muss minimale Anforderungen bezüglich der Kurzschlussleistung erfüllen (siehe 9.1.1.4), um einen sicheren Betrieb der HGÜ-Strecke zu gewährleisten.

<sup>83</sup> LCC...Line Commutated Converter

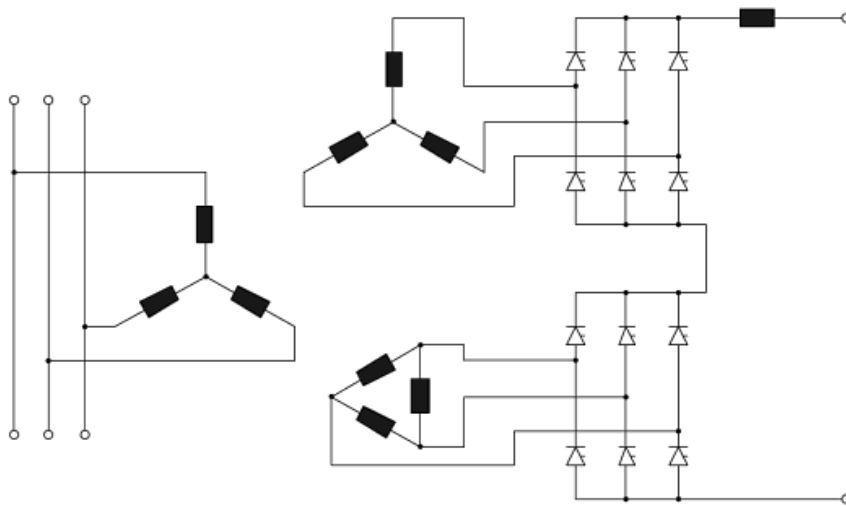


Abbildung 92: Netzgeführte HGÜ, Konverterstation (Valentin &amp; Westermann, 2012)

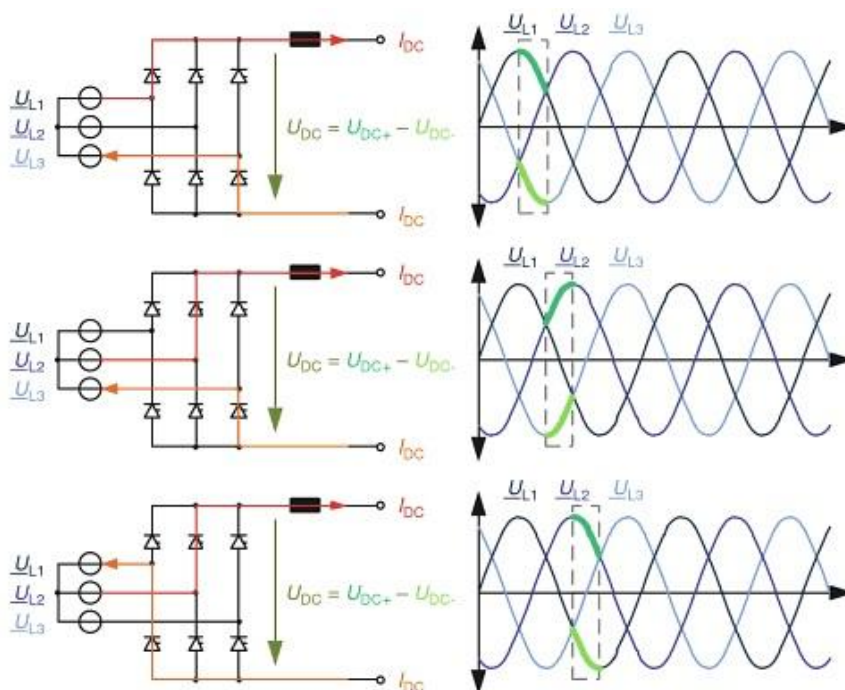


Abbildung 93: 6-pulsige Konvertierung (Prinzip) (Valentin &amp; Westermann, 2012)

### 9.1.3.1 Prinzipschaltbild einer netzgeführten HGÜ

In Abbildung 94 ist eine klassische (netzgeführte) HGÜ mit Thyristortechnik zu sehen. Es wird ein 12-pulsiger Umrichter verwendet und eine Leistungsflussumkehrung ist nur durch Umpolung der Spannung möglich (während die Stromflussrichtung gleich bleibt). Neben den Thyristorkonstruktionen sind auch noch AC- und DC-Filteranlagen zu erkennen. Im Gebäude befinden sich lediglich die Thyristoreinheiten. Komponenten wie AC-Filter, DC-Filter und Konvertertransformatoren befinden sich im Freifeld. Ein Leistungsbereich von 250-9000MW wird als Vorteil der klassischen HGÜ angesehen. Der Einsatz von VPE<sup>84</sup>-Kabeln ist nicht möglich, da eine Umkehr der Leistungsflussrichtung nur durch Umpolung der Spannung möglich ist. Dieser Umpolung der Spannung hält das VPE Kabel aufgrund der Raumladungsverhältnisse nicht stand. Für eine Übertragung der elektrischen Energie in Kabeltechnologie wären Papiermasse-Kabel erforderlich.

<sup>84</sup>VPE...vernetztes Polyethylen (engl. XLPE Cross linkedpolyethylene)

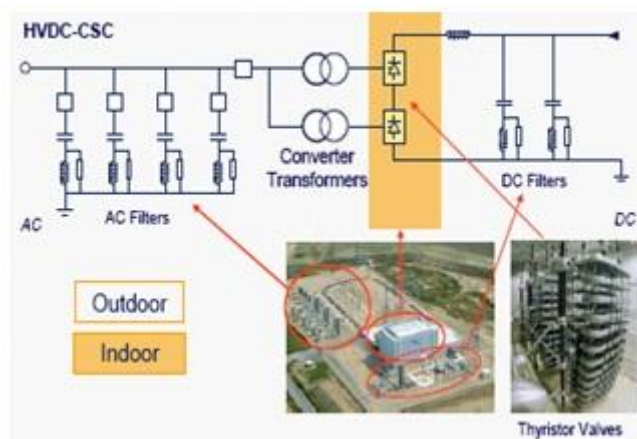


Abbildung 94: Klassische (netzgeführte) HGÜ, derzeit ab einer Spannungshöhe von 300 kV Gleichspannung (Benz, 2012)

### HGÜ netzgeführt mit CCC<sup>85</sup>

Die Idee Kondensatoren als Kommutierungsstütze einzusetzen tauchte bereits um 1950 auf und wurde nach einer kurzen Zeit der Forschung und Entwicklung dieser Thematik wieder fallen gelassen. Erst in den 1990ern wurde das dieses Thema erneut aufgegriffen. Gründe dafür waren:

- Blindleistungsmanagement
- Hoch anspruchsvolle Filter
- Schwächere Drehstromsysteme gefährdeten eine sichere Kommutierung

Die Kommutierungskondensatoren befinden sich zwischen Konvertierungstransformator und Thyristorventilen. Diese Kondensatoren stellen einen Teil der für die Kommutierung benötigten Blindleistung zur Verfügung. Auch werden durch die Positionierung der Kondensatoren die Wahrscheinlichkeit eines Kommutierungsfehlers, dynamische Überspannungen sowie die Anzahl an Shunt-Kompensatoren vermindert. Kondensatorunterstützte Kommutierung wird hauptsächlich für schwächere Systeme, für Back-to-Back im Bereich von 100 bis 550MW, eingesetzt.

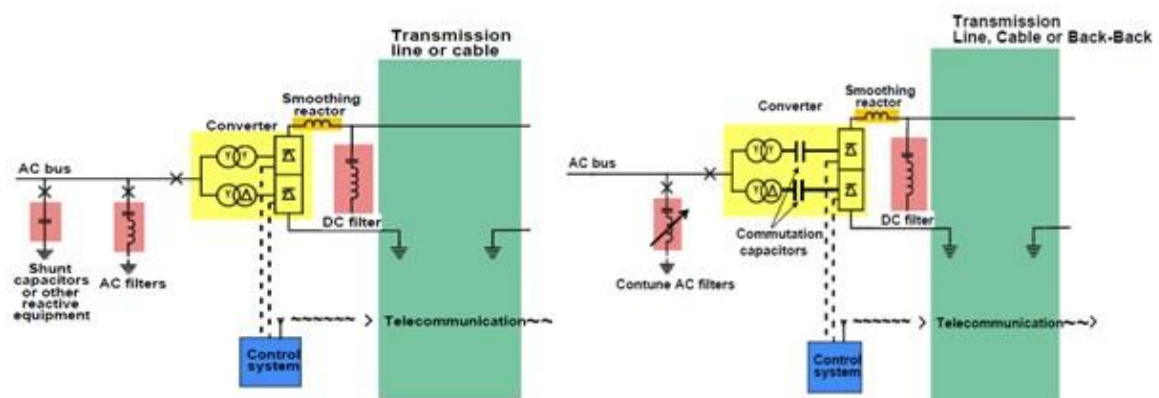


Abbildung 95: HGÜ netzgeführt, a) ohne Kondensatorunterstützung b) mit Kondensatorunterstützung (Bahrman, HVDC Transmission, 2006)

Durch die Tatsache, dass Blindleistung auch durch die eingesetzten Kondensatoren bereitgestellt wird, kann der Einsatz von schaltbaren Kapazitätsbänken minimiert. Somit wird die Hauptaufgabe der AC-Filter auf die Oberwellenfilterung beschränkt.

<sup>85</sup>CCC...Capacitor Commutated Converter (deutsch: Konvertierung mit Kondensatorunterstützung)



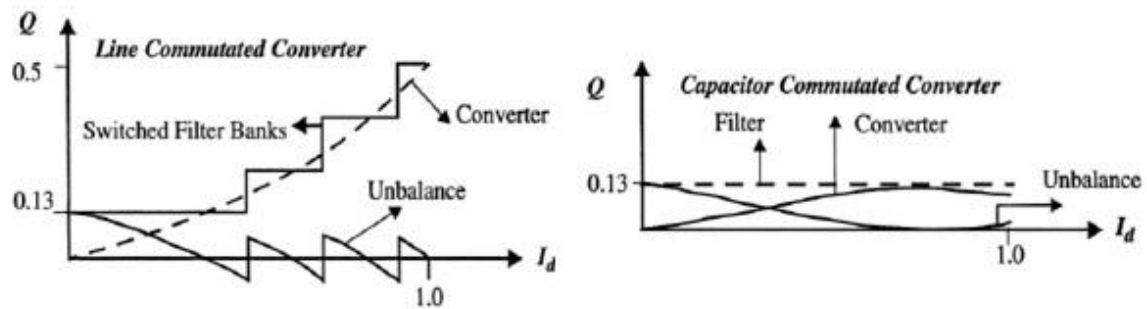


Abbildung 96: Blindleistungsmanagement Vergleich LCC mit CCC (Rasmussen, 2012)

Beim LCC-System ist deutlich zu erkennen, dass bei steigender Konvertierungsblindleistung auch weitere stufenweise zuschaltbare Kondensatoren aktiviert werden müssen. Hingegen wird beim CCC-System Blindleistung durch die Serienkondensatoren bereitgestellt und die AC-Filter besitzen einen konstanten Wert.

### Thyristor



Abbildung 97: Thyristor (Benz, 2012)

Der Thyristor ist ein Halbleiterbauteil und bildet das zentrale Element bei der Gleichrichtung in der netzgeführten HGÜ. Solch ein Thyristor kann über einen Impuls am Gate-Anschluss gezündet werden und gilt somit als einschaltbar. Nach dem Zünden bleibt dieser auch ohne Gatestrom weiter leitend, bis der zu leitende Strom einen Mindestwert (Haltestrom) unterschreitet und somit den Thyristor wieder in den nichtleitenden, also sperrenden Zustand versetzt. Für eine HGÜ-Anwendung besitzt ein Thyristor einen Durchmesser von 6 Zoll (152,4mm), eine Stromtragfähigkeit von 4,5kA und eine Sperrspannung von 8,5kV.

Mehrere Thyristoren werden in ein Modul eingebaut, wo die Möglichkeit einer Funktionsüberwachung gegeben ist.

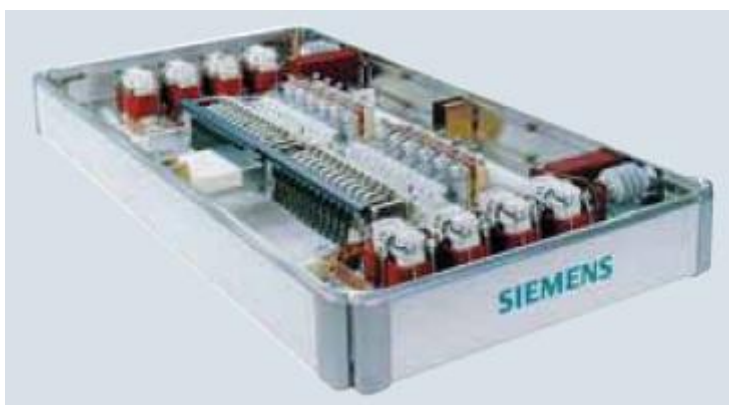


Abbildung 98: Thyristormodul (Siemens AG, 2010)

### Räumliche Aufteilung und Platzbedarf

Der Platzbedarf einer netzgeführten HGÜ erstreckt sich auf 2,5 bis 3,5ha für 600MW.

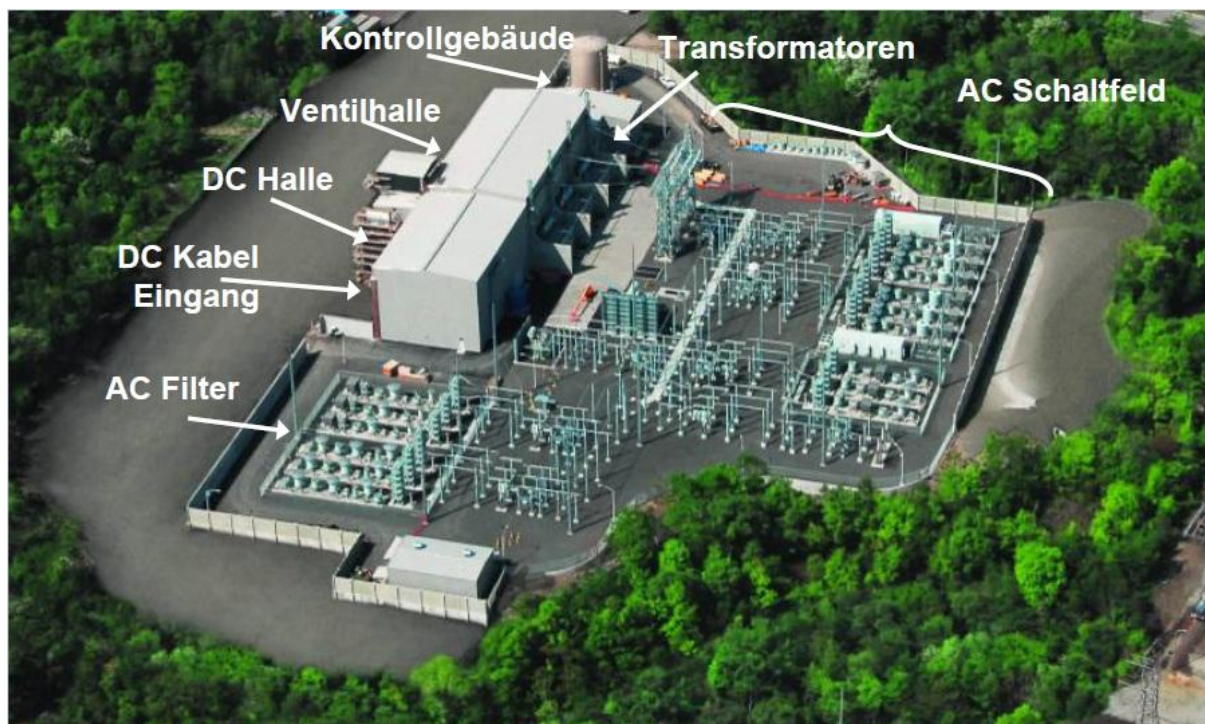


Abbildung 99: Konverterstationsdesign HGÜ netzgeführt (Siemens AG, 2008)

#### 9.1.3.2 Regelung der Leistungsübertragung

Die Regelung der Leistungsübertragung spielt bei der HGÜ eine wichtige Rolle. Obwohl die HGÜ Strecken zum Transport von großen Mengen elektrischer Energie von Erzeugerzentren hin zu weit entfernten Lastzentren, also so genannte "Punkt zu Punkt" Anwendungen sind, ist es möglich mehrere Einspeise- bzw. Entnahmepunkte zu konstruieren. Der Betrieb mit mehr als zwei Konverterstationen erfolgt unter der Bezeichnung „Multi-Terminal“.

##### Diskrete Grobregelung

Mit Stufenschaltern an den Stromrichtertransformatoren kann eine diskrete Regelung der Übertragungsleistung durch Variation der Spannung an den Eingangsklemmen der Umrichter erfolgen. Ziel dieser Regelung ist es den Steuerwinkel  $\alpha$  im Bereich von  $15^\circ$  bis  $20^\circ$  zu halten, da sich in diesem Betriebspunkt der geringste Blindleistungsbedarf ergibt (Schwab, 2009).

##### Kontinuierliche Feinregelung

Eine schnelle und kontinuierliche Regelung der zu übertragenden Wirkleistung ist mittels Zündwinkelsteuerung der Thyristoren möglich. Es ist zu berücksichtigen, dass sich die aufgenommene Blindleistung aufgrund der Zündwinkel<sup>86</sup> einstellt und somit nicht beeinflusst werden kann. Diese Kommutierungsblindleistung wird zum einen vom speisenden Drehstromnetz und zum anderen von Kondensatorbatterien bereitgestellt. Die geringe Überlastbarkeit der HGÜ wird ebenfalls durch die Umrichter-ventile geregelt. Bei einem Leitungserdschluss auf der Gleichstromseite wird der Stromsollwert innerhalb kürzester Zeit auf null geregelt.

Ein Kurzschluss auf der Drehstromseite kann zu einem Wechselrichterkippen durch Kommutierungsfehler führen. Einzelne Kommutierungsfehler werden im Normalfall zugelassen und toleriert. Bei einem Folgekippen der Ventile müssen die Umrichterstationen vom Netz getrennt werden. Dies hat zur Folge, dass bei einem Fehler im Drehstromnetz ein HGÜ-System keinen Beitrag zum Kurzschlussstrom leistet.

<sup>86</sup> Gleichrichtbetrieb:  $\alpha$ =Steuerwinkel

Wechselrichterbetrieb:  $\gamma$ =Löschwinkel

### 9.1.4 Selbstgeführte HGÜ

Die selbstgeführte HGÜ besitzt als Schaltelemente IGBTs anstatt Thyristoren. IGBTs gelten als ein- und ausschaltbare Halbleiterbauelemente und bieten die Möglichkeit, Wirk- und Blindleistung getrennt voneinander zu regeln. Ein Vorteil der selbstgeführten HGÜ ist der Schwarzstart (engl. blackstart), welcher einen Netzwiederaufbau ohne blindleistungslieferndes Drehstromsystem ermöglicht. Die Steuerung der IGBTs erfolgt durch PWM<sup>87</sup>, mit welcher es möglich ist, Betrag und Phase der Ausgangsspannung unabhängig von der Netzspannung zu generieren. Die PWM wird zur Nachbildung der Wechselspannung eingesetzt und kann mit steigender Frequenz zur Reduzierung der Filterung von Oberschwingungen eingesetzt werden. Ein Nachteil der Oberschwingungsreduzierung durch Frequenzsteigerung der PWM sind die mit der Schaltfrequenz steigenden Verluste.

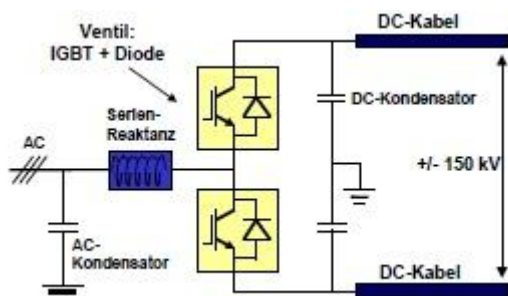


Abbildung 100: Selbstgeführtes Versorgungsnetz (Hanson & Sandeberg, 2005)

Der Bau einer selbstgeführten HGÜ bietet mehrere Vorteile. So kann neben der Verwendung von umweltfreundlichen, Öl-freien VPE-Kabeln auch noch der geringe Platzbedarf als Vorteil angeführt werden. Auch die Tatsache, dass sich der Großteil der Komponenten im Inneren des Gebäudes befindet, ermöglicht eine geringere optische Beeinträchtigung. Der modulare Aufbau und die gute Erprobung ermöglichen kurze Bau- und Inbetriebnahmezeiten. Auch kann die Stationsleistung bei Bedarf durch das Hinzufügen weiterer Module relativ leicht gesteigert werden.

#### 9.1.4.1 Prinzipschaltbild einer selbstgeführten<sup>88</sup> HGÜ

Die selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung wird mittels IGBT Technik realisiert. Für die Funktion benötigt die selbstgeführte HGÜ keine Kommutierungsblindleistung und ist schwarzstartfähig<sup>89</sup>. Die Leistungsflussumkehrung erfolgt durch Umkehrung des Stromflusses. Als Vorteile können die kompakte Bauweise der Konverterstationen und der damit verbundene geringe Platzbedarf genannt werden. Als nachteilig ist der geringe Leistungsbereich von 50-1200MW zu nennen. Der Einsatz von VPE Kabeln ist bei einer selbstgeführten HGÜ möglich, da die Leistungsflussumkehr nicht durch Umpolung der Spannung, sondern durch Umkehrung der Stromflussrichtung bewerkstelligt wird.

Die größte bisher in Auftrag gegebene selbstgeführte HGÜ-Übertragung besitzt eine Leistung von 2000MW und wird durch zwei parallele symmetrische Monopole mit je 1000MW realisiert (INELFE, Spanien-Frankreich).

Bei Offshore-Windparkanbindungen liegt die maximale Leistung bei 900MW pro symmetrischem Monopol.

<sup>87</sup> PWM...Pulsweitenmodulation

<sup>88</sup>Siemens...HVDV Plus, ABB...HVDC Light

<sup>89</sup>Schwarzstartfähig bedeutet, dass nach einem Netzfehler der Betrieb selbständig (d.h.: ohne Unterstützung des umgebenden Drehstromnetzes) wieder aufgenommen werden kann.

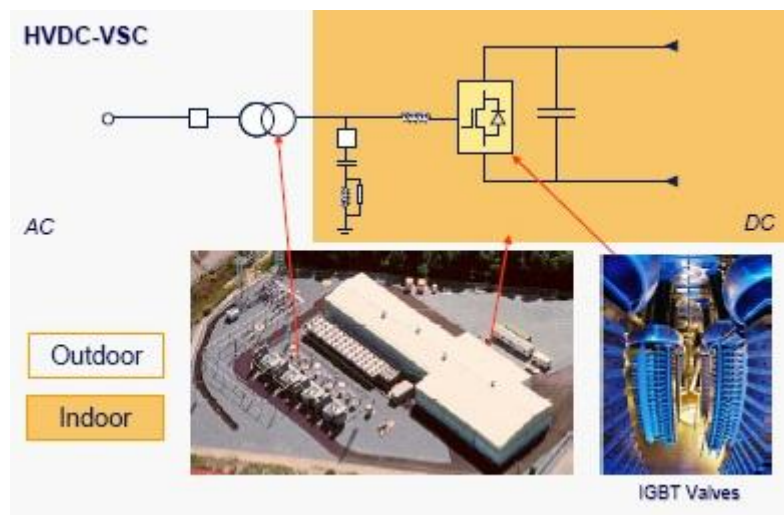


Abbildung 101: Selbstgeführte HGÜ (Benz, 2012)

### IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)

Ein IGBT ist ein spannungsgesteuertes Halbleiterbauelement aus der Leistungselektronik, welches die Vorteile eines Bipolartransistors (hohe Sperrspannung und Robustheit) mit denen eines Feldeffekttransistors (nahezu leistungslose Ansteuerung) vereint. Der IGBT kann ganz ohne Schutzbeschaltung betrieben werden und im Kurzschlussfall wird der Strom auf einen vom Design vorgegebenen Wert begrenzt.

Neuere IGBT Technologien können bis zu 2kA bei einer Sperrspannung von 4,5kV bewerkstelligen und weisen somit die vierfache Werte ihrer ursprünglichen Leistung auf (Aydin, 2010). Da selbst bei konservativer Auslegung der IGBTs ein Ausfall nicht ausgeschlossen werden kann, werden mehr IGBTs in Reihe geschaltet, als es für das Erreichen der Maximalspannung nötig wäre. Die Anlage ist somit redundant ausgeführt.

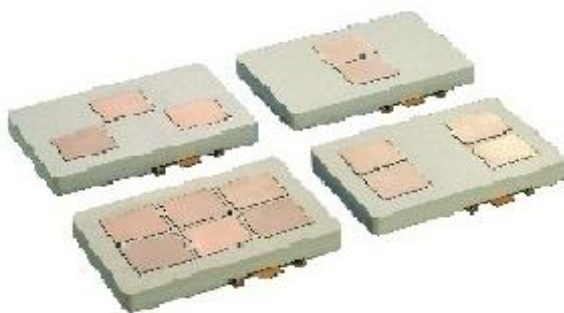


Abbildung 102: IGBT (Benz, 2012)

#### 9.1.4.2 Kurzschluss im Fehlerfall

Da bei der selbstgeführten HGÜ eine große Anzahl IGBTs in Reihe geschaltet wird, kann der Betrieb der Konverterstation durch redundanten Aufbau aufrecht erhalten werden, auch wenn einzelne IGBTs ausfallen. Die Konstruktion und Realisierung eines redundanten Aufbaus ermöglicht den Ausfall einzelner IGBTs bei Aufrechterhaltung des Betriebs der Konverterstation. Jeder ausgefallene IGBT geht in einen sogenannten stabilen Kurzschluss über, in welchem er dann bis zu einer geplanten Wartung bleibt. Durch einen Kurzschluss des ausgefallenen Moduls kann die Funktionsfähigkeit weiter gewährleistet werden. Dieser wird als stabiler SCFM<sup>90</sup> bezeichnet und hat die Bedeutung, dass ein ausgefallener Chip innerhalb des Moduls den gesamten zu transportierenden Strom führen muss. Der Ausfall wird registriert und kann somit behoben werden. Jedoch ist es auch möglich den Betrieb über

<sup>90</sup>SCFM...Short Circuit Failure Mode



einen längeren Zeitraum mit einem fehlerhaften Modul aufrecht zu erhalten. Dies ist vor allem bei Off-shore Windparks ein entscheidender Vorteil.

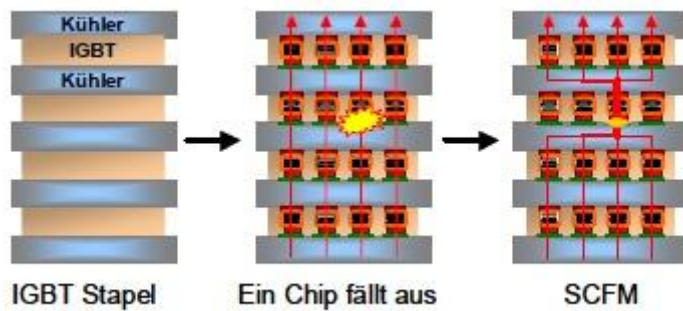


Abbildung 103: Kurzschluss im Fehlerfall (Hanson & Sandeberg, 2005)

Typische Gesamtverfügbarkeit der Konverter einer selbstgeführten HGÜ liegt bei 98,5% (von Sengbusch & Hanson, 2007).

### Räumliche Aufteilung und Platzbedarf

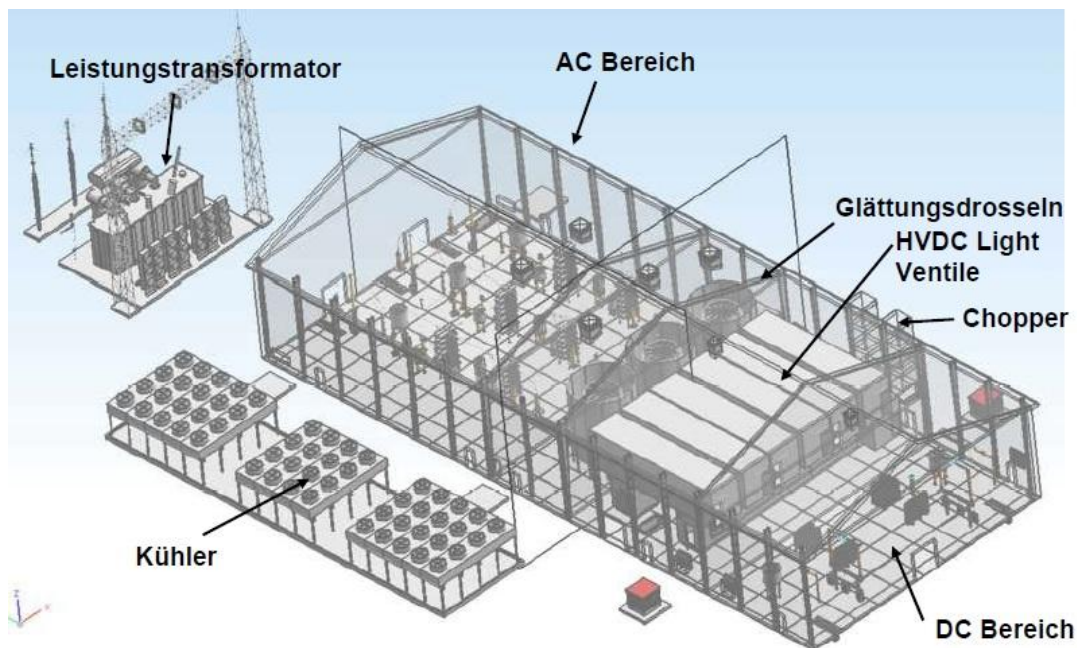


Abbildung 104: HGÜ selbstgeführt (Görner, 2010)



### 9.1.4.3 Level-Konverter

Der Unterschied zwischen den einzelnen Konverter-Typen liegt in der Regelung der Spannungsstufen.

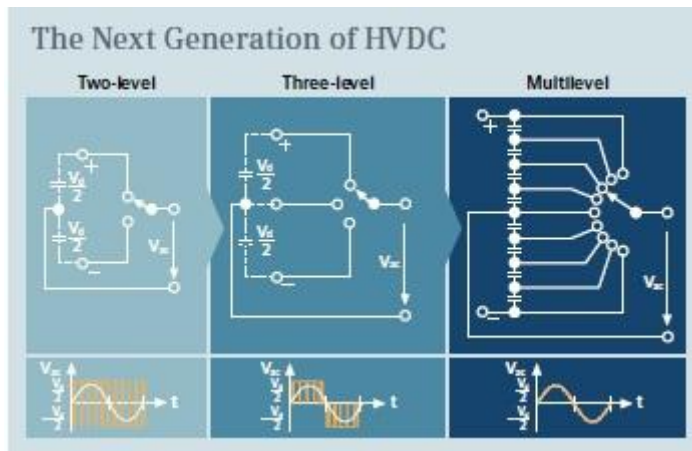


Abbildung 105: Prinzip der Level-Konverter-Typen (Gerdes, 2011)

Nachstehend werden die einzelnen Typen näher erläutert.

#### Two-Level Konverter

Der Two-Level Konverter zeichnen sich durch einfache Topologie sowie durch eine geringe Anzahl an verwendeten Bauteilen aus. Sie sind leicht zu kontrollieren, erfordern aber einen hohen Filteraufwand. Für hohe Spannungen ist eine Serienschaltung von Two-Level Konvertern notwendig. Typische Verluste liegen hier im Bereich von 3% (Rasmussen, 2012).

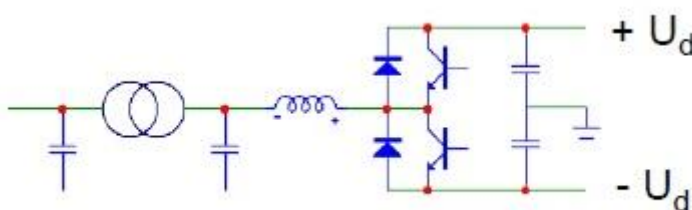


Abbildung 106: Two-Level Konverter (Dickmander, 2012)

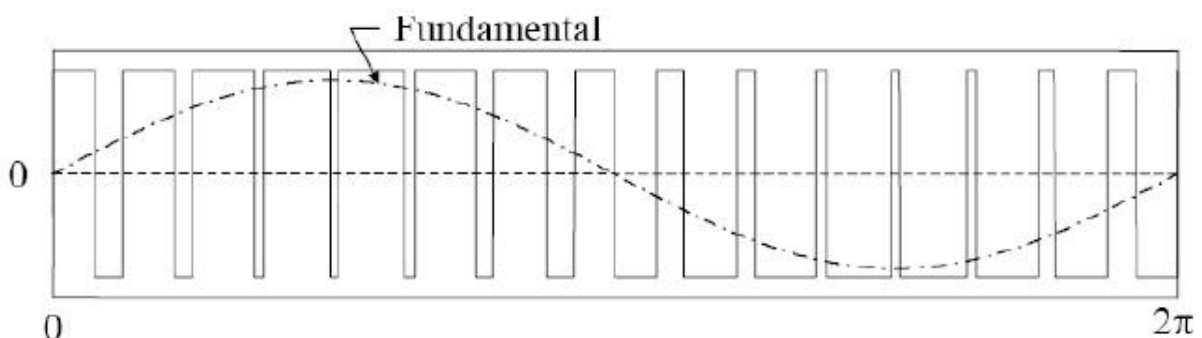


Abbildung 107: Konvertierung eines 2-Level Konverters (Phase-to-neutral voltage) (Dickmander, 2012)

### Three-Level Konverter

Der Three-Level Konverter besitzt drei Spannungsstufen per Phase relativ zum Gleichspannungsmittelpunkt. Dieser Konverter benötigt zwar eine größere Anzahl an Elementen, verursacht aber aufgrund der Reduzierung der Schaltfrequenz weniger Verluste. Es werden weniger Oberwellen produziert und die typischen Verluste liegen im Bereich von 1,7% (Rasmussen, 2012).

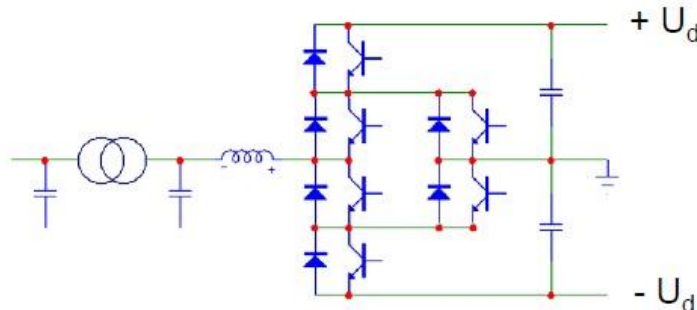


Abbildung 108: Three-Level Konverter (Dickmander, 2012)

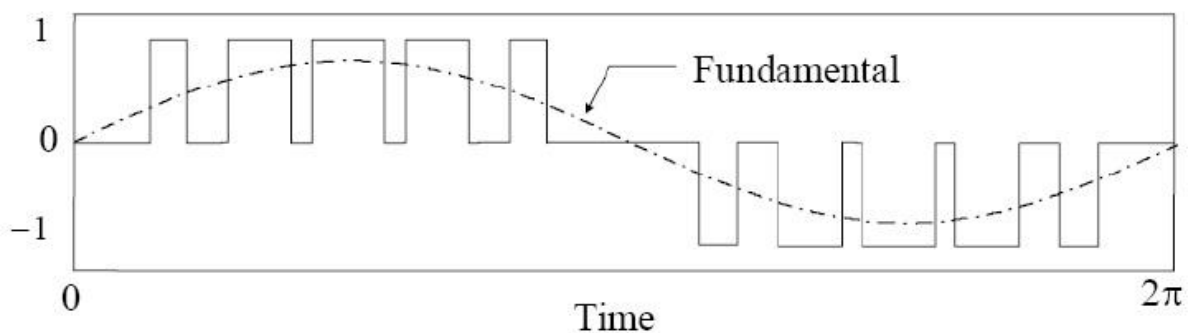


Abbildung 109: Konvertierung eines 3-Level Konverters (phase-to-neutral voltage) (Dickmander, 2012)

Für eine steigende Anzahl an Levels und eine steigende Spannungsamplitude bringt der Einsatz von Two-Level und Three-Level Konverter einige nicht von der Hand zuweisende Nachteile mit sich. So kann neben einer wachsenden Komplexität auch eine elektromagnetische Beeinflussung durch die steigende Anzahl an seriell geschalteten IGBTs entstehen. Für Two-Level und Three-Level Konverter mit seriell verbundenen Schaltelementen einer hohen Spannung, kann der Spannungsausgleich zu einer Herausforderung werden, da in diesem Fall ein simultanes Schalten mehrerer hundert Ventile erforderlich ist. Nachteile sind (Noman, Van Hertem, Zhang, & Nee, 2011):

- Hohe Schaltfrequenzen verursachen hohe Schaltverluste und reduzieren die Effizienz.
- Der Strom durch die Ventile (IGBTs) besitzt eine große Schleife ( $di/dt$ ) und somit kann eine ungewollte elektromagnetische Beeinflussung entstehen.
- Wenn Kurzschlüsse auf der DC-Seite nicht unverzüglich abgeschaltet werden, kann die gespeicherte Energie in den Kondensatoren zu einer Beschädigung der Halbleiter Module führen.

### Modular Multilevel Konverter (M2C)

Im Vergleich zum Two-Level Konverter ist die Schaltfrequenz von Multilevelkonverter um einiges geringer. Durch eine niedrigere Schaltfrequenz ergeben sich auch geringere Verluste. Das Grundelement eines Multilevel Konverters ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Dieses Grundelement besteht aus zwei seriell geschalteten IGBTs und zwei in Serie geschalteten Dioden, welche parallel miteinander verschaltet sind (Allebrod, Hamerski, & Marquardt, 2008).

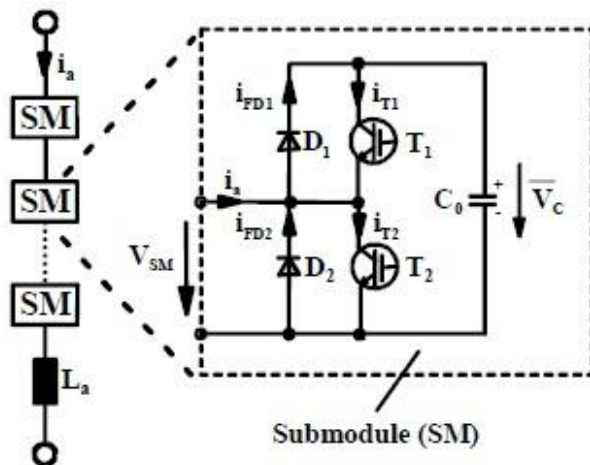


Abbildung 110: Sub-Modul (Allebrod, Hamerski, &amp; Marquardt, 2008)

Der Konverter besteht aus einer frei gewählten Anzahl identischer Module und ist für sehr hohe Spannungen bzw. für einen hohen Spannungsbereich geeignet. Die AC Spannungen und die DC-Spannung  $V_d$  können schnell und simultan über die Schaltzustände der Submodule gesteuert werden.

- Der interne Zweigstrom fließt kontinuierlich und ist nicht zerhackt. Der AC Strom teilt sich gleichmäßig in die zwei Zweige auf und kann durch die Konverter-Steuereinheit kontrolliert werden.
- Es können zusätzlich Drosseln eingebaut werden ( $L_a$  in Abbildung 111), welche keinen störenden Einfluss auf den Normalbetrieb haben, jedoch den AC Strom im Falle eines Kurzschlusses auf der DC-Seite begrenzen.
- Jedes Sub-Modul (SM) hat zwei Anschlüsse was bedeutet, dass der Kondensator auf der DC-Seite ( $C_0$ ) keine zusätzliche Energie benötigt.

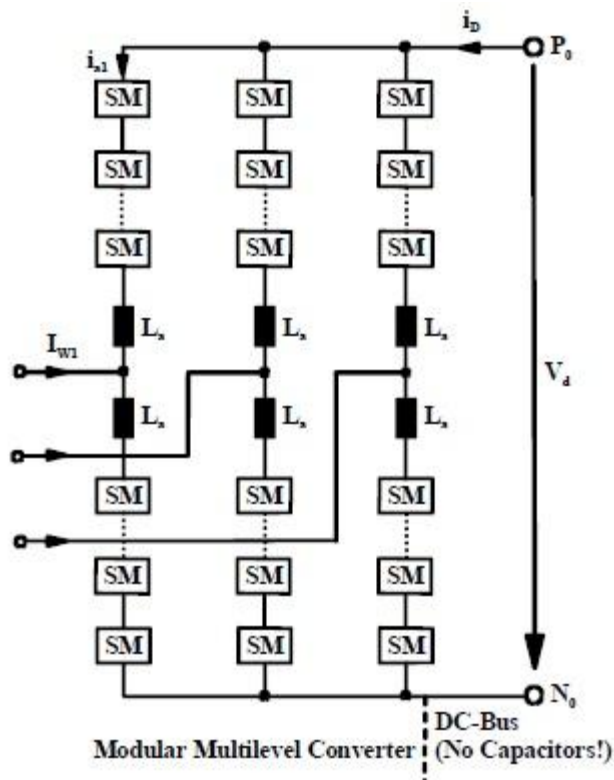


Abbildung 111: HGÜ mit einem modularen Multilevel Konverter (Allebrod, Hamerski, &amp; Marquardt, 2008)

#### 9.1.4.4 Kurzschlussproblematik

Obwohl die DC-Übertragung mehrere Vorteile wie beispielsweise blindleistungsfreie Übertragung und keine Einschränkungen in der Übertragungslänge aufweist, hat sich historisch gesehen die Wechselspannung von Westinghouse und nicht die Gleichspannung von Edison zum Transport elektrischer Energie durchgesetzt. Gründe hierfür liegen in der einfacheren Kontrolle und Transformierbarkeit der Spannung sowie der Verfügbarkeit von Schutzausrüstung. Dennoch wurde die DC-Übertragung für große Leistungen, weite Distanzen und Versorgung von Inseln bereits seit den 1950ern (Gotland, Schweden (Rasmussen, 2012)) verwendet.

Nachdem die Problematik der Konverterstationen durch die Entwicklung der Leistungselektronik weitgehend entschärft wurde, stellen der Schutz und das Schalten großer DC-Spannungen neue Herausforderungen dar (Meyer, Kowal, & De Doncker, 2005).

Bei Wechselspannung werden Vakuum oder SF<sub>6</sub>-gefüllte Leistungsschalter zum Löschen eines Lichtbogens verwendet. Zusätzlich ermöglicht der Nulldurchgang der Wechselspannung ein einfaches Abschalten durch Leistungsschalter.

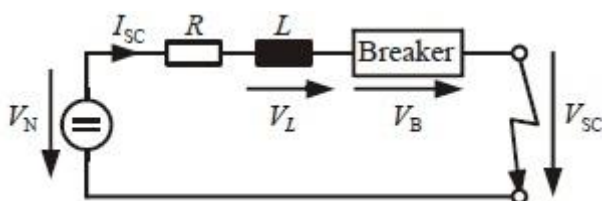


Abbildung 112: Kurzschluss eines DC-Kreises (Meyer, Kowal, & De Doncker, 2005)

Bei Gleichspannungssystemen ist zu beachten, dass es keinen Nulldurchgang gibt und somit die herkömmliche Leistungsschaltertechnologie keine Anwendung findet. Es sind derzeit jedoch Entwicklungen im Gange, um auch das Abschalten von Gleichspannung möglich zu machen.

#### 9.1.4.5 Halbbrücke vs. Vollbrücke

Grundsätzlich kann ein Multi-level Konverter aus Halbbrücken-Modulen oder Vollbrücken-Modulen aufgebaut werden. Betrieblich gesehen ergeben sich keine markanten Unterschiede. Mit beiden Varianten ist es möglich, die Leistungsflussrichtung umzukehren, beide benötigen einen hohen Filteraufwand. Modularer Aufbau ist in beiden Fällen ident.

Unterschiede ergeben sich in der Anzahl der Bauteile (Kosten), der Fehlerortung und -identifikation sowie bei Kurzschlüssen und der Netzdynamik.

Die Sicherheit des angedachten Supergrid-Systems stellt eines der Hauptprobleme dar (Noman, Van Hertem, Zhang, & Nee, 2011). Wenn ein Kurzschluss auf der DC-Seite auftritt, so werden die IGBTs über die Steuereinheit blockiert und der Fehlerstrom fließt weiterhin durch die anti-parallelen Dioden über die IGBTs. Falls dieser Fehlerstrom nicht unverzüglich abgeschaltet werden kann, entlädt sich die gespeicherte Energie der DC-Leitung durch extrem hohe Ströme, welche zur Beschädigung der Halbleiterelemente führen kann. Die einzige Limitierung dieses Stromes bildet der Leitungswiderstand der DC-Leitung, welcher aus wirtschaftlichen Gründen im Normalbetrieb so gering wie möglich sein sollte. Eine schnelle Unterbrechung des Kurzschlussstromes ist von essentieller Bedeutung für die Verfügbarkeit des DC-Systems. Derartige DC-Leistungsschalter sind momentan noch nicht verfügbar.

Es besteht die Möglichkeit das DC-System zu schützen, indem bei einem Fehler die Leistungsschalter des AC-Systems betätigt werden. Dies zieht aber vor allem Probleme im vermaschten DC-System, welches für ein künftiges Supergrid notwendig wäre, nach sich.

#### Halbbrücke

Die Halbbrückenschaltung wird am häufigsten in modularen Multilevelkonvertern (M2C) eingesetzt. Beim Einsatz in einem vermaschten DC-Netz (Supergrid) müssen jedoch Leistungsschalter verwendet werden, die einen eventuellen Fehler beheben können. Eine Abschaltung des DC-seitigen Fehlers durch die Leistungsschalter des AC-Systems würde lange Wiederinstandsetzungszeiten bean-

spruchen. Die DC-Leistungsschalter müssten um einiges schneller auf Fehler reagieren als die AC-Leistungsschalter, um Schäden an den Halbleiterelementen zu vermeiden. Leistungsschalter mit den notwendigen Eigenschaften sind momentan noch nicht erprobt und somit auch noch nicht verfügbar (Noman, Van Hertem, Zhang, & Nee, 2011). Eine potentielle Möglichkeit würden eine IGBT-basierte Lösung mit Varistoren bieten (Meyer, Kowal, & De Doncker, 2005). Die Kosten für solch eine Technologie würden rund 20% der Kosten der gesamten Konverterstation betragen. Die Verluste einer HGÜ-Station mit M2C-Technologie können mit rund 1% beziffert werden. Geringe Kosten und niedrige Verluste machen HGÜ-Stationen basierend auf Halbbrückentechnologie attraktiv.

### Vollbrücke

Durch den Einsatz von Vollbrücken anstatt Halbbrücken in Konverterstationen wird die Problematik eines DC-seitigen Kurzschlusses entschärft. Vollbrücken haben die Fähigkeit, Strompfade in jede Richtung durch das Aufprägen einer bestimmten Polarität der Brückenspannung abzuschalten. Die zusätzlichen Schaltmöglichkeiten, welche sich gegenüber einer Halbbrücke ergeben, sind im normalen Betrieb von untergeordneter Wichtigkeit.

Einen Nachteil bilden die Verluste, welche durch den doppelten Einsatz an Halbleiterbauelementen gegenüber einer Halbbrücke auch doppelt so hoch sind. Auch die Anschaffungskosten steigen durch den erhöhten Bauteilaufwand.

Der gemischte beziehungsweise der gemeinsame Einsatz beider Stromrichtertypen ist prinzipiell möglich. Jedoch bewirkt das unterschiedliche Verhalten der Stromrichter, insbesondere bei Netzfehlern einen Einfluss auf das Schutzsystem des Netzes (selektive Fehlererkennung, System-Restart).

Damit der Vorteil einer schnellen Fehlererkennung einer Vollbrücke auch in einem Multiterminal-System wirksam ist, müssen alle Konverterstationen über die Fähigkeit, Fehlerströme abzuschalten, verfügen. Dies kann über Vollbrücken oder über Halbbrücken mit schnellen DC-Leistungsschaltern erreicht werden.

## 9.1.5 Zwei-Punkt-Leitung und Multiterminal

### 9.1.5.1 Back-to-Back (B2B)

Back-to-Back Systeme, auch als HGÜ-Kurzkopplung bezeichnet, sind im Wesentlichen Zwei-Punkt-Anwendungen, bei denen die Konverterstationen nebeneinander stehen. Aufgrund der geringen Distanzen befinden sich meist beide Konverterstationen in einem Gebäude. Damit die Verbindungsleitungen auch möglichst gering ausgeführt werden können, wird versucht die Zwischenkreisspannung klein zu halten. Ziel dieser Konstruktion ist der Ausgleich von asynchronen Frequenzen verschiedener Systeme. Beispielhaft kann an dieser Stelle das Nordamerikanische Verteilnetz genannt werden (Bahrman, HVDC Technologies - The Right Fit for the Application, 2002). In diesem Verteilnetz werden fünf verschiedene asynchrone Systeme beginnend in Kanada über USA bis nach Mexiko mittels HGÜ verbunden. Bei einer B2B Verbindung können sowohl selbstgeführte, als auch netzgeführte Technologien eingesetzt werden. Der Unterschied liegt in der Höhe der übertragbaren Leistung.

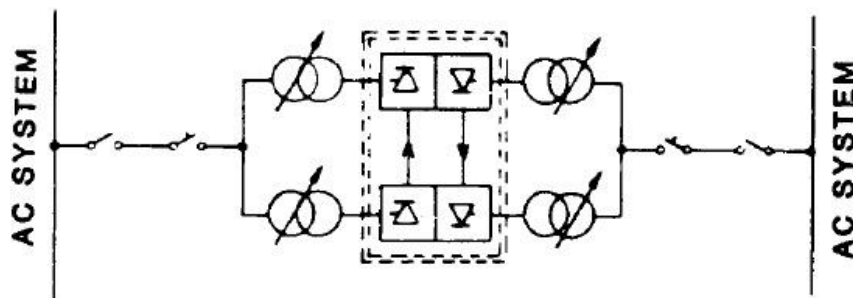


Abbildung 113: Back-to-Back System (Melvold & Long, 1989)



### 9.1.5.2 Zwei-Punkt-Leitung

Die Zwei-Punkt-Leitung wird dazu verwendet, große Mengen an Energie über weite Distanzen verlustarm zu transportieren. Auch die Anbindung von Inseln an das Festlandnetz ist mittels HGÜ möglich. Die Frequenz des Erzeugungs- und des Lastzentrums werden durch den Einsatz der HGÜ voneinander unabhängig, was zwar ein Vorteil ist, jedoch in diesem Fall aber eine untergeordnete Rolle spielt. Hier geht es vor allem um die energetische Verbindung zwischen Erzeugungs- und Lastzentrum. Bei solch einer Konstellation ist die Energieflussrichtung immer gleich. Auch hier können wieder selbstgeführte und netzgeführte HGÜs eingesetzt werden.

### 9.1.5.3 Multiterminal

Im Allgemeinen wird bereits von einem Multiterminal-Netz gesprochen, wenn mehr als zwei Konverterstationen miteinander verbunden sind, egal ob sie ein vermaschtes oder radiales System bilden. Jede Konverterstation ist mit einem AC-Netz verbunden, um die Wirk- und Blindleistungskontrolle aufrechterhalten zu können. Im Normalbetrieb sollte die DC-Spannung über 80% der Nominalspannung des DC-Systems liegen (Häfner & Jacobson, 2011). Die Ursache ist darin zu finden, dass bei zu niedriger DC-Spannung dies einen Verlust der Steuerbarkeit der Konverterstationen nach sich ziehen kann. Folgen daraus wären ein möglicher Spannungseinbruch im DC-Netz, erhöhte Spannungsbelastung der Konverterstationen, bis hin zur Beeinflussung des AC-Netzes. Für ein DC-Netz, welches mit Kabeln verbunden ist, muss eine Lokalisierung und in weiterer Folge eine Behebung des Fehlers rasch erfolgen, damit keine Beeinträchtigung der Konverterstation entsteht.

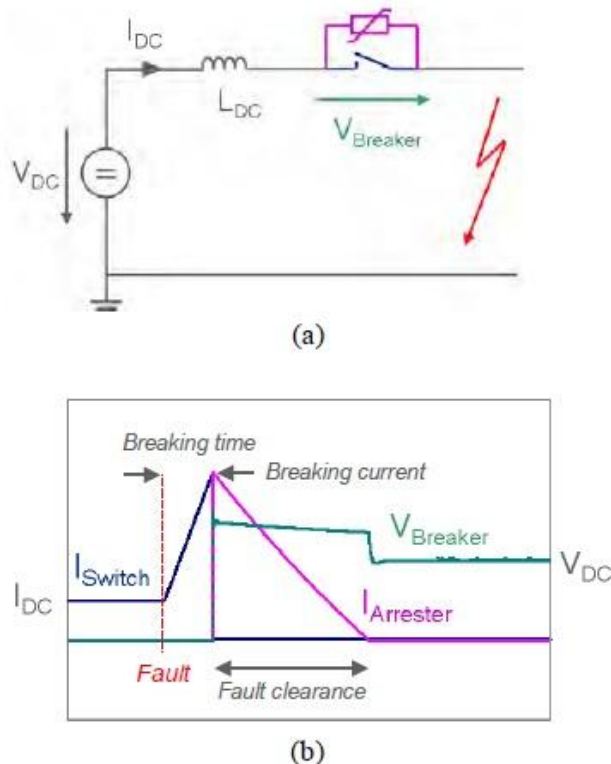


Abbildung 114: Prinzipschaltung eines DC-Leistungsschalters in einem DC-Netz (Häfner & Jacobson, 2011)

In Abbildung 114 ist das Prinzip eines DC-Leistungsschalters dargestellt: In (b) ist zu sehen, dass mit Fehlereintritt der Strom zu steigen beginnt. Wenn nun der Schalter geöffnet wird, sinkt der Strom ab, da dieser auf den Zweig des Ableiters kommutiert wird. Der Fehlerstrom im Ableiter verursacht eine Gegenspannung über die DC-Spule, welche den Fehlerstrom auf null reduziert.

Die Fehlerbehebungszeit besteht aus zwei Abschnitten. Zum einen die Fehlerstromanstiegszeit und zum anderen die Löszeit. Beide Zeiten sind ausschlaggebend für die Kosten der Dimensionierung des DC-Leistungsschalters und die DC-Spule. Nach (Häfner & Jacobson, 2011) wird daran gearbeitet,

möglichst bald sichere und nahezu verlustlose DC-Leistungsschalter auf der Basis von Hybrid DC-Leistungsschaltern bis 320kV zur Einsatzreife zu bringen. Die Verwendung eines DC-Leistungsschalters wäre bei der Realisierung eines Multiterminal-Systems auf Halbbrückenbasis notwendig. Durch den Einsatz von Vollbrücken kann eine DC-seitige Abschaltung auch ohne Leistungsschalter erfolgen. Faktum ist, dass momentan noch kein Multiterminal-System existiert, welches nicht eindeutige Quellen und Senken definiert. Mittels intensiver Forschung und Entwicklung wird derzeit von den führenden Firmen versucht dieses Problem in den Griff zu bekommen. Als erfolgreiche Beispiele für Multiterminal-Anwendungen, wo Quellen und Senken eindeutig definiert sind, können folgende Projekte genannt werden:

- Verbindung Sardinien-Korsika-Italien (SACOI)
- Pacific Intertie in den USA
- Verbindung Hydro Quebec- New England (Kanada/USA)

### 9.1.6 Zuverlässigkeit

Der Ausfall einer HGÜ-Strecke bedeutet nicht unmittelbar eine Versorgungsunterbrechung des Kunden, da dieser von dem zwischengelagerten Drehstromsystem gespeist wird. Die Kenngrößen SAIFI<sup>91</sup>, CAIDI<sup>92</sup> und SAIDI<sup>93</sup> sind kundenspezifische Parameter und können somit nicht zur Beurteilung der Zuverlässigkeit der HGÜ herangezogen werden. Dies hat zur Folge, dass die HGÜ selbst als Element des Übertragungssystems beurteilt und somit die „Badewannenkurve“ zur Charakterisierung herangezogen wird. Diese besagt, dass sich nach der Inbetriebnahme ein stabiler Zustand mit hoher Zuverlässigkeit einstellen wird. Dieser Zustand wird solange aufrechterhalten, bis die Ausfallsrate durch Alterung zu steigen beginnt. Es kann damit gerechnet werden, dass bei einer funktionstüchtigen HGÜ-Strecke Ausfälle relativ selten auftreten. Die HGÜ wird zum Transport großer Energiemengen von Erzeugungszentren hin zu großen Lastzentren eingesetzt. Tritt ein Fehler in der HGÜ auf, so ist der Einfluss auf das speisende bzw. abnehmende Drehstromsystem zu betrachten.

### 9.1.7 Vergleich der HGÜ-Entwicklungen

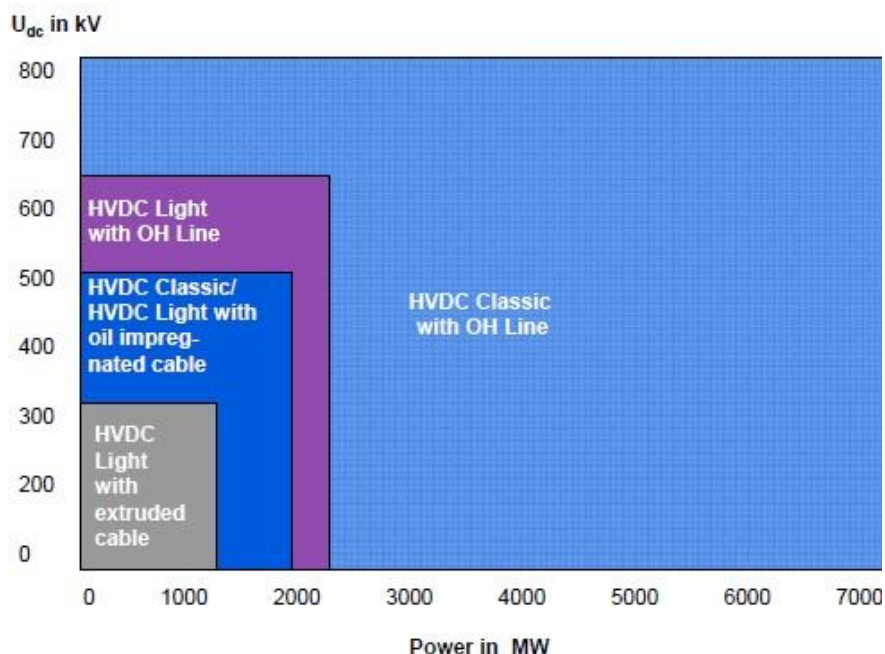


Abbildung 115: Einsatzbereiche der HGÜ-Technik (Bahrman, HVDC Transmission, An economical complement to ac transmission, 2009)

<sup>91</sup>SAIFI...Unterbrechungshäufigkeit (1/a)

<sup>92</sup>CAIDI...Unterbrechungsdauer (min)

<sup>93</sup>SAIDI...Nichtverfügbarkeit (min/a)

Tabelle 32: Vergleich der HGÜ-Technologien

	HVDC netzgeführt	HVDC selbstgeführt
Umrichter	thyristorbasiert	transistorbasiert (IGBT)
relative Größe	4	1
Kabeltechnik	Öl-Masseimprägniert	Extrudierte VPE-Kabel
	Vor-Ort-Vermuffung (5 Tage)	Vorgefertigte Muffe (1 Tag)
Stat. Blindleistungsbereitstellung	möglich	möglich
Dynamische Blindleistungsbereitstellung	nicht möglich	möglich
Unabhängige Einstellung von Wirk- und Blindleistung	nicht möglich	möglich
Planmäßige Wartung	Typisch <1%	Typisch < 0,5%
Typische Systemverluste	2,5-4,5%	4-6%
Multiterminal-Betrieb	Komplex, max. 3 Terminals	Einfach, keine Begrenzung

### 9.1.8 Aufbau einer DC-Übertragungsleitung

Für die Übertragung von Gleichspannung werden zurzeit Freileitungen sowie Erd- und Seekabel eingesetzt. Es ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die Freileitung aufgrund ihrer technischen Vorzüge (Kühlung, nicht erforderliche Durchgrabungsrechte...) am häufigsten eingesetzt wird. Kabel werden vorwiegend als Seekabel ausgeführt. Eine Übertragung mittels GIL<sup>94</sup> ist momentan noch nicht verfügbar.

Der Aufbau eines HGÜ-Systems unterscheidet sich zwar in einigen Punkten von dem eines Drehstromsystems (Leiterzahl, Konverterstationen...), jedoch gelten auch hier die gleichen Rahmenbedingungen in Bezug auf mechanische Stabilität (Eislast, Windlast...). Ein mechanisches Gebrechen von Elementen führt in der Regel zu langen Ausfallszeiten und kann somit zu Lieferengpässen und kostspieligen Vertragsverletzungen führen.

#### 9.1.8.1 Seilbelegung

Der Querschnitt eines Leiterseils kann aufgrund der fehlenden Stromverdrängungseffekte bzw. des Fernbleibens der daraus resultierenden Verluste stärker ausgeführt werden. Durch das Gewicht eines Leitersystems sind neben den elektrischen Eigenschaften auch die mechanischen Probleme zu berücksichtigen. Bei der Wahl der Leiterstärke bzw. bei dessen Anordnungen (Bündelleiter) spielen die Koronaverluste und die Grenzwerte für die Koronaerscheinungen eine wichtige Rolle.

#### 9.1.8.2 Mastbilder

Der mechanische Aufbau der Mastformen und auch die Ausführung des Fundaments haben den mechanischen Lasten standzuhalten. Ein Ausfall durch Mastbruch hat sowohl technische als auch enorme wirtschaftliche Auswirkungen.

Ein konstruktiver Unterschied der Masten im Vergleich zu AC-Systemen ergibt sich durch die Ersparnis eines Leiterseiles (bipolarer Betrieb). Falls der Betrieb der HGÜ nur einpolig erfolgt, was nicht dem Regelfall entspricht, werden sogar zwei Leiterseile eingespart.

<sup>94</sup>GIL...Gasisolierte Leitung

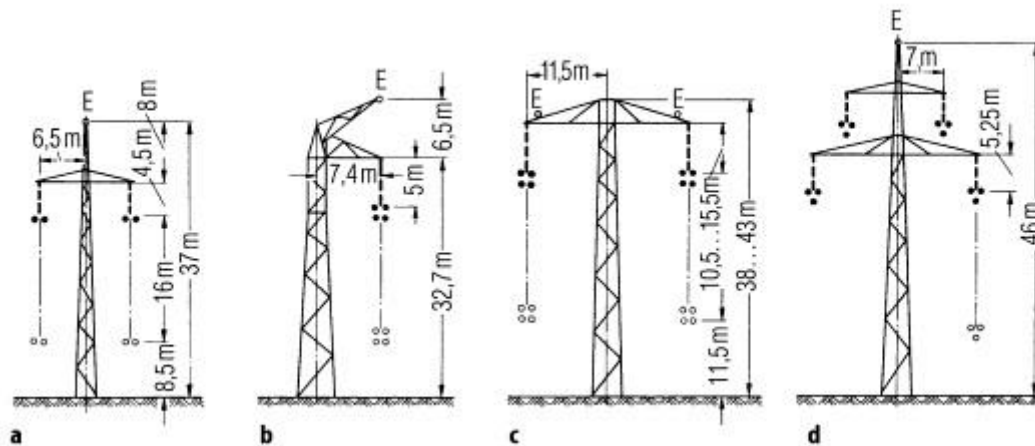


Abbildung 116: HGÜ-Freileitungen (Oeding & Oswald, 2011)

- a)..... $\pm 400\text{kV}$ -Einfachleitung (bipolare Leitung)
- b)..... $533\text{kV}$ -Leitung (monopolare Leitung)  $I_d=3300\text{A}$
- c)..... $750\text{kV}$ -Einfachleitung (bipolare Leitung)
- d)..... $\pm 400\text{kV}$ -Doppelleitung

Je nach dem Geländezug und abhängig von der Spannweite werden unterschiedliche Mastformen eingesetzt. Während bei einer niedrigen Bauweise die Leitungen nebeneinander angeordnet werden und somit eine hohe Trassenbreite erfordern, werden bei einer schmalen Bauweise die Leitungen übereinander angebracht. Dies hat zwar einen höheren Trassennutzungsgrad zur Folge, jedoch werden die Mastformen höher.

#### 9.1.8.3 Isolatoren und Armaturen

Die Isolatoren und Armaturen sind einer doppelten Belastung ausgesetzt. Neben der Aufgabe der elektrischen Isolation des Leiterseils gegenüber dem Mast haben die Isolatoren und Armaturen auch den mechanischen Bedingungen standzuhalten. Weiters spielt bei der DC-Übertragung auch die Verschmutzung eine größere Rolle, da sie für Ablagerungen an der Isolatoroberfläche und somit für die erhöhten Kriechströme verantwortlich ist. Diese können das Isolationsvermögen des Isolators dermaßen herabsetzen, sodass es zu Überschlägen kommen kann. Verwendet werden hier Porzellanisolatoren mit einer speziellen Beschichtung, welche eine Entfernung der Schmutzpartikel durch Regen und Wind ermöglicht.

#### 9.1.8.4 Mechanische Lasten

Sämtliche Komponenten sind auf die auftretenden mechanischen Lasten auszulegen und zu dimensionieren. Diese mechanischen Lasten, bestehend aus Eigengewicht und zusätzlichen Lasten wie Eis- und Windlast, müssen von den Komponenten getragen werden.

Es ist zu berücksichtigen, dass das Gewicht bei diesen Baugrößen und Bauformen relativ schnell den zweistelligen Tonnenbereich überschreitet.

### 9.1.9 Vor- und Nachteile der DC-Übertragung

Tabelle 33: Vor- und Nachteile der DC-Übertragung

Vorteile	Nachteile
Größerer Trassennutzungsgrad als bei vergleichbaren AC-Systemen. Dies ist auch ein Grund dafür, warum die Umweltauswirkungen und die Baukosten geringer sind.	Keine direkte Transformation der Gleichspannung möglich.
Leiter kann bis zur thermischen Grenze ausgenutzt werden.	Hohe Kosten der Stromrichterstationen
Auch bei langen Übertragungsleitungen keine Stabilitätsprobleme	Komplexität der Stromrichtersteuerung
Einfacher Aufbau der Übertragungsleitung, da nur zwei Leiter für die Übertragung benötigt werden.	Notwendigkeit von Filtern in den Umrichterstationen (netzgeführt). Bei selbstgeführten Umrichterstationen ist der Filteraufwand minimal.
Beim Ausfall einer Phase kann ein bipolares Übertragungssystem monopolar betrieben werden.	Bei der netzgeführten HGÜ wird ein aktives AC-Netz benötigt, welches ständig Blindleistung zur Verfügung stellt. Selbstgeführte HGÜ-Systeme haben diese Anforderung nicht
Es wird ausschließlich Wirkleistung übertragen, daher sind auch keine Kompensationsstationen notwendig.	Gleichstromleistungsschalter, welche in Multiterminal-Systemen Anwendung finden, sind aufwendig herzustellen, da der Strom keinen Nulldurchgang besitzt.
Zusammenschluss nicht synchroner Netze	Ein zusätzlicher Abzweig an einer HGÜ-Station ist nur mit großem/kostspieligem Aufwand möglich.
Schnelle Regelung des Lastflusses über Stromrichterventile	Bei netzgeführten HGÜs ist eine Lastflussumkehr nur durch Umpolung der Spannung möglich, was aufgrund von Raumladungseffekten den Einsatz von VPE-Kabeln ausschließt. Bei selbstgeführten HGÜs wird eine Lastflussumkehr über eine Umkehr der Stromrichtung und nicht durch eine Spannungsumpolung realisiert. Was den Einsatz von VPE-Kabeln ermöglicht.
Schnelle Stromregelung auch im Fehlerfall	Hohe Gleichfelder begünstigen die Verschmutzung von Isolator- und Durchführungsoberflächen
Bei einem Parallelbetrieb eines AC- und eines DC-Systems, kann die HGÜ die Stabilität des Drehstromnetzes durch Leistungsregelung stützen.	
Kein Stromverdrängungseffekt und keine dielektrischen Verluste	
Koronaverluste und Funkstörungen sind, besonders bei schlechten Wetterverhältnissen, geringer als bei vergleichbaren AC-Systemen	
Kleinerer Übertragungsverlustbelag als bei vergleichbaren AC-Systemen	
Generell kann der Grenzwert für die magnetische Feldstärke leichter eingehalten werden als dies bei niederfrequenten (50Hz) Magnetfeldern der Fall ist.	
Lange Seekabelübertragungen möglich	
DC-Kabel können mit einer dünneren Isolierwanddicke als vergleichbare AC-Kabel ausgeführt sein. Dies gilt sowohl bei einer VPE-Isolierung als auch bei einer Isolierung mit imprägniertem Papier.	
Abtransport von alternativ erzeugter elektrischer Energie mit variabler Frequenz und gleichzeitiger Entkopplung der Windgeneratoren vom Drehstromnetz	



## 9.2 Weitere Kriterien für die DC-Übertragung

Die Realisierung des Energietransports über DC-Übertragungssysteme hat verschiedene Auswirkungen auf die Umwelt und die Menschen in ihrer Umgebung. Neben gesundheitlichen Fragestellungen gewinnen auch immer mehr der ästhetische Eindruck und die Akzeptanz bei der Bevölkerung an Bedeutung. Diese Problemstellungen müssen bereits in der Planungsphase sorgfältig untersucht und in der Bauphase berücksichtigt werden.

### 9.2.1 Elektromagnetische Verträglichkeit

1998 wurden von der ICNIRP<sup>95</sup> internationale Empfehlungen bezüglich der elektromagnetischen Wirkung auf den Menschen, wie beispielsweise der Temperaturanstieg im Gewebe während der Exposition in elektromagnetischen Feldern, veröffentlicht. In elektrischen Energieübertragungssystemen können statische und niederfrequente elektrische und magnetische Felder noch getrennt voneinander betrachtet werden. Die Wirkung von Feldern auf den menschlichen Organismus ist stark abhängig von der Frequenz. Da es sich bei der HGÜ um statische Felder handelt, steht die reine Kraftwirkung im Vordergrund wie beispielsweise die Bewegung von Härchen. Bei Feldern bis 30kHz tritt eine Reizwirkung auf, und bei hochfrequenten Feldern, welche sich im Bereich von 30kHz bis 300GHz bewegen, kommt es durch Energieabsorption zu einer Temperaturerhöhung (May, 2005). Weitere Einflussparameter neben der Frequenz sind die Körpergröße, die Ausrichtung zum Feld und die Erdung.

#### 9.2.1.1 Elektrisches Gleichfeld

Ein elektrisches Gleichfeld wird immer hervorgerufen, sobald elektrische Ladungen getrennt sind. Von einem Feld wird dann gesprochen, wenn sich die Ladungen nicht mehr ausgleichen können, wenn also kein elektrischer Strom fließt. Im Fall der HGÜ wird die Höhe des elektrischen Gleichfeldes beziehungsweise der elektrischen Feldstärke in der Umgebung von Gleichspannungsfreileitungen im Wesentlichen von der Höhe der Nennspannung bestimmt. Jedoch gibt es auch noch weitere Einflussparameter, wie den Abstand vom Leiterseil zum Erdboden oder die Geländeform. Die Höhe des elektrischen Gleichfeldes nimmt quadratisch mit dem Abstand zum Leiterseil ab. Auch werden elektrische Felder von Häusern, Bäumen und dergleichen gut geschirmt. Eine biologische Wirkung auf den menschlichen Organismus ist nicht von der Hand zu weisen, auch wenn dieser gering ist und nur bei hohen Feldstärken auftritt. Die Wirkung des elektrischen Feldes ruft im Körper eine Ladungsumverteilung hervor und kann in etwa ab 1kV/m durch Haarbewegungen wahrgenommen werden. Der Einfluss auf den Menschen ist individuell sehr unterschiedlich ausgeprägt. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass der Mensch oft selbst sehr hohe Feldstärken durch Reibung und Bewegung erzeugen kann. Diese Feldstärken machen sich oft in Form von Funkenentladungen bemerkbar. Die ICNIRP hat im Bereich von 0 bis 1Hz, dies beinhaltet auch den Gleichspannungsbereich, keine Grenzwerte angegeben. Dieser Empfehlung hat sich auch die Europäische Union angeschlossen und keine Grenzwerte für elektrische Gleichfelder festgelegt. In Deutschland wurden hingegen Expositionsgrenzwerte mit 30kV/m festgelegt (Bundesministerium für Arbeit und Soziales, 2011).

---

<sup>95</sup>ICNIRP...International Commission on non-Ionizing Radiation Protection

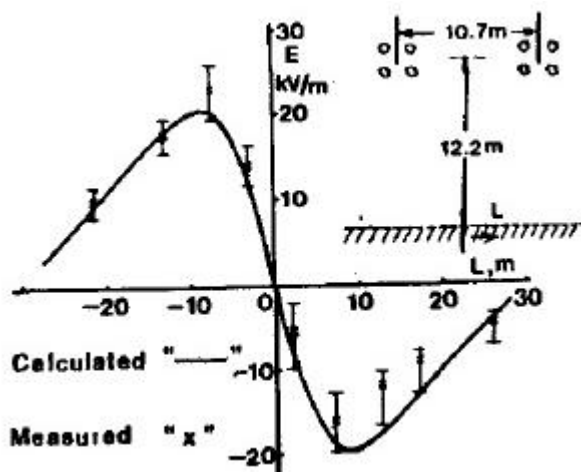


Abbildung 117: Verlauf eines statischen elektrischen Feldes (Oin , Sheng, Yan, & Gela, 1988)

In voranstehendem Diagramm ist der Verlauf des statischen elektrischen Feldes einer  $\pm 400\text{kV}$  bipolaren HGÜ über die Distanz zu sehen.

Die Schirmung des elektrischen Feldes wird beispielhaft an einem Faraday'schen Käfig demonstriert. Auch ein Kraftfahrzeug (mit metallischer Karosserie) kann als Faraday'scher Käfig angesehen werden. Wird es von einem Blitz getroffen, dann wird der Innenraum des Kraftfahrzeugs aufgrund der Influenz feldfrei und der Insasse somit geschützt. In einem Faraday'schen Käfig existiert kein elektrisches Feld.

### 9.2.1.2 Magnetisches Gleichfeld

Ein magnetisches Feld entsteht immer dort, wo elektrische Ladung bewegt wird. Das magnetische Gleichfeld, welches einen elektrischen Leiter umgibt, ist von der Höhe des Stromes abhängig, der in diesem fließt. Das magnetische Feld ist radialsymmetrisch und proportional zur Höhe des fließenden Stromes. Mit zunehmender Entfernung vom Leiter nimmt die magnetische Feldstärke ab. Da der menschliche Körper nicht magnetisch ist, wird dieser ungehindert von den magnetischen Feldlinien durchdrungen.

Das Magnetfeld kann jedoch wirksam werden, sobald elektrische Ladungen in im Körper bewegt werden. In den Blutgefäßen bewegen sich positiv und negativ geladene Teilchen, welche durch das stationäre Magnetfeld beeinflusst werden. Im Herzen ist die Strömungsgeschwindigkeit am größten, daher kommt es auch hier bereits bei einer Feldstärke von  $>300\text{mT}$  (Eder, 2007) zu ersten Veränderungen im EKG. Im Gegensatz zum elektrischen Feld gibt es beim magnetischen Feld sehr wohl Grenzwertempfehlungen. Wobei die ICNIRP als Grenzwert  $40000\mu\text{T}$  festlegt, während dies von der DIN VDE auf  $21220\mu\text{T}$  herabgesetzt wird. Diese Werte sind für die Allgemeinbevölkerung gültig. Für beruflich exponierte Personen werden die Grenzwerte höher angesetzt.

Die Schirmung eines Magnetfeldes kann nur sehr schwer bewerkstelligt werden. Eine mögliche Option bieten ferromagnetische Materialien mit hoher Permeabilität, die jedoch sehr kostenintensiv sind. Die effektivste Möglichkeit zur Magnetfeldreduktion ist daher durch die geometrische Anordnung der Leiter beziehungsweise eines entsprechenden Abstandes gegeben.

In Abbildung 118 ist die magnetische Feldstärke für die Übertragungssysteme:

- GIL
- Kabel (VPE, ausgekreuzt)
- Freileitung

für ein  $400\text{kV}$  Netz mit  $2 \times 1\text{ GW}$  zu sehen. Kabel und GIL wurden jeweils in einem Meter Tiefe eingelegt.

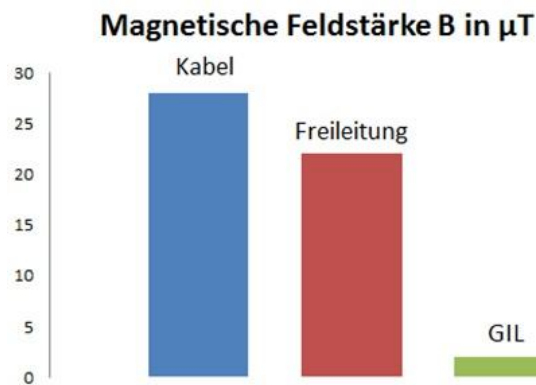


Abbildung 118: Vergleich der magnetischen Feldstärke bei verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten. Daten von (Siemens AG, 2011)

### 9.2.1.3 Lärmentwicklung

Bei der Beurteilung der Lärmentwicklung muss eine getrennte Betrachtung der einzelnen Übertragungsmöglichkeiten erfolgen. So werden beispielsweise Kabel- und GIL-Systeme in der Regel im Erdreich vergraben, wodurch eine Geräuschentwicklung nicht wahrgenommen werden kann.

Freileitungen werden frei hängend in der Luft montiert und besitzen somit eine hörbare Geräuschemission.

Die Geräuschemission wird durch Koronaentladungen verursacht. Einfluss auf die Höhe der Entladungen haben nach (Kornhuber, 2005):

- Witterungsbedingungen (Schneefall, Regen, Nebel, Nieselregen, trockenes Wetter)
- Oberflächenbeschaffenheit der Freileitung (Kratzer)
- Seil-, Leiterfett und Sand
- Leitergeometrie (Einzelleiter oder Bündelleiter)
- Spitzen und Grate
- Schlechte Kontakte

Diese Koronaentladungen erzeugen Schallwellen, deren Intensität von Beschädigungen und Verschmutzungen an der Leiterseiloberfläche abhängen. Des Weiteren ist die Koronaentladung noch von der Höhe der angelegten Spannung abhängig. Im Gegensatz zur Wechselspannung, wo die Koronaentladungen nur im Bereich der Spannungsspitzen auftreten, ergibt sich bei DC nach Überschreiten der Koronaeinsatzspannung eine kontinuierliche Koronaentladung. Neben der Geräuschentwicklung ist die Koronaentladung auch noch für Funkstörungen verantwortlich.

Ein weiterer Faktor für Koronaverluste bei Gleichspannungsfreileitungen ist die Windgeschwindigkeit. Durch den Wind werden Ladungsträger aus der Raumladungszone um den Leiter entfernt und müssen unter erhöhtem Ladungstrennungsaufwand ersetzt werden, welcher wiederum die Koronaverluste erhöht. Es darf nicht außer Acht gelassen werden, dass eine erhöhte Windgeschwindigkeit auch die Leitung kühlt und somit für eine erhöhte Übertragungskapazität sorgt.

### 9.2.2 Ökologische Aspekte

Prinzipiell hängen die ökologischen Aspekte von der verwendeten Technologie ab:

- AC oder DC (HGÜ selbstgeführt oder netzgeführt)
- Nennspannungshöhe
- Übertragungsmedium (Freileitung, GIL, Kabel)

#### 9.2.2.1 Erdbewegung

Die Möglichkeit, Kabel und gasisolierte Leitungen einzugraben, bietet zwar den Vorteil das Landschaftsbild zu schonen, jedoch sind auch mehrere Nachteile damit verbunden:

- Trasse muss von tiefwurzelnden Pflanzen freigehalten werden
- Freier Zugang für Instandhaltung und Störungsbehebung
- Grabarbeiten bei Kabelfehlern (Reparaturzeiten)
- Thermische Dimensionierung erforderlich, um gegen Bodenaustrocknung zu schützen
- Kosten sind je nach Gegebenheit, um das zwei bis 10fache höher als bei Freileitungen

### Freileitung

Bei Freileitungssystemen ist die Erdbewegung gegenüber Kabelsystemen und erdverlegter GIL am geringsten. Fundierung der Betonsockel in Abhängigkeit der Spannweiten vorgegeben.

### Kabel

Das Ausmaß der Erdbewegung hängt von der Verlegeart ab, die wiederum von der thermischen Dimensionierung und den Anforderungen für die Minimierung des Magnetfelds vorgegeben werden.

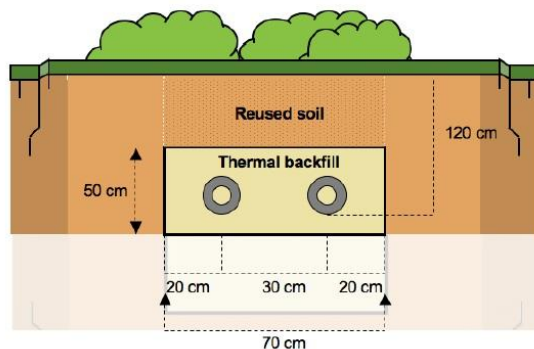


Abbildung 119: Kabelgrabenbreite für  $\pm 320\text{kV}$ , 1GW, bipolar (Europacable, 2011)

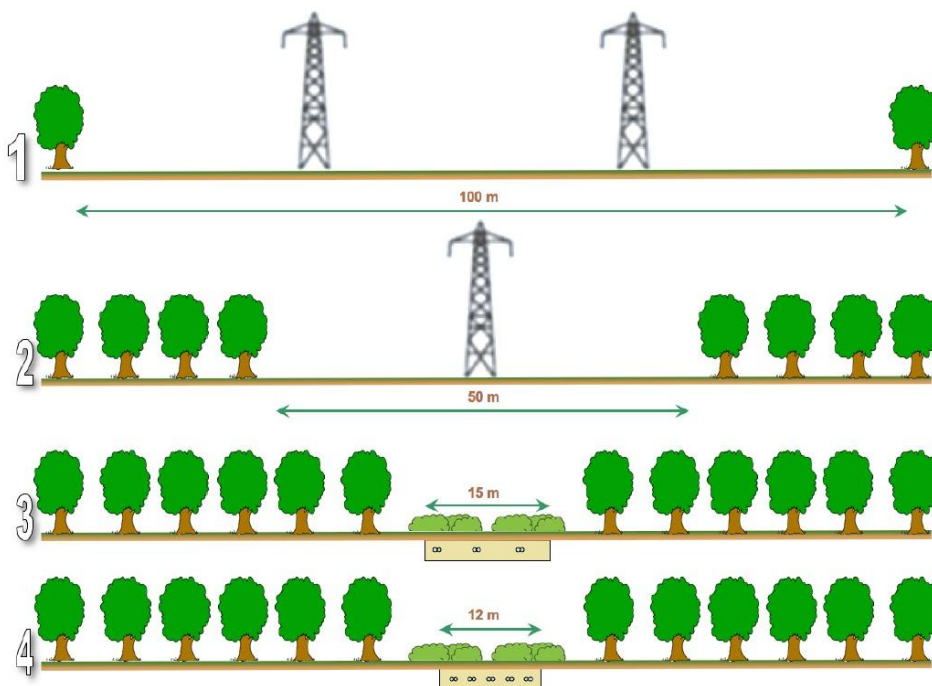


Abbildung 120: Vergleich Freileitung Kabel mit verschiedenen Nennspannungen zur Übertragung von 5GW (Europacable, 2011)

- 1).....Freileitung mit 600kV HGÜ
- 2).....Freileitung mit 800kV HGÜ
- 3).....3 bipolare Öl/Papier Kabel mit 500kV, netzgeführte HGÜ
- 4).....5 bipolare VPE Kabel mit 320kV, selbstgeführte HGÜ

Die Berechnung der Erdbewegung erfolgt für ein bipolares Kabel mit  $\pm 320\text{kV}$  und einer Übertragungsleistung von  $1\text{GW}$ , dargestellt im oberen Bild.

**Tabelle 34: Erdbewegungsdaten Kabelverlegung**

Querschnittsfläche	0,945	$\text{m}^2$
Aushubvolumen	945	$\text{m}^3/\text{km}$
Bettungsmaterial	350	$\text{m}^3/\text{km}$
Füllmaterial (Erde)	595	$\text{m}^3/\text{km}$

Bei dem in Tabelle 34 genannten Aushubvolumen ist zu beachten, dass bei einer Parallelverlegung mehrerer Systeme der Platzbedarf nicht linear sondern überproportional zunimmt. Dies ist durch die Wärmeentwicklung begründet. Das Bettungsmaterial, welches in etwa ein Drittel des Aushubvolumens betragen soll, hat die Aufgabe vor mechanischen Schäden zu schützen und sollte einen möglichst geringen Wärmewiderstand besitzen. Außerdem muss der Aushub von Verbindungsschächten für die Muffen zum Verbinden der einzelnen Teilkabel, welche durch den Straßentransport auf ungefähr  $800\text{m}$  begrenzt sind, beachtet werden.

Im Fall eines Fehlers, sei dies ein Isolationsfehler des Kabelmantels oder Beschädigungen durch Grabungsarbeiten, ist im Falle einer  $(n-1)$  Dimensionierung von einem störungsfreien Betrieb auszugehen.

#### GIL

Bei einer gasisolierten Leitung sind noch keine Referenzwerte bekannt, da eine HGÜ-GIL noch nicht realisiert wurde. Aus bestehenden AC-Anlagen kann ersehen werden, dass mit einem Meter Rohrabstand gerechnet werden kann (Oswald B. , 2005). Bei einem äußeren Rohrdurchmesser von  $300\text{mm}$  ergibt sich eine Kanalbreite von ungefähr  $2\text{ Meter}$ . Bei einer Verlegetiefe von  $2\text{ Meter}$  ergibt sich:

**Tabelle 35: Erdbewegungsdaten GIL**

Querschnittsfläche	4	$\text{m}^2$
Aushubvolumen	4000	$\text{m}^3/\text{km}$
Bettungsmaterial	1500	$\text{m}^3/\text{km}$
Füllmaterial (Erde)	2500	$\text{m}^3/\text{km}$

Wiederum wird angenommen, dass das Bettungsmaterial, welches einen geringen Wärmewiderstand besitzt, ungefähr ein Drittel des Aushubvolumens ausmacht. Auch hier gilt wieder zu beachten, dass die Ausfallszeiten im Fehlerfall von der Dimensionierung, z.B.:  $(n-1)$  Kriterium oder Verlegung eines Reserverohres, abhängig sind (Benato, et al., 2006)

#### **9.2.2.2 Leitungstrasse**

Die Verlegung der Leitungen eines Übertragungssystems erfolgt in Trassen. Um die Ausnützung einer Leitungstrasse abschätzen zu können, wird der sogenannte Trassennutzungsgrad definiert. Dieser berechnet sich aus dem Verhältnis der übertragenen Leistung zur dafür benötigten Breite der Trasse. Somit ergibt sich für unterschiedliche Übertragungsformen (Freileitung, Kabel, GIL) ein unterschiedlicher Trassennutzungsgrad.

#### **9.2.2.3 Benötigte Fläche**

Der erforderliche Flächenbedarf ist sehr stark von der verwendeten Technologie abhängig. Hierbei ist zu unterscheiden, ob mit Gleich- oder Wechselspannung beziehungsweise über Freileitung, Kabel oder GIL übertragen wird.

Die Übertragung der elektrischen Energie mittels HGÜ erfordert am Anfang und am Ende jeweils einen hohen Platzbedarf für die Konverterstationen, jedoch benötigt diese die Übertragung mittels



Gleichspannung keine Kompensationsstationen. Beim Einsatz von Wechselspannung wird etwa alle 300km eine Kompensationsstation benötigt, um die Spannungsqualität aufrecht zu erhalten.

- HGÜ Stationen

Netzgeführt : 2,5 ha – 3,5 ha für 600MW

Selbstgeführt : 0,6 ha für 550MW

#### Freileitung

Bei Freileitungen müssen lediglich die Sockel im Mastbereich freigehalten werden. Unterhalb der Freileitung kann die Fläche landwirtschaftlich unter Beachtung der Mindestabstände genutzt werden. In Waldgebieten müssen Schneisen geschlagen werden, um die Freileitungen vor Ästen zu schützen.

#### Kabel

Bei einer Übertragung mittels Kabel muss die Fläche des Übertragungskorridors von tiefwurzelnden Bäumen freigehalten werden. Des Weiteren darf die Fläche nicht bebaut werden, da im Falle eines Fehlers Grabungsarbeiten notwendig sein können. Eine Alternative bietet die Tunnelverlegung (Mikrotunnel), welche einen Zugang zu jeder Zeit ermöglicht, was sich aber enorm auf die Kosten nieder schlägt (Schutzmaßnahmen, Lüftung etc.)

#### GIL

Die Übertragung mittels GIL über weite Distanzen ist zurzeit noch nicht praxiserprobt. Auch hier muss der Übertragungskorridor von tiefwurzelnden Pflanzen freigehalten werden. Grabungsarbeiten im Fehlerfall fallen meist sehr umfangreich aufgrund der Rohrverlegung aus. Eine Alternative wird durch die Tunnelverlegung geboten, welche jedoch kostspielig ist.

### **9.2.2.4 Umweltrisiko**

Ein Umweltrisiko kann, wenn man von der Erzeugung absieht, nur in der Übertragung liegen.

#### Freileitung

Diese bilden die einfachste und am häufigsten genutzte Form der Übertragung elektrischer Energie. Der Bau von Freileitungen hat neben seiner optischen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes vor allem Auswirkungen auf die Vogelwelt. Die Vögel können mit den Leitungen kollidieren und auch Erd- bzw. Kurzschlüsse hervorrufen (Nipkov, 2011).

#### Kabel

Zur Übertragung von elektrischer Energie werden zwei Typen von Kabeln verwendet:

- VPE-Kabel
- Öl/Papier-Kabel

Die Verwendung von VPE-Kabeln ist im Normalbetrieb bezüglich Umweltschädigung unbedenklich. Bei Öl/Papier-Kabeln hingegen kann durch Leckagen der Austritt von Öl erfolgen. Je nach Kabeltyp und Leitungslänge bestimmt sich die in den Kabeln vorhandene Ölmenge.

#### GIL

Bei einer gasisolierten Leitung besteht die Gefahr, dass im Fall von Leckagen SF<sub>6</sub> Gas austritt. Betreffend der Umweltverträglichkeit von SF<sub>6</sub> siehe Kapitel 9.6. An und für sich befindet sich die GIL im Erdreich und ist somit gegen äußere Einflüsse und gegen Beschädigung weitgehend geschützt.

An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass momentan noch keine Erfahrungswerte bezüglich GIL auf längere Distanzen existieren.

### **9.2.3 Ausfallsrisiko**

Mit dem Ausfallsrisiko und der Ausfallssicherheit der HGÜ-Konverterstationen beschäftigt sich die eigens dafür gegründete CIGRE Group B4-202 (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006).

### 9.2.3.1 Instandhaltung

Nachfolgende Tabelle zeigt die Verfügbarkeit, Kapazitätsauslastung, die ungeplante Nichtverfügbarkeit und die geplante Nichtverfügbarkeit (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006). In diesem Zusammenhang wird die geplante Nichtverfügbarkeit als Synonym für Instandhaltung und Wartung verwendet.

System	Year Commis- sioned	Maximum Continuous Capacity MW	Energy Availability percent		Energy Utilization percent (1)		Forced Energy Unavailability percent (2)		Scheduled Energy Unavailability percent	
			2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004
<i>Thyristor Valves</i>										
Eel River	1972	350	96.4	98.1	15.1	8.7	2.30	0.58	1.31	1.32
Skagerrak 1 & 2	1976/77	550	98.2	97.0	69.5	51.6	0.19	0.62	1.65	2.35
Skagerrak 3	1993	500	56.5	98.7	47.2	65.7	43.3	0.08	0.07	1.22
Vancouver Island Pole 2 (3)	1977/79	550	91.5	92.2	56.3	62.6	0.57	0.14	7.85	7.62
Square Butte	1977	550	94.9	85.0	73.7	69.3	0.09	0.57	3.55	14.0
Shin-Shinano 1	1977	300	98.2	96.0	5.0	0.1	0.01	0.00	1.77	3.96
Shin-Shinano 2	1992	300	98.9	98.1	11.5	1.1	0.00	0.00	1.11	1.86
Nelson River BP1 Pole 1 (3)	1973/93	927	93.2	97.4	42.9	52.9	3.24	0.46	3.51	2.17
Nelson River BP2	1978/83	2000	94.3	96.9	39.7	55.0	0.41	0.19	4.80	2.91
Hokkaido-Honshu	1979/93	600	97.7	93.8	20.9	11.0	0.11	0.00	2.21	6.21
CU	1979	1138	99.1	95.7	78.6	74.9	0.06	0.05	0.88	4.26
Gotland 2 & 3	1983/87	320	98.2	99.3	26.1	25.8	0.01	0.04	0.55	0.62
Highgate	1985	200	99.3	98.7	70.7	66.8	0.23	0.00	0.44	1.30
Virginia Smith	1988	200	94.6	94.0	56.3	44.4	0.30	0.66	5.15	5.39
Konti Skan 2	1988	300	98.9	96.8	53.6	42.6	0.07	0.01	1.02	3.18
Vindhyachal	1989	500	98.3	98.3	26.9	40.2	0.03	0.13	1.72	1.57
McNeill	1989	150	95.8	96.6	34.6	37.2	1.14	0.38	3.10	3.00
Gezhouba-Nanqiao	1989/90	1200	86.1	82.6	56.3	60.2	-	0.46	-	17.4
Fennoskan	1990	500	80.6	98.9	72.0	78.4	0.03	0.04	0.01	1.08
Rihand-Dadri	1991	1650	89.9	98.1	71.4	78.2	6.74	1.20	3.30	0.69
SACOI (4)	1992	300/300/50	93.4	88.4	52.2	53.3	0.37	0.47	5.78	5.52
New Zealand Pole 2 (3)	1992	500	98.8	96.2	40.5	54.4	0.01	0.35	1.14	1.64
Sakuma	1965/93	300	97.3	97.2	5.0	0.0	0.01	0.00	2.70	2.79
Kontek	1998	600	92.8	83.7	63.0	46.0	0.00	0.47	0.95	15.8
Chandrapur	1998	1000	89.2	93.9	11.6	20.4	10.15	0.65	0.66	5.45
SwePol	2000	600	97.6	95.9	50.5	49.1	0.20	0.05	2.10	4.10
Vizag East-South	2000	500	59.4	99.4	35.2	63.1	40.6	0.34	0.00	0.23
Kii Channel	2000	1400	98.0	98.8	91.6	91.8	0.00	0.00	1.98	1.20
Tiang-Guang	2000/01	1800	93.7	89.2	47.0	31.8	-	4.68	-	6.09
Malaysia-Thailand	2001	300	97.7	96.7	16.1	41.8	0.51	0.42	1.83	2.87
Grita	2001	500	-	98.6	-	35.3	-	0.03	-	1.32
Talcher-Kolar	2003	2000	-	96.6	-	49.6	-	1.40	-	1.61
Long-Zheng	2003	3000	-	92.9	-	78.1	-	0.92	-	6.22
Jiang-Cheng (5)	2004	3000	-	96.6	-	58.7	-	2.00	-	1.40
<i>Mercury-Arc Valves</i>										
New Zealand Pole 1	1965/92	500	95.2	85.6	25.9	35.5	0.39	0.56	4.43	3.65
Vancouver Island Pole 1	1968/69	312	90.7	90.2	24.0	24.5	0.26	9.29	9.00	0.47
Nelson River BP1 Pole 2 (6)	1973/77	927	92.8	89.3	42.9	52.9	1.96	0.90	5.27	9.81
(1) Based on maximum continuous capacity		(2)	Converter station outages only			(3) Thyristor Pole				
(4) Three terminal monopole system		(5)	Six months operation			(6) Conversion to thyristor valves complete 2004 On				

(1) Based on maximum continuous capacity

(4) Three terminal monopole system

(2) Converter station outages only

(5) Six months operation

(3) Thyristor Pole

(6) Conversion to thyristor valves complete 2004 Oct.

Abbildung 121: Instandhaltung und planmäßige Nichtverfügbarkeit der HG- Konverterstationen (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)

### 9.2.3.2 Lebensdauer

Eine genaue Angabe der Lebensjahre einer HGÜ-Anlage ist nicht möglich. Durch den modularen Aufbau kann bei Bedarf ein fehlerhaftes Modul ausgetauscht werden, was aber nicht gleichzeitig die Lebensdauer einer Konverterstation begrenzt.

Die Lebensdauer von selbstgeführten HGÜ-Anlagen wird vor allem im Off-Shore Bereich durch die Redundanz (siehe Kapitel 9.1.4.2) der Ventile verlängert.

### 9.2.3.3 Fehler

Eine HGÜ wird eingesetzt um große Mengen an Energie über weite Distanzen zu transportieren. Dem entsprechend schwerwiegend sind die Folgen und Probleme beim Ausfall einer HGÜ-Strecke. Von einem Fehler ist nicht nur die Gleichspannungsstrecke selbst, sondern auch angeschlossene AC-Netze und damit verbundene Industrie und Privathaushalte betroffen.

Eine Abschaltung (FEU<sup>96</sup>) der HGÜ kann durch mehrere Ursachen erzwungen werden (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006). Nachfolgende zeigen eine prozentuelle Verteilung der Fehler einer netzgeführten HGÜ je Baugruppe.

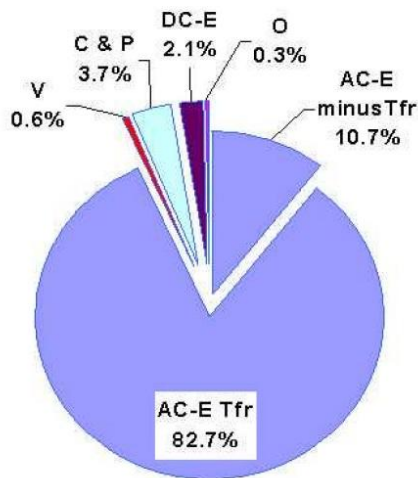


Abbildung 122: Prozentuelle Angabe der durchschnittlichen Fehler (FEU) einer netzgeführten HGÜ (2003-2004) (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)

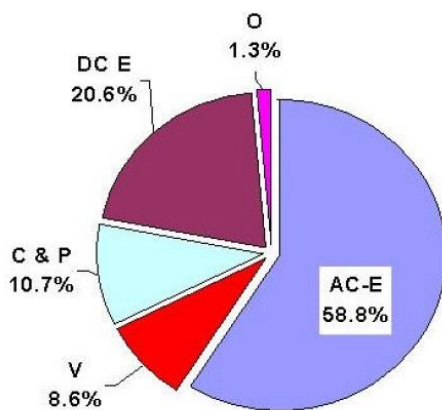


Abbildung 123: Prozentuelle Angabe der durchschnittlichen Fehler (FEU) einer netzgeführten HGÜ (1983-2002) (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)

Baugruppen:

- AC und Hilfsequipment (AC-E)
- Ventile (V)
- Kontroll- und Schutzeinrichtungen (C&P)
- DC-Equipment (DC-E)
- Andere (O)
- Freileitung oder Kabel (TL)

<sup>96</sup>FEU...Forced Energy Unavailability (erzwungene Nichtverfügbarkeit)



### 9.2.3.4 Ausfallszeiten bei einem Fehler

Aus nachfolgenden Tabellen sind die Anzahl der Ausfälle und auch die Ausfallszeiten für die verschiedenen im Betrieb befindlichen HGÜ für 2003 (Abbildung 124) und 2004 (Abbildung 125) ersichtlich (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006).

System	AC-E		V		C & P		DC-E		O		TL		TOTAL	
	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours
Eel River	17	199.5	1	1.4	1	0.9	0	0.04	1	0.0	-	-	20	201.8
Skagerrak 1 & 2	1	1.0	0	0.0	1	0.6	1	9.8	2	5.1	0	0.0	5	16.5
Skagerrak 3	2	3791.8 (1)	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4	11.5	6	3803.3
Vancouver Island Pole 2	3	7.6	0	0.0	3	34.6	0	0.0	3	7.7	2	8.1	11	58.0
Square Butte	2	1.7	3	5.8	4	0.1	0	0.0	1	0.2	1	125.3	11	133.2
Shin-Shinano 1	0	0.0	0	0.0	1	0.5	0	0.0	0	0.0	-	-	1	0.5
Shin-Shinano 2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	0	0.0
Nelson River BP1 Pole 1	4	231.3	1	1.4	6	3.6	17	47.6	2	0.0	2	0.6	32	284.5
Nelson River BP2	6	13.3	9	10.4	4	5.7	5	3.7	6	3.1	3	44.8	33	80.9
Hokkaido-Honshu	0	0.0	0	0.0	1	9.7	0	0.0	0	0.0	0	0.0	1	9.7
CU	2	3.9	0	0.0	4	0.9	0	0.0	0	0.0	0	0.0	6	4.8
Gotland 2 & 3	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	1	0.8	1	111.8	2	112.5
Highgate	5	19.4	0	0.0	1	0.4	0	0.0	0	0.0	-	-	6	19.8
Virginia Smith	5	24.7	0	0.0	2	1.7	0	0.0	0	0.0	-	-	7	26.5
Konti Skan 2	2	2.0	0	0.0	14	3.9	0	0.0	1	0.5	0	0.0	17	6.4
Vindhyachal	5	2.5	1	0.1	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	6	2.5
McNeill	9	59.7	1	1.9	3	37.1	0	0.0	1	1.4	-	-	14	100.1
Fennoskan	0	0.0	0	0.0	1	2.5	0	0.0	0	0.0	1	1692.5	2	1695.0
Rihand-Dadri	7	585.0 (1)	1	4.8	0	0.0	1	0.5	1	0.3	3	1.3	13	591.9
SACOI	9	16.9	0	0.0	10	15.7	0	0.0	0	0.0	2	41.2	21	73.8
New Zealand Pole 2	3	1.3	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	1	0.3	4	1.6
Sakuma	1	0.6	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	1	0.6
Kontek	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	1	0.2	1	548.7	2	548.9
Chandrapur	6	888.1 (1)	0	0.0	3	0.9	0	0.0	0	0.0	-	-	9	889.1
SwePol	7	16.0	0	0.0	1	1.1	0	0.0	0	0.0	1	7.4	9	24.5
Vizag East-South	8	3553.7 (1)	1	1.2	3	3.8	0	0.0	0	0.0	-	-	12	3558.7
Kii Channel	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Malaysia-Thailand	7	25.0	0	0.0	4	6.9	3	13.0	0	0.0	0	0.0	14	44.9

(1) Major time caused by converter transformers

Abbildung 124: Ausfallszeiten 2003 (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)

System	AC-E		V		C & P		DC-E		O		TL		TOTAL	
	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours	No.	Hours
Eel River	18	48.1	2	2.4	00	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	20	50.4
Skagerrak 1 & 2	0	0.0	0	0.0	2	19.5	1	35.2	0	0.0	0	0.0	3	54.7
Skagerrak 3	1	2.7	0	0.0	1	2.3	0	0.0	3	2.0	1	1.6	6	8.6
Vancouver Island Pole 2	3	2.8	0	0.0	3	8.1	1	0.3	2	1.5	0	0.0	9	12.6
Square Butte	9	38.7	0	0.0	7	6.8	3	4.3	0	0.0	4	40.8	23	90.6
Shin-Shinano 1	1	0.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	1	0.2
Shin-Shinano 2	0	0.0	0	0.0	1	0.3	0	0.0	0	0.0	-	-	1	0.3
Nelson River BP1 Pole 1	2	6.7	1	0.6	5	25.2	6	7.1	2	0.5	0	0.0	16	40.1
Nelson River BP2	4	3.8	7	8.3	2	2.4	3	1.9	4	0.2	2	0.1	22	16.7
Hokkaido-Honshu	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
CU	0	0.0	0	0.0	6	4.1	0	0.0	0	0.0	0	0.0	6	4.1
Gotland 2 & 3	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	1	3.5	0	0.0	1	3.5
Highgate	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	0	0.0
Virginia Smith	3	7.8	0	0.0	1	50.1	0	0.0	0	0.0	-	-	4	58.0
Konti Skan 2	1	1.1	0	0.0	0	0.0	1	0.1	0	0.0	0	0.0	2	1.2
Vindhyachal	9	7.9	3	3.6	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	12	11.4
McNeill	0	0.0	0	0.0	1	22.7	1	3.5	1	6.8	-	-	3	33.0
Fennoskan	1	3.3	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	1	3.3
Rihand-Dadri	2	96.1	2	5.5	1	0.2	2	3.6	0	0.0	1	0.5	8	105.9
SACOI	5	7.7	0	0.0	3	33.1	0	0.0	0	0.0	3	490.3	11	531.0
New Zealand Pole 2	0	0.0	0	0.0	4	30.5	0	0.0	0	0.0	5	158.9	9	189.4
Sakuma	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	-	-	0	0.0
Kontek	4	41.1	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4	41.1
Chandrapur	3	56.5	0	0.0	3	0.3	0	0.0	0	0.0	-	-	6	56.8
SwePol	4	4.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4	4.0
Vizag East-South	5	4.7	2	1.9	3	22.3	0	0.0	1	0.7	-	-	11	29.6
Kii Channel	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Malaysia-Thailand	1	0.6	2	13.3	4	6.0	1	17.0	1	0.1	1	13	10	38.2
Grita	1	0.7	2	2.1	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	3	2.8
Talcher-Kolar	3	74.4	0	0.0	10	12.9	11	35.5	0	0.0	7	30.8	31	153.6

Abbildung 125: Ausfallszeiten 2004 (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)

### 9.3 Ökonomische Aspekte einer DC-Übertragung (Kostenvergleich)

Die Kosten des Stromtransports hängen von sehr vielen Faktoren ab. Sind von Land zu Land unterschiedlich ausgeprägt und weisen demnach große Schwankungen auf. Des Weiteren beruhen sämtliche Angaben auf Annahmen, welche sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängen und hier nur Richtwerte darstellen sollen.

#### 9.3.1 Kostenvergleich von HGÜ vs. AC (ohne Übertragungsmedium)

Grundsätzlich ist die HGÜ für einen Stromtransport über weite Distanzen geeignet und demnach für diesen Fall auch günstiger als eine AC-Übertragung. Wie aus Abbildung 126 ersehen werden kann, sind die Anschaffungskosten eines AC-Übertragungssystems um einiges geringer als ein DC-System. Der Grund hierfür liegt in den Kosten für die Konverterstationen, von denen mindestens zwei benötigt werden, unabhängig von der Übertragungslänge.

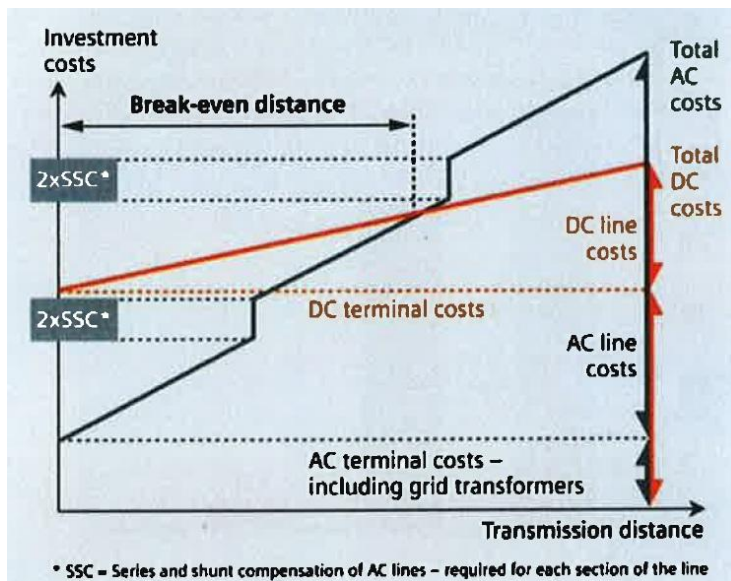


Abbildung 126: Kostenvergleich mit Break-Even-Distanz (Siemens AG, 2011)

Die Steigung der Kostengerade für die HGÜ (DC line costs) ist im Vergleich zur AC-Kostengerade (AC line costs) flacher ausgeprägt. Begründet wird dies durch den Wegfall der Kompensationsstationen (Umspannwerke), welche beim AC-System ab ca. 300km erforderlich sind. Des Weiteren kann eine Übertragung der Gleichspannung mit zwei Leitern erfolgen (bipolar), wo hingegen beim Drehstrom immer drei Leiter erforderlich sind. Auch der Trassennutzungsgrad, welche aus dem Verhältnis aus übertragener Leistung zur dafür benötigten Trassenbreite ermittelt wird, ist bei DC um einiges höher. Diese Tatsache wirkt sich ebenfalls unmittelbar auf die Kosten aus.

Der Break-Even-Point, also jene Distanz, bei dem der Bau einer HGÜ-Anlage günstiger ist als der Bau eines AC-Systems, ist von sehr vielen Faktoren abhängig, wie beispielsweise:

- Trassenverlauf
- Übertragene Leistung
- Mastform
- Spannungshöhe



### 9.3.2 Kostenverteilung einer netzgeführten HGÜ

Aufgrund der Tatsache, dass die absoluten Errichtungskosten von sehr vielen Parametern abhängen, wird an dieser Stelle ein Überblick über die Kostenstruktur einer netzgeführten HGÜ gegeben.

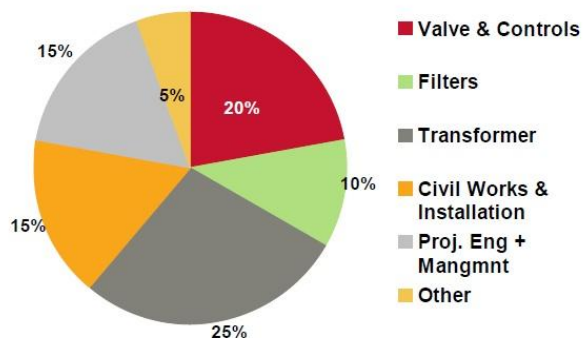


Abbildung 127: Typische Kosten einer netzgeführten HGÜ Station (Furumasu, 2012)

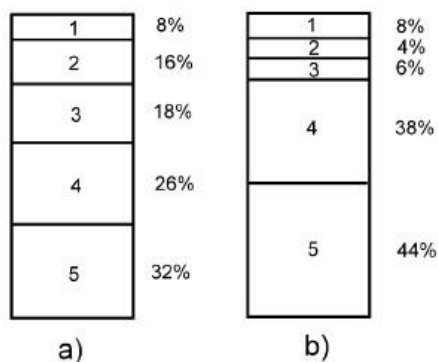


Abbildung 128: Aufgliederung der Kosten (a) und der Verluste (b) einer netzgeführten HGÜ-Station (Furumasu, 2012)

- 1.....Andere
- 2.....Systemkomponenten
- 3.....AC-Schaltanlage
- 4.....Blindleistungskompensation
- 5.....Konverter-Transformatoren und -Ventile

Eine derartige Kostenaufteilung für selbstgeführte HGÜ-Anlagen konnte nicht gefunden werden.

### 9.3.3 Kostenvergleich der verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten mittels HGÜ

Der nachfolgende Kostenvergleich wurde (Parson Brinckerhoff, 2012) entnommen. Nachstehend werden drei Szenarien behandelt:

Tabelle 36: Szenarien der Kostenrechnung

Szenario	AC	DC
Low	3190 MVA	3000 MW
Medium	6380 MVA	6000 MW
High	6930 MVA	

Jene Varianten, welche mit einem “ \* “ versehen sind, wurden in der (Parson Brinckerhoff, 2012) Studie nicht näher behandelt.

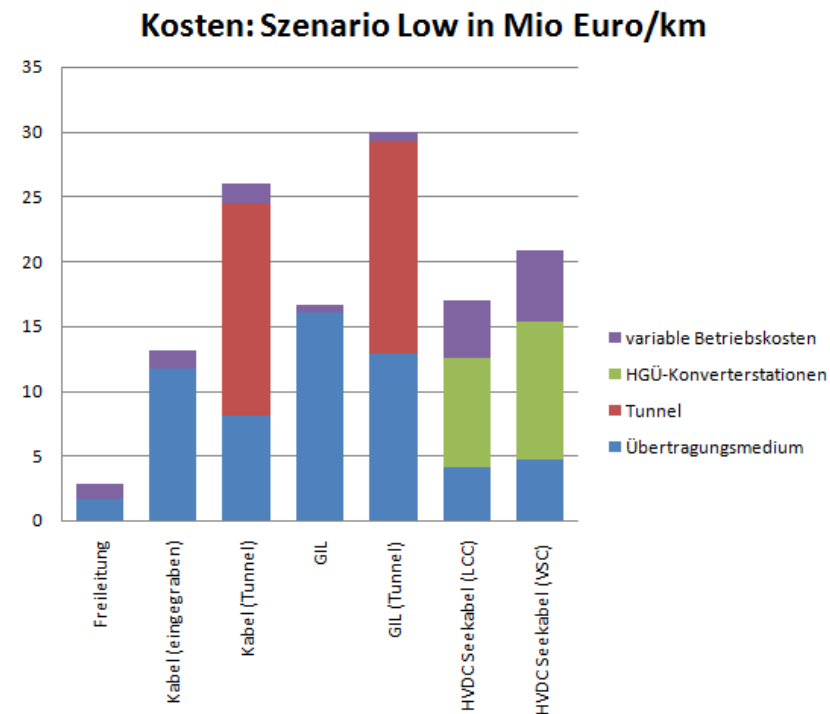


Abbildung 129: Kostenvergleich für Szenario Low (Parson Brinckerhoff, 2012)

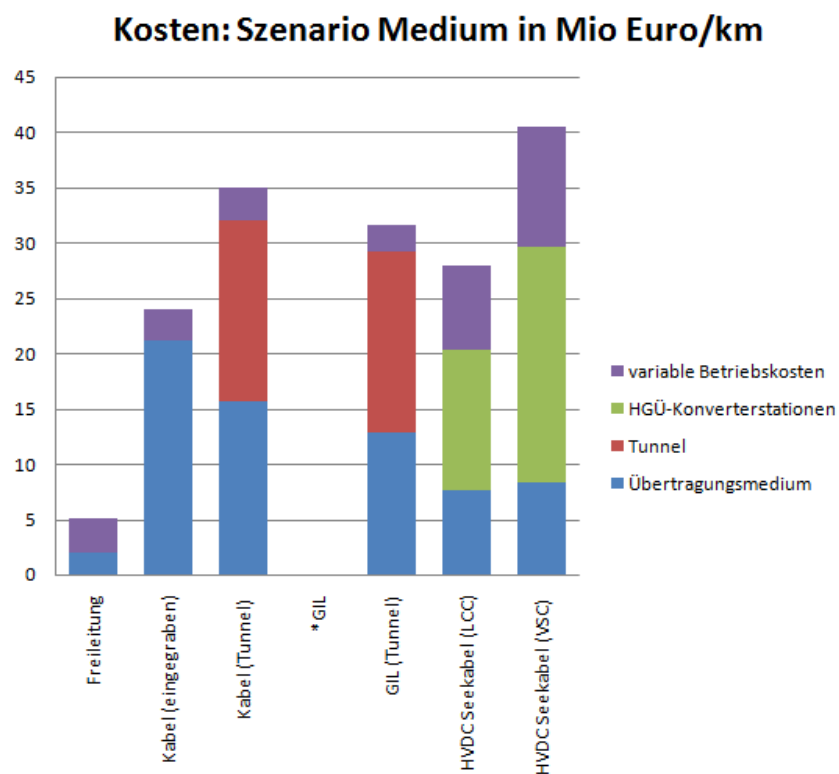


Abbildung 130: Kostenvergleich Szenario Medium (Parson Brinckerhoff, 2012)

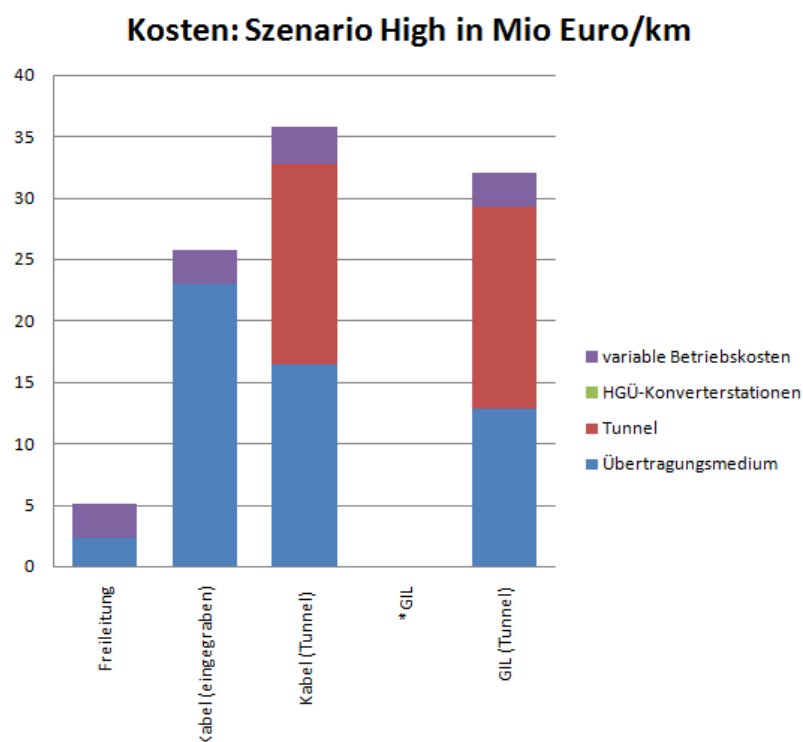


Abbildung 131: Kostenvergleich Szenario High (Parson Brinckerhoff, 2012)

Aus vorangegangenen Abbildungen gehen folgende Punkte hervor (Parson Brinckerhoff, 2012):

- Die Übertragung mittels Freileitung ist für jede Übertragungslänge und Übertragungskapazität die billigste Variante.
- Die Verwendung von direkt eingegrabenen Kabeln (nicht in Tunnel verlegt) stellt nach der Freileitung die nächst-billigere Variante für jede Übertragungslänge und Übertragungskapazität dar und bildet somit die billigste Möglichkeit der unterirdischen Energieübertragung.
- Bei HGÜ-Systemen sind die hohen Kosten durch die Konverterstationen begründet. Diese Tatsache wirkt sich besonders bei kurzen Übertragungsstecken aus, beispielsweise bei Back-to-Back Verbindungen.
- Selbstgeführte HGÜ-Systeme sind momentan noch die teuerste Variante der Gleichstromübertragung. Jedoch sind die Vorteile eines Multiterminalsystems und der damit verbundenen Notwendigkeit der Lastflussumkehrung für zukünftige Anwendungen erforderlich.
- Netzgeführte HGÜ-Systeme können zwar mehr Leistung billiger als mit selbstgeführten HGÜ-Systemen übertragen, sind aber nicht Multiterminalfähig.
- Gasisolierte Leitungen weisen die höchsten Kosten und die geringsten Betriebserfahrungen auf.

Eine Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung ergibt nach (Muhr, 2007), dass die Energie mittels Freileitung am günstigsten übertragen werden kann. Die Übertragung durch ein Kabelsystem würde den 2-3 fachen Kapitalwert und die Übertragung mittels GIL sogar den 4-6 fachen Kapitaleinsatz erfordern.

Auch hier muss festgehalten werden, dass es sich um ungefähre Angaben der Kosten handelt. Die effektiven Kosten, welche beim Bau entstehen sind projektspezifisch und können an dieser Stelle nicht konkret angegeben werden. Wesentlich dabei sind die Trassenführung und damit die landschaftsbedingten Gegebenheiten.

## 9.4 Freileitung

Die Freileitung stellt die kostengünstigste und technisch einfachste Möglichkeit dar, Energie zu transportieren. Eine Überlastungstoleranz ist bei einer Freileitungsübertragung ebenfalls gegeben. Probleme ergeben sich in der optischen Beeinträchtigung der Landschaft, da es sich hierbei um eine oberirdische und somit sichtbare Energieübertragung handelt. Des Weiteren bildet die Freileitung in ihrer Umgebung je nach Spannungs- und Stromhöhe ein mehr oder weniger starkes elektrisches und magnetisches Feld aus. Auch die Wartungsarbeiten bei Freileitungen können im Vergleich zu anderen Übertragungsformen als hoch angesehen werden. Je nach Umgebung müssen Trassen und Schneisen gepflegt werden und die Masten gegen Korrosion geschützt werden, um die Lebensdauer zu erhöhen.

### 9.4.1 Hochtemperaturleiterseile: TAL vs. ACCR

HTLS ist eine Abkürzung für Hochtemperaturleiter. Das HT steht für die Fähigkeit auch bei hohen Temperaturen richtig zu funktionieren, während das LS für einen geringen Durchhang (low sag) gegenüber Standardleitern steht. Einfache Hochtemperaturleiter (HTL) besitzen zwar auch die Fähigkeit bei erhöhten beziehungsweise hohen Leitertemperaturen einwandfrei zu funktionieren, jedoch besitzt nicht jedes HTL-Seil einen geringeren Durchhang als Standardseile. Der Durchhang ist, abgesehen von der mechanischen Belastung, eine Funktion der Spannfeldlänge und der Temperatur, welche durch verschiedene Einflüsse hervorgerufen wird wie beispielsweise Strom und Sonneneinstrahlung, wobei der Durchhang für die Sicherheit wichtig ist, da die Mindestabstände einzuhalten sind.

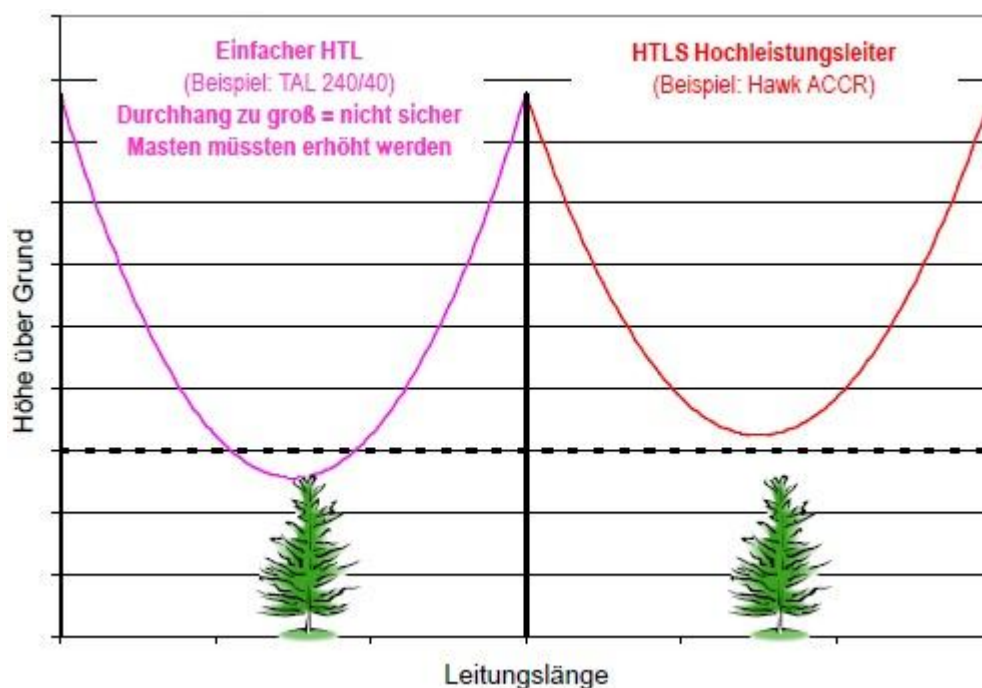


Abbildung 132: Leiterseile HTL vs HTLS (Krapp, 2012)

#### Temperaturbeständiges Aluminium – TAL

TAL<sup>97</sup> Seile zählen zur Gruppe der HTL-Seile. Dies bedeutet, dass sie zwar einer höheren bzw. erhöhten Temperatur standhalten, jedoch der Durchhang gleich wie bei einem Standardleiterseil ist. Durch die Beimengung von Zirkon zum Aluminium sind Betriebstemperaturen bis 150°C möglich, wodurch sich die Stromübertragung um 50% steigern lässt. Durch die schwarze Oberflächenbeschichtung erhöht sich die Wärmeabstrahlung des schwarzen Seiles. Dies bewirkt eine nochmalige

<sup>97</sup> TAL...Temperaturbeständiges Aluminium

Steigerung der Übertragungsleistung, was zu einer Gesamtleistungssteigerung von bis zu 70% führen kann.



Abbildung 133: TAL-Leiterseil (wiretec, 2012)

#### **Aluminum Conductor Composite Reinforced – ACCR**

Das ACCR<sup>98</sup>-Leiterseil welches aus Keramik-Aluminium-Verbund besteht und zur Gruppe der HTLS-Leiterseile gehört. HTLS-Hochleistungsleiter sind um einiges leistungsfähiger als einfache HTL-Leiter. Dieses Leiterseil kann das Aluminium/Stahlseil ersetzen, ohne dass Änderungen am vorhandenen Mast beziehungsweise Fundament vorgenommen werden müssen ([www.3mdeutschland.de](http://www.3mdeutschland.de), 2012). Im Dauerbetrieb können Temperaturen von 210°C gehalten werden, wobei sich ein geringerer temperaturunabhängiger Durchhang einstellt. Des Weiteren ist eine Kapazitätssteigerung, genauer eine Verdoppelung der bisherigen Leistung möglich. Durch die Kombination von harten Aluminium-Außendrähten mit hohem Elastizitätsmodul wird das Aufkorben des Seiles während der Verlegung gegenüber herkömmlichen Seilen aus weichgeglühtem Aluminium reduziert.



Abbildung 134: ACCR-Leiterseil ([www.3mdeutschland.de](http://www.3mdeutschland.de), 2012)

---

<sup>98</sup>ACCR... Aluminum Conductor Composite Reinforced



Anwendungsgebiete ergeben sich für:

- Ertüchtigung bestehender Leitungen  
Tausch der Leiterseile, ohne dass Masten getauscht werden müssen
- Langspannfelder  
Flussquerungen, Gebirgsquerungen, unzugängliches Gelände
- Hohe Lasten  
Hohe Eis- und Windlasten

#### 9.4.2 Freileitungsmonitoring (FLM)

Klimatische Umgebungsbedingungen und die Höhe des Stromflusses durch das Leiterseil sind die wichtigsten Faktoren bei der Bestimmung der Übertragungskapazität. Beim Betrieb der Freileitung ohne FLM wird die Übertragungskapazität und somit die maximal übertragbare Leistung nach einem "Normklima"<sup>99</sup> berechnet. Dies ist eine Worst-Case Berechnung (Norm EN 50182), wobei eine natürliche Kühlung durch Regen oder Wind nicht berücksichtigt wird. Es ist aus empirischen Daten bekannt, dass dieser Worst-Case Zustand nur in seltenen Fällen tatsächlich erreicht wird. Beim Freileitungsmonitoring wird die Belastung des Leiterseils nicht über ein Normklima, sondern direkt durch die vorherrschenden Bedingungen ermittelt. Dies kann entweder durch Temperaturmessung vor Ort geschehen, durch direkte Bodenabstandsmessung oder auch durch den Einsatz einer Kraftmessdose, welche den Durchhang des Leiterseils eruiert. Des Weiteren spielen auch die Wetterdienste bei dieser Methode eine maßgebende Rolle. Nachdem der Zustand des Leiterseils berechnet wurde, kann nun eine fundierte Entscheidung auf Basis der realen Gegebenheiten über eine Leistungssteigerung bzw. -reduzierung getroffen werden.

Es wird mit einer Erhöhung der Strombelastbarkeit von 15 bis 50% je nach Standort gerechnet.

Dieses Prinzip kann vor allem bei der Einbindung erneuerbarer Energie aus Windkraft eingesetzt werden. Wenn viel Wind weht und somit hohe Energiemengen von den Windrädern zur Verfügung gestellt wird, werden auch die Übertragungsleitungen mehr beansprucht. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass durch höhere Windgeschwindigkeiten nicht nur mehr Strom produziert wird, sondern auch die Leitungen mehr gekühlt werden.

Neben dem Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen wird verstärkt das Freileitungsmonitoring forciert, um die Übertragungskapazität zu erhöhen. Es ist beim FLM jedoch daran zu denken, dass man sich immer an den Worst-Case Zustand bezüglich der Umgebungseinflüsse halten sollte.

### 9.5 Kabel

Das Kabel ist die gebräuchlichste Form der unterirdischen Energieübertragung. Es wird grundsätzlich zwischen zwei Kabeltypen unterschieden:

- VPE-Kabel (vernetztes Polyethylen)
- Öl/Papier-Kabel

Das Öl/Papier-Kabel besitzt zwar eine bessere Kühlung, jedoch ist eine Verlegung im Erdreich aufgrund möglicher Leckagen immer mit einem Risiko im Hinblick auf Natur und Umwelt verbunden.

Das VPE<sup>100</sup>-Kabel ist ein feststoffisoliertes Kabel und besitzt einen wesentlich höheren Kapazitätsbelag im Vergleich zur Freileitung und zur GIL. Eine höhere Ladeleistung ist die Folge, welche für längere Distanzen Kompensationsstationen erforderlich macht. Eine wichtige Größe des Kabels ist die maximal zulässige Temperatur, welche nicht überschritten werden darf. Wenn dieser Maximalwert dennoch überschritten wird, so hat dies negative Auswirkungen auf die mechanischen

---

<sup>99</sup>Normklima...35°C Außentemperatur, 0,6m/s Windanströmung, 900W/m<sup>2</sup> Globalstrahlung

<sup>100</sup>VPE...vernetztes Polyethylen

und elektrischen Eigenschaften des Kunststoffes. Eine andauernde Überlastung führt zu einer schnelleren Alterung des Kabels und zu einer Austrocknung des umgebenden Erdreiches, was wiederum eine Verschlechterung der Wärmeleiteigenschaften nach sich ziehen würde. Des Weiteren werden VPE-isolierte Höchstspannungskabel zum Schutz gegen Eindringen von Feuchtigkeit mit einem Stahl-Schichtenmantel sowie einem darunter liegendem Quellvlies ausgestattet (siehe Abbildung 137). Kabel sind als wartungsarm anzusehen und werden für mindestens 30 Jahre ausgelegt.

### 9.5.1 Muffen

Bei der Verlegung ist zu berücksichtigen, dass die Kabellängen durch die Transportfähigkeit (Größe der Kabeltrommel, Tunnelprofil) je nach Querschnitt auf 400m bis 900m limitiert sind und somit durch Muffen miteinander verbunden werden müssen.



Abbildung 135: Joint Bay (Europacable, 2010)

Diese Muffen werden in einem Verbindungsschacht untergebracht. Diese Joint Bays haben typische Maße von 10m x 2,5m x 2,1m (Länge x Breite x Tiefe). An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass VPE-Kabel, welche sich im relevanten Spannungsbereich befinden (500kV Kabel für DC), noch nicht existieren. Gegenwärtig stehen für die Übertragung elektrischer Energie durch hohe Gleichspannung VPE-isolierte Kabel nur bis 320kV zur Verfügung. Auch Projekte, in welchen Kabellängen in gefragter Größenordnung vorkommen, wurden noch nicht realisiert.



Abbildung 136: Kabelmuffe für 400KV (Woschitz, 2008)

Für 400kV-Kabelmuffen bei einem Querschnitt von  $2500\text{mm}^2$  Kupfer ergibt sich eine Muffenlänge von 3m, wobei der elektrisch aktive Teil nur ein Drittel davon misst.

### 9.5.2 Aufbau eines Hochspannungskabels (VPE)

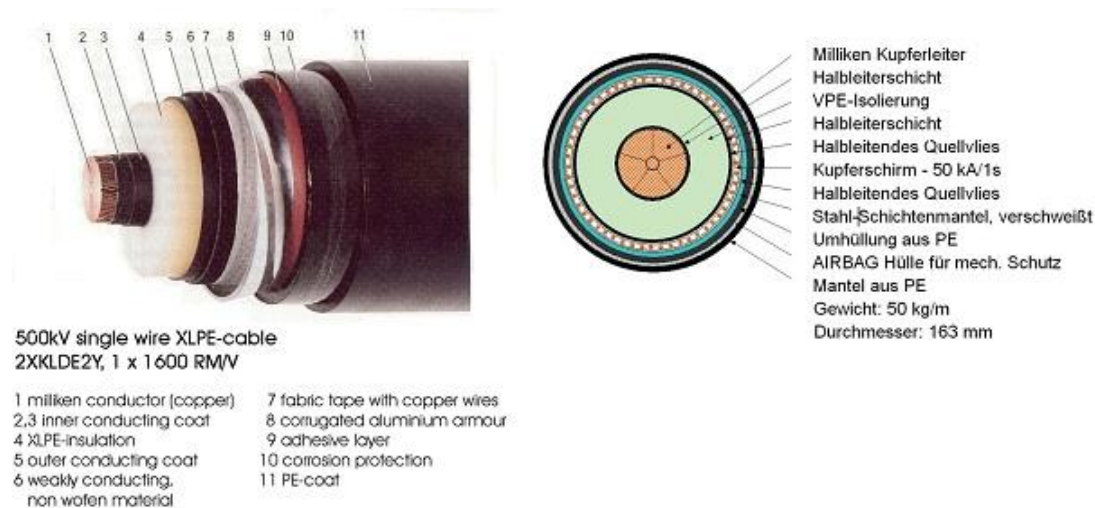


Abbildung 137: Aufbau eines Hochspannungskabels (Woschitz, 2008)

### 9.5.3 Errichtung eines Kabelsystems

Kabel mit einer Betriebsspannung von 380kV werden in einer Legetiefe von ungefähr 1,5m verlegt. Um eine Bodenaustrocknung zu verhindern, wird das Kabelsystem in einer thermischen Bettung verlegt. Das Material der thermischen Bettung ist ein Sand-Zementgemisch (Magerbeton), welches das Kabelsystem umgibt. Zum Schutz vor mechanischen Schäden wird die thermische Bettung mit einer Kunststoffplatte oder einem Maschendraht versehen. Um einen Schutz vor Grabungsarbeiten und somit hohe Ausfallszeiten zu gewährleisten, werden Warnbänder zusätzlich verlegt.

Bei der nachträglichen Errichtung eines zweiten Kabelsystems muss ein zweiter Graben mit dem gleichen Aufwand ausgehoben werden. Eine Möglichkeit bietet die präventive Verlegung von leeren PE-Rohren, welche ein nachträgliches Einziehen eines zweiten Systems ermöglichen. Bei der Verlegung zweier paralleler Systeme müssen Einschränkungen der Trassenbreite durch örtliche Gegebenheiten wie beispielsweise Ortsgebiete, Ackerbau und vieles mehr berücksichtigt werden, da die Erdoberfläche nicht genutzt werden kann.

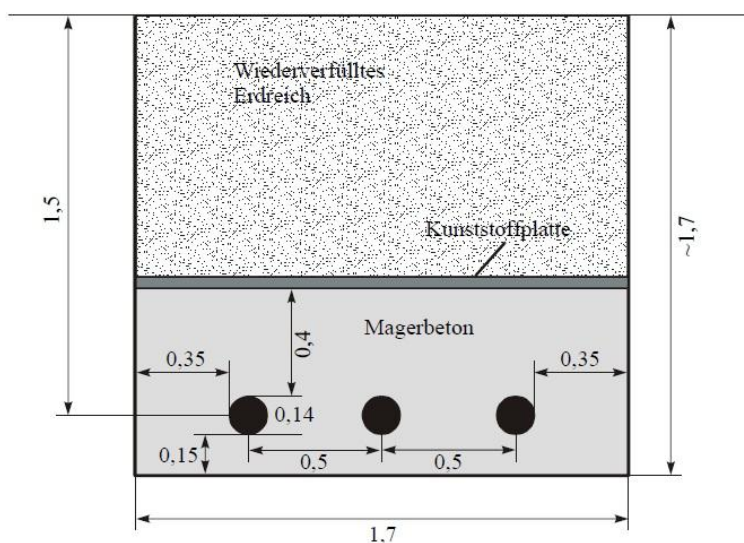


Abbildung 138: Kabelverlegung (Chakir & Koch, 2002)

Eine Minderung der Schirmverluste wird über ein sogenanntes „Crossbonding“ bewerkstelligt. Dabei werden die Schirme der Kabel in regelmäßigen Abständen ausgekreuzt, wie nachfolgende Abbildung zeigt.

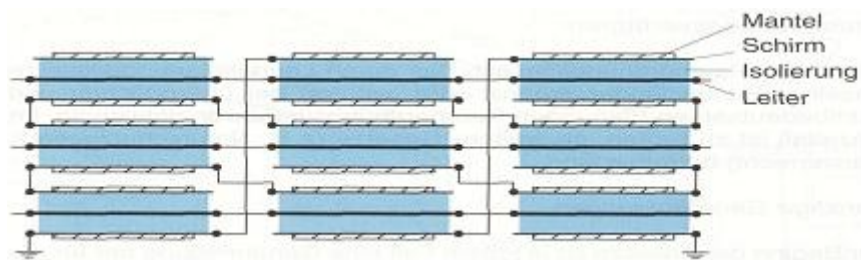


Abbildung 139: Crossbonding zur Verlustminderung (Woschitz, 2008)

Das Auskreuzen der Schirme wird in speziell dafür vorgesehenen Crossbonding-Kästen durchgeführt. Diese Crossbonding-Kästen haben ungefähr Abmessungen von 68cm x 61cm x 30cm und bestehen aus Metallguss. Die an den Muffen getrennten Enden der Schirme werden zum Auskreuzen mittels Koaxialkabel in den Kasten geführt, welcher jeder Zeit zugänglich sein muss. Um vor Überspannungen zu schützen, werden Überspannungsableiter an den Schirmen vorgesehen.

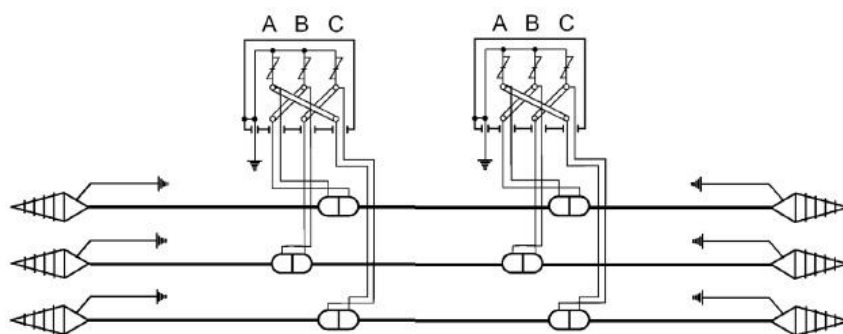


Abbildung 140: Auskreuzen der Schirme in Crossbonding -Kästen (Oswald B. R., 2005)

## 9.6 Gasisolierte Leitung (GIL)

Die GIL (gasisolierte Leitung) (Kröpf, 2004) ist nur für Wechselspannung im Gebrauch und stellt die teuerste Variante der Energieübertragung dar. Das Übertragungssystem ist in einer Rohrleiterkonstruktion ausgeführt, wobei das Isoliermedium ein unter Druck stehendes Gasgemisch bildet. Dieses Design ermöglicht die Übertragung von hohen Nennleistungen, welche sowohl oberirdisch als auch unterirdisch erfolgen kann. Die Technologie der gasisolierten Übertragung wird momentan nur für kurze Distanzen und nicht für Gleichspannung angewendet.

Hauptanwendungsgebiete:

- Ausleitung aus Kavernenkraftwerken
- Auskreuzen von Freileitungen
- Als Sammelschiene (GIS-Transformator-Verbindungen bei geringem Platzangebot)
- Kurze Teilstücke von Übertragungsstrecken (insbesondere in EMV sensiblen Gebieten und bei Energieübertragung auf engstem Raum, im Bereich vor Flughäfen)

zukünftige Anwendungsgebiete:

- Querung von Stadtgebieten in Mikrotunnels
- Querung von Gebirgen und Gewässern durch Nutzung von Eisenbahntunnels und Fluchttunnels
- Einsatz in Gebieten, in denen keine optische Beeinträchtigung durch Freileitungen stattfinden soll
- In Gebieten, in denen keine Freileitungen errichtet werden können bzw. dürfen

### 9.6.1 Technologie

Die GIL, für AC-Anwendung, besteht aus drei einphasig gekapselten Rohren, die oberirdisch auf einem Gerüst, unterirdisch in Tunnels oder im Erdreich verlegt werden können. Jedes Rohr besteht aus einem äußeren Aluminiumgehäuse, welches auf Erdpotential liegt und einem Innenrohr, welches konzentrisch über Isolatoren angebracht ist. Dieses Innenrohr ist auf Hochspannungspotential und gegenüber dem Außenrohr mittels eines Gemisches aus  $\text{SF}_6$  und  $\text{N}_2$  isoliert. Durch die Beaufschlagung mittels Druck erhöht sich die Isolationsfestigkeit des Gemisches.

Typische Abmessungen für solch eine Anordnung sind ein Außendurchmesser des Leiterrohres von 180-250mm mit 8-15mm Dicke, wodurch sich Leiterquerschnitte von bis zu  $5000\text{mm}^2$  ergeben. Das Mantelrohr wird aus einer Aluminiumlegierung mit der Stärke 6-10mm hergestellt und der Außendurchmesser variiert zwischen 460-600mm.

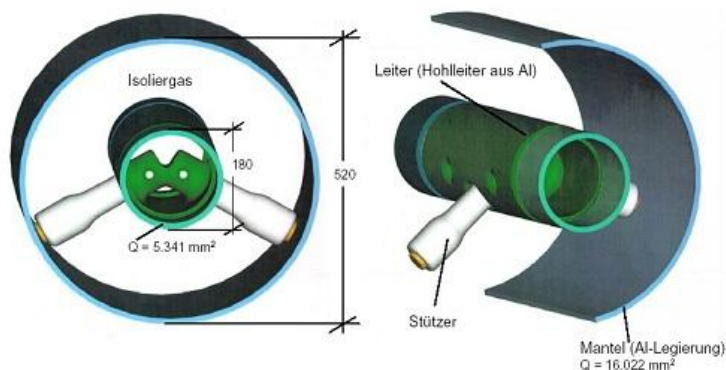


Abbildung 141: Aufbau und Abmessungen einer GIL (Kröpfel, 2004)

Um den Einsatz der GIL wirtschaftlicher zu machen, wurde bei der Entwicklung von der 1. Generation, in welcher reines  $\text{SF}_6$  zur Isolation verwendet wurde, zur 2. Generation auf eine modulare Bauweise wertgelegt. Diese modulare Bauweise bewirkt eine Kostenreduktion durch die Verwendung von vier Standardbausteinen.

- Gerader Baustein
- Winkelbaustein
- Trennbaustein
- Kompensatorbaustein

#### Gerader Baustein

Der gerade Baustein besteht aus einem Mantelrohr, Leiterrohr, Stützisolator und Durchführungen. Diese geraden Bausteine werden in gewünschter Länge durch Gleitkontakte aneinandergefügt.

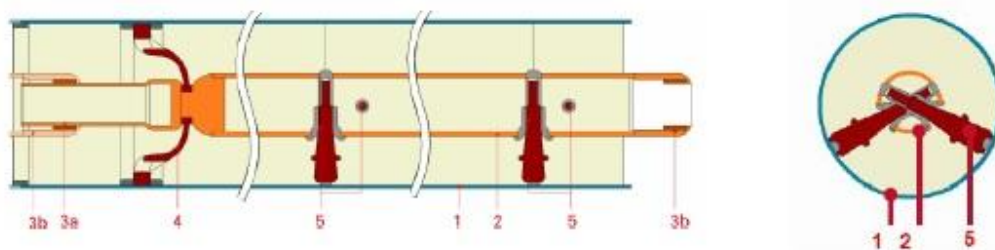


Abbildung 142: Aufbau eines geraden Bausteins (Kröpfel, 2004)

- 1.....Mantelrohr
- 2.....Innenleiter
- 3a.....Gleitkontaktstecker
- 3b.....Gleitkontaktbuchse
- 4.....Durchführung
- 5.....Stützisolator



### Winkelbaustein

Größere Richtungsänderungen, welche die mögliche Richtungsänderung durch den maximalen Biegeradius der GIL überschreiten, werden durch Winkelbausteine realisiert. Mit Bausteinen dieser Art können Winkel von 4° bis 90° gefertigt werden. Damit das Leiterrohr auch bei jeder gewünschten Richtungsänderung in definierter Position bleibt, wird im Winkelbaustein ein Festpunkt für den Leiter in Form einer Durchführung eingebracht.

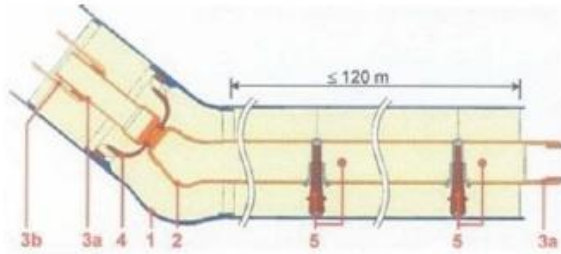


Abbildung 143: Aufbau eines Winkelbausteins (Körpfl, 2004)

- 1.....Mantelrohr
- 2.....Innenleiter
- 3a.....Gleitkontaktstecker
- 3b.....Gleitkontaktbuchse
- 4.....Durchführungen
- 5.....Stützisolator

### Trennbaustein

Die gasisolierte Leitung wird durch Trennbausteine in einzelne Gasräume unterteilt. Der Grund hierfür liegt in der Möglichkeit von Leckagen und Beschädigungen der GIL. Durch den Einsatz von Trennbausteinen kann verhindert werden, dass im Fall einer undichten Stelle in der Leitung das gesamte Gasvolumen der Leitung in die Umgebung entweicht. Im Inneren befinden sich ein demontierbares Leiterstück sowie ein Flansch zum Anschließen der Hochspannungsprüfeinrichtungen. Dies ermöglicht eine abschnittsweise Prüfung der GIL. Die Ausstattung mit zwei gasdichten Schottisolatoren, welche als Festpunkte für das Leiterrohr dienen, ermöglichen gleichzeitig eine gasdichte Unterteilung der GIL. Solche Trennbausteine werden alle 1000 Meter in die GIL eingebaut.

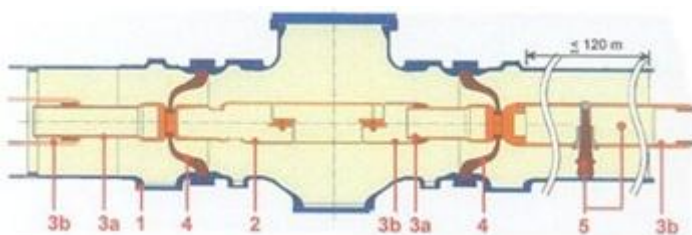


Abbildung 144: Aufbau eines Trennbausteins (Körpfl, 2004)

- 1.....Mantelrohr
- 2.....Innenleiter
- 3a.....Gleitkontaktstecker
- 3b.....Gleitkontaktbuchse
- 4.....Durchführung
- 5.....Stützisolator

### Kompensatorbaustein

Zur Ausgleich der Wärmeausdehnung des Mantelrohres werden Kompensatorbausteine eingebaut.

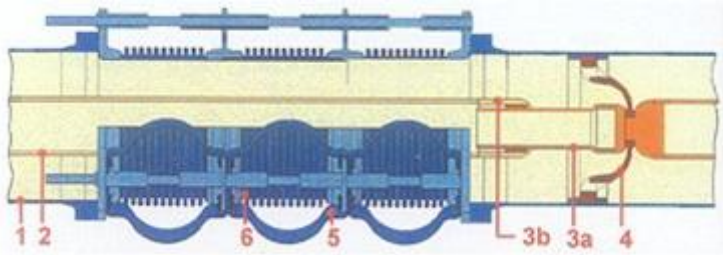


Abbildung 145: Aufbau eines Kompensatorbausteins (Kröpfel, 2004)

- 1.....Mantelrohr
- 2.....Innenleiter
- 3a.....Gleitkontaktstecker
- 3b.....Gleitkontaktbuchse
- 4.....Durchführung
- 5.....Stromband
- 6.....Kompensatorbelag

Abhängig von der Verlegeart wird hier zwischen drei Formen unterschieden:

- Axialkompensator
- Universalkompensator
- Kardangelenkkompensator

Zur Erklärung der Kompensatorformen wird an dieser Stelle auf (Kröpfel, 2004) verwiesen.

### 9.6.2 Errichtung

Die Errichtung einer GIL kann auf drei verschiedene Arten unter Verwendung der Standardbausteine erfolgen:

- Tunnelverlegung
- Direkte Erdverlegung
- Oberirdische Verlegung

#### Tunnelverlegung

Beim Transport von Energie durch dicht bebautes Gebiet kann durch die Fortschritte in der Bohrtechnik (Bohrgeschwindigkeit, Bohrgenauigkeit etc.) die Verlegung der GIL in sogenannten Mikrotunnels erfolgen. Dies sind Tunnel mit einem Durchmesser von 3m, welche Platz für 2 dreiphasige GIL-Systeme bieten. Ebenfalls bieten Tunnel für den Straßenverkehr unter der Decke genügend Raum für 2 dreiphasige GIL-Systeme. Gleich verhält es sich mit zweigleisigen Eisenbahntunnels. Bei einer Tunnelverlegung ist erwähnenswert, dass kein Korrosionsschutz notwendig ist. Auch wenn die GIL-Systeme in Straßenverkehrstunnels und Eisenbahntunnels verlegt werden, gibt es keine Stoffe, welche eine Korrosion der Aluminiumrohre bewirken würden.

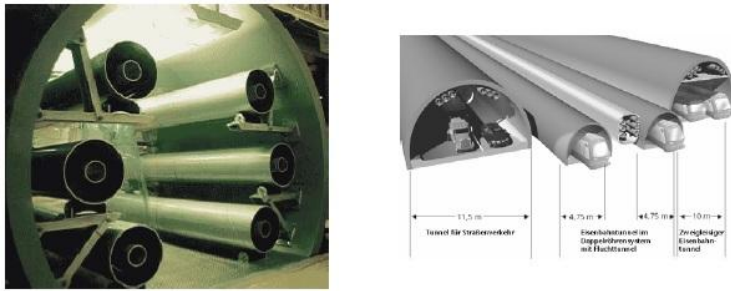


Abbildung 146: Tunnelverlegung von zwei dreiphasigen GIL-Systemen (Kröpfel, 2004)

### Erdverlegung

Eine Erdverlegung stellt die wirtschaftlichste Methode dar eine GIL unterirdisch zu verlegen. Das Mantelrohr muss folgenden Belastungen standhalten:

- Thermische Ausdehnung
- Reibung zwischen Erdreich und Mantel während thermischer Effekte
- Interner Druck
- Biegung durch horizontale und vertikale Krümmung
- Druck des Erdreichs
- Verkehrslast
- Wasserdruck
- Seismische Belastungen

Die Verlegung erfolgt in einem offenen Graben und die Verlegetiefe beträgt wie bei Kabeln ca. 1,2 bis 2 Meter.

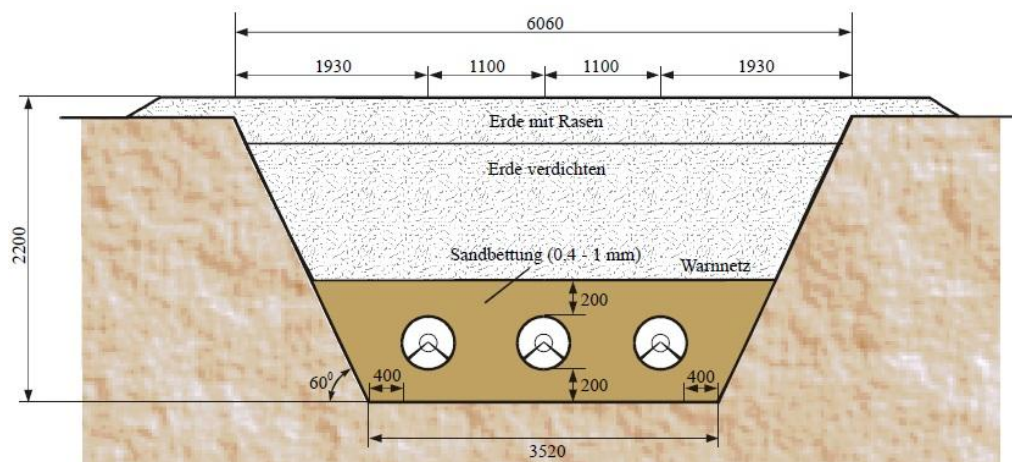


Abbildung 147: Erdverlegung GIL (Oswald B. , 2005)

Die einzelnen Teilstücke der GIL mit einer Länge zwischen 11-14m werden mit einem LKW und bis zu 30m mit der Bahn an den Verlegeort transportiert. An den Öffnungen befinden sich Schutzkappen, um das Eindringen von Schmutz und Partikeln zu verhindern. Damit das Risiko einer Beschädigung der GIL minimal gehalten wird, wird vor dem Einlegen ins Erdreich eine Sandschicht in den Graben eingebracht. Ein mobiles Montagezelt verhindert das Eindringen von Schutz, Feuchtigkeit und Partikeln am Ort der Verbindung.



Abbildung 148: Montagezelt (Kröpf, 2004)



Abbildung 149: Verschließen des Grabens (Chakir & Koch, 2002)

## Korrosion

Unter Korrosion wird die von der Oberfläche ausgehende Zerstörung eines Metallgefüges durch äußere Einflüsse verstanden. Aluminium gehört nach der elektrochemischen Spannungsreihe zu den unedlen Metallen und kann somit bei ungünstigen Bedingungen wie beispielsweise Feuchtigkeit oder Lufteinschlüssen, anodisch in Lösung gehen. Bei einer oberirdischen Verlegung oder beim Einsatz in einem Mikrotunnel bildet sich eine Oxidschicht, welche mechanisch hart und sehr Beständig gegenüber atmosphärischen Einflüssen ist. Dadurch ist die Notwendigkeit eines Korrosionsschutzes bei diesen Arten der Verlegung nicht gegeben.

Wenn die GIL direkt ins Erdreich eingelegt wird, so ist das Aluminium ständiger Feuchtigkeit und einer Vielzahl von chemischen Elementen ausgesetzt, welche die schützende Oxidschicht angreifen und zerstören. Das Aluminium beginnt zu korrodieren und durch die Anwesenheit von Alkalimetallen wird dieser Vorgang zusätzlich beschleunigt.

Es gibt zwei Arten von Korrosionsschutz:

- Passiver Korrosionsschutz
- Aktiver (kathodischer) Korrosionsschutz

### Passiver Korrosionsschutz

Verhinderung des Kontaktes zwischen GIL und Elektrolyt, wodurch eine Korrosion von vornherein unterbunden wird. Diese Art des Schutzes besteht aus der Ummantelung der GIL mit einem nicht korrodierenden Material wie beispielsweise Polyethylen (PE) oder Polypropylen (PP).



Abbildung 150: Passiver Korrosionsschutz (Chakir & Koch, 2002)

### Aktiver Korrosionsschutz

Unter aktivem Korrosionsschutz wird die unmittelbare Beeinflussung der Korrosionsreaktion verstanden. Das Anbringen von Opferanoden, Veränderungen des Elektrolyten und Potentialverschiebung durch Fremdspannung gehören zu dieser Gruppe. Für den aktiven Korrosionsschutz der GIL kommen in Frage:

#### Anbringen einer Opferanode

- Opferanode muss unedler als Aluminium sein
- Materialien: Zink oder Magnesium

#### Potentialverschiebung durch Fremdspannung

- Verbindung mit negativem Pol einer Gleichspannungsquelle
- Optimal wären -2V
- -1V wird verwendet, da bei -2V eine Elektrolyse des Wassers stattfindet
- kathodischer Schutz dient als Zweitschutz

### **Oberirdische Verlegung**

Ein mechanisch stabiler Aufbau des Mantelrohres versetzt die GIL in die Lage, ein selbsttragendes Bauwerk zu sein. Gleich wie bei der Tunnelverlegung ist eine durchgehende Trägerkonstruktion notwendig. Durch oberirdische Verlegung ist die GIL sichtbar, und somit ergibt sich eine optische Beeinträchtigung der Umgebung. Die oberirdische Verlegung der GIL bewirkt, dass diese neben Eigengewicht auch noch Witterungseinflüssen wie beispielsweise Wind, Eis und Schnee standhalten muss.

## **9.6.3 Isoliergase**

### **Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>)**

Eine Übertragung mittels einer gasisolierten Leitung ist derzeit ohne den Einsatz von SF<sub>6</sub> noch nicht möglich bzw. nicht in Verwendung. Als Isoliermedium dient zurzeit ein Gasgemisch, welches Anteile von SF<sub>6</sub><sup>101</sup> besitzt.

SF<sub>6</sub> ist ein Isoliergas welches vorwiegend in Gasisolierten Leitungen zur Anwendung kommt und folgende Eigenschaften aufweist:

- Farblos
- Geruchlos
- Ungiftig
- Chemisch träge
- Elektronegativ
- Gute dielektrische Festigkeit

---

<sup>101</sup>SF<sub>6</sub>...Schwefelhexafluorid



- Thermische Stabilität über 400°C
- Hervorragende Lichtbogenlöscheigenschaften (elektronegatives Gas)
- Keinen Korrosionseffekt auf die in der GIL verwendeten Materialien
- Ungünstige Auswirkung auf die Erderwärmung (Treibhauseffekt)
- Bei Anwesenheit von Metallpartikel oder scharfen bzw. spitzen Kanten nimmt die Durchschlagfestigkeit ab.

#### **Gasgemische**

80% N<sub>2</sub> und 20% SF<sub>6</sub> bei einem Nenngasdruck von 8 bar

Durchschlagfestigkeit ~280kV/cm bei 20°C

80% N<sub>2</sub> und 20% O<sub>2</sub> bei einem Nenngasdruck von 8 bar

Durchschlagfestigkeit ~160kV/cm bei 20°C

Vorteile durch den Einsatz eines Gasgemischs:

- Verringerung der Kosten für die Isolierung
- Abnahme der Belastung für den Treibhauseffekt
- Abnahme der Empfindlichkeit der Gasisolation bei der Anwesenheit von Metallpartikeln und scharfen Kanten gegenüber der Verwendung von reinem SF<sub>6</sub>
- Niedriger Kondensationspunkt als bei reinem SF<sub>6</sub>

Die dielektrischen Eigenschaften von SF<sub>6</sub> sind drei Mal so hoch wie von Luft. Durch eine Druckerhöhung kann dieser Faktor auf das 10-fache gesteigert werden. SF<sub>6</sub> hat aber eine 25000-fach höhere Wirkung auf den Treibhauseffekt als dieselbe Menge CO<sub>2</sub> und besitzt eine Verweildauer von 800 bis 3200 Jahren in der Atmosphäre. Durch energiereiche Entladung können Spaltprodukte entstehen, welche durch die Anwesenheit von Feuchtigkeit und Sauerstoff zur Bildung von Reaktionsprodukten wie Säuren führen können. Diese Reaktionsprodukte sind toxisch und greifen auch die Elemente der GIL an. Derzeit werden Gasgemische ohne SF<sub>6</sub> untersucht, um die GIL auch umweltverträglich zu bauen.

#### **9.6.4 DC-Übertragung in GIL-Technologie**

Der Einsatz von Aluminium für den Bau der gasisolierten Leitung und die damit verbundenen hohen Kosten werden durch die Wechselspannungsübertragung begründet. Bei der Verwendung von Stahl anstatt von Aluminium würde die Wechselspannung Wirbelströme hervorrufen, welche wiederum Verluste nach sich ziehen würden.

Durch die Gleichspannungsübertragung kann vom teuren Werkstoff Aluminium auf den günstigeren Werkstoff Stahl übergegangen werden, da durch die Gleichspannung keine Wirbelströme hervorgerufen werden. Dies bringt nicht nur den Kostenvorteil mit sich, sondern auch noch große Erfahrungen im Bau von Pipelines aus der Erdöl- und Erdgasindustrie.

## 9.7 Vergleich Freileitung, Kabel, GIL

Tabelle 37: Vergleich 1 Freileitung, Kabel, GIL

	Freileitung	Kabel	GIL
Verlegung	oberirdisch	unterirdisch (eingegraben)	unterirdisch (eingegraben oder Tunnel)
Anzahl der notwendigen Blindleistungskompensationsstationen	niedrig	hoch	mittel
Betriebsleistung	unternatürlich, übernatürlich	unternatürlich	unternatürlich
primär verwendetes Isolationsmaterial	Luft	vernetztes Polyethylen (VPE) Imprägniertes Papier	Isoliergas
primär verwendetes Leitermaterial	Stahl/Aluminium	Kupfer Aluminium	Aluminium
notwendige Erdbewegung	niedrig	hoch	hoch
Trassennutzungsgrad	mittel	hoch	hoch

Tabelle 38: Vergleich 2 Freileitung, Kabel, GIL

	Freileitung	Kabel	GIL
übertragbare Leistung pro Korridor	AC: bis zu ~1,5GVA DC: bis zu ~2GVA	AC: bis zu ~1GVA DC: bis zu ~1,5GVA	AC: bis zu ~2GVA DC: bis zu ~4GVA
Einhaltung der Grenzwerte	durchgehende Einhaltung nur mit hohem Aufwand	durchgehende Einhaltung nur mit hohem Aufwand	wenn eingegraben, dann ist Einhaltung kein Problem
Platzbedarf	hoch	niedrig	niedrig
Landschaftsbeeinträchtigung	hoch	niedrig	niedrig
akkustische Wahrnehmung	möglich durch Koronaerscheinungen und durch Luftströmung	nein	nein
Instandhaltung	Instandhaltung des Übertragungskorridors, Service der Masten und Leitungen	nein (eventuell Leiter und Ölsystem in Ölkabeln)	Korrosionsschutz, Gasdruckeinrichtung

Tabelle 39: Vergleich 3 Freileitung, Kabel, GIL

	Freileitung	Kabel	GIL
Lebensdauer	lang	mittel	mittel
Sicherheit für Mensch und Tier	Niedrig (Bruch, herunterfallende Komponenten und Eislast)	hoch	hoch (eventuell durch Verlust von SF <sub>6</sub> )
Umweltrisiko	keines	niedrig (eventuell im Fall eines Feuers und in der Bodenerwärmung)	Verlust von SF <sub>6</sub>
mögliche Fehlerursachen	atmosphärische Entladung, Mast oder Isolatorbruch, Montagefehler, Wind- und Eislasten, Isolatorverschmutzung	Schäden durch Grabungsarbeiten, Feuer, Leiterfehler, Isolationsfehler, empfindlich gegen Erdbeben	Schäden durch Grabungsarbeiten, Ventilfehler, empfindlich gegen Erdbeben

Tabelle 40: Vergleich 4 Freileitung, Kabel, GIL

	Freileitung	Kabel	GIL
durchschnittliche Ausfallszeit pro Fehler	niedrig	hoch	keine Angaben
Empfindlichkeit gegen atmosphärische Einflüsse	hoch, (Überschläge, Blitze, Eis- und Windlasten)	niedrig	niedrig
Investitionskosten	niedrig	hoch	hoch

## 9.8 Abwägung zwischen HGÜ und der Aufrüstung einer 380-kV-Leitung auf eine 550-kV-Leitung

In diesem Unterpunkt wird eine Aufrüstung eines 380kV-Drehstromsystems auf ein 550kV-Drehstromsystem untersucht und anschließend ein Vergleich mit einer DC-Übertragung vorgenommen.

Die Aufrüstung eines bestehenden Freileitungssystems bringt einige Vorteile mit sich. Hier sind vor allem die wirtschaftliche Weiterverwendung vorhandener Trassen und Systeme sowie die damit verbundene Leistungssteigerung zu nennen. Die weitere Nutzung bestehender Systeme wirkt sich positiv auf die Reduktion der Kosten aus, da vorhandene Masten auch weiterhin im Gebrauch bleiben können. Ein Problem, mit dem die Spannungserhöhung konfrontiert ist, ist die Isolationskoordination. Die Zuverlässigkeit des Übertragungssystems muss trotz Spannungserhöhung gegeben sein. Eine Spannungserhöhung würde den Einsatz längerer Isolatoren nach sich ziehen. Des Weiteren würden sich auch Faktoren wie Eis- und Windlast stark auswirken (Hinteregger, 2011).

Durch die Problematik, dass der Bau neuer Freileitungen immer aufwendiger und schwieriger wird, wurde der Bedeutung dieses Lösungsversuchs bereits vom Norwegischen Übertragungsnetzbetreiber Statnett SF erhebliche Aufmerksamkeit geschenkt. Eine Aussage bezüglich einer Erhöhung des Spannungslevels kann ohne nähere Untersuchungen der individuellen Gegebenheiten, wie beispielsweise Mastformen, klimatische Verhältnisse etc. nicht getroffen werden.

### Mögliche Leistungsübertragung

Obwohl bei einer Übertragung mit natürlicher Leistung keine Blindleistung übertragen wird, wird dieser Betriebszustand selten eintreten. Im Regelfall werden die thermischen Belastungsgrenzen ausgereizt.

Annahme:

- Übertragungsleistung 6GW
- Leiterseil: 1045/45, Durchmesser 1090,9mm<sup>2</sup>, Dauerstrombelastbarkeit 1580A

Tabelle 41: Vergleich der übertragbaren Leistung bei unterschiedlichen Bedingungen

	Spannungsebene in kV	Strom in A	HT(LS) (+50%)	FLM (+15-50%) (~+20%)	Anzahl der parallelen Systeme
1	380	1580	nein	nein	6
2	380	1580	ja	nein	4
3	380	1580	ja	ja	4
4	380	1580	nein	ja	5
5	550	1580	nein	nein	4
6	550	1580	ja	nein	3
7	550	1580	nein	ja	5
8	550	1580	ja	ja	3

### 380kV

- *Durchschnittliche Masthöhe: 51m für Masten mit 2 Systemen (Oswald B. R., 2005).*
- *Spannweiten 350m...400m*
- *Minimalhöhe des Leiterseils vom Boden 7,8m*
- *Mastbreite im Durchschnitt 30m*

In (e.on Netz, 2007) wird eine Breite des Schutzstreifens von 60m bis 80m angenommen. Dieser Schutzstreifen soll Freileitungen vor umstürzenden und heranwachsenden Bäumen schützen. Innerhalb dieses Schutzstreifens gelten Aufwuchsbeschränkungen für Gehölzbestände und auch die direkte bauliche Nutzung unter der Trasse unterliegt Beschränkungen.

Dieser Schutzstreifen gilt für eine Trasse unter der Verwendung eines Masts für 2 Systeme. Hier ist darauf zu achten, dass bei parallel verlaufenden Systemen an Trassenbreite gespart werden könnte.

### 550kV

Die Ermittlung der Daten für ein Übertragungssystem mit 550kV unterliegt einer Annahme bzw. Schätzung aufgrund vorhandener Daten eines 380kV und eines 750kV Übertragungssystems.

Um eine Spannungserhöhung von 380kV auf 550kV zu erreichen, sind nähere Untersuchungen der Mastbilder in Hinblick auf Isolationskoordination erforderlich, ohne deren Kenntnis keine Angaben getroffen werden können. An dieser Stelle wird auf einschlägige Fachliteratur (Hinteregger, 2011) verwiesen.

## 10 ANHANG A1 – WEITERE BERECHNUNGSERGEBNISSE AUS NEPLAN

### 10.1 Ergebnisse und Berechnungen zum Leitszenario A-2022

Szenario A-2022 beschreibt einen moderaten Zuwachs Erneuerbarer Energien, bei einem zum Referenzjahr 2010 unveränderten Nettostrombedarf von 535 TWh. Im Szenario B-2022 ist wie auch in sämtlichen weiteren Szenarien keine Einspeisung aus Kernenergie vorgesehen, weshalb die Deckung der Höchstlast durch einen Anstieg der Leistung aus Kohle- und Erdgaskraftwerken gewährleistet wird.

Die installierte Nettoleistung konventioneller Kraftwerke sinkt auf 91 GW, die installierte Nettoleistung der Erneuerbaren Energieträger steigt hauptsächlich getrieben durch Windenergie (54 GW) und Photovoltaik (48 GW) auf 116 GW (Consentec/IAEW, 2012).

Folgende Grafik zeigt die Belastung im Szenario A-2022 im Netznutzungsfall Starklast-Starkwind und geringe Photovoltaikeinspeisung (L+W+P-) im Referenznetz für diese Netzanalyse (Startnetz).

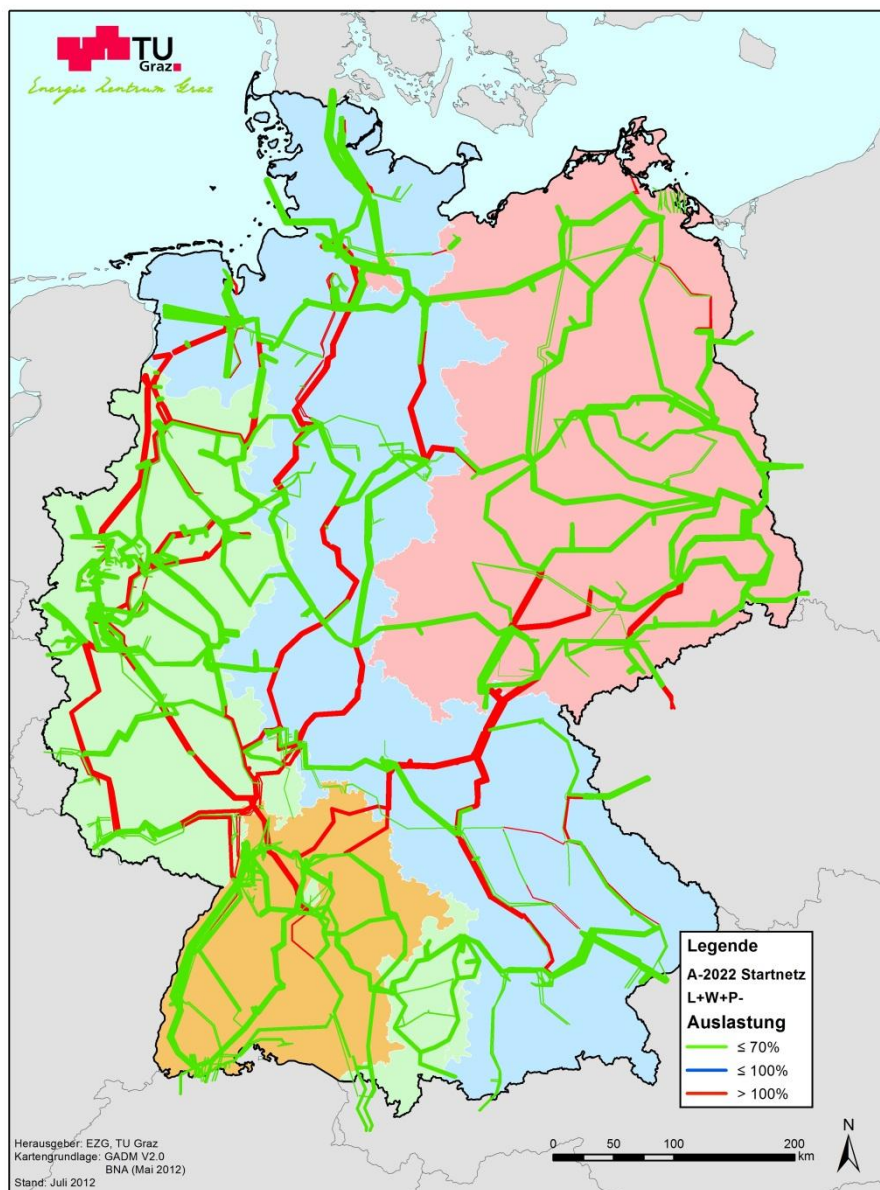


Abbildung 151: Leitungsauslastung des Netznutzungsfalls A-2022 AC L+W+P- im Startnetz



### 10.1.1 Szenario A-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

Der Netzausbau erfolgt in diesem Szenario mittels konventioneller Wechselstromtechnik (Referenztechnologie Drehstromfreileitung) in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV.

Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen (s. Kap. 6.3.2), werden die Einspeiseleistungen mittels Skalierungsfaktor angepasst. Diese Anpassung der Einspeisung zur Verlust- bzw. Überschussverteilung (unausgeglichene Netznutzungsfälle) erfolgt gleichmäßig für alle Erzeugungseinheiten.

#### Quantifizierung des Netzausbaubedarfs

Rund 600 km 380-kV und 220-kV-Leitungen werden durch weitere Stromkreisauflage verstärkt bzw. umbeseilt. Die Berechnungen ergeben des Weiteren einen Neubaubedarf in bestehender Trasse von 6200 km 380-kV-Leitung sowie einen Neubaubedarf auf neuer Trasse von 1200 Trassenkilometern.

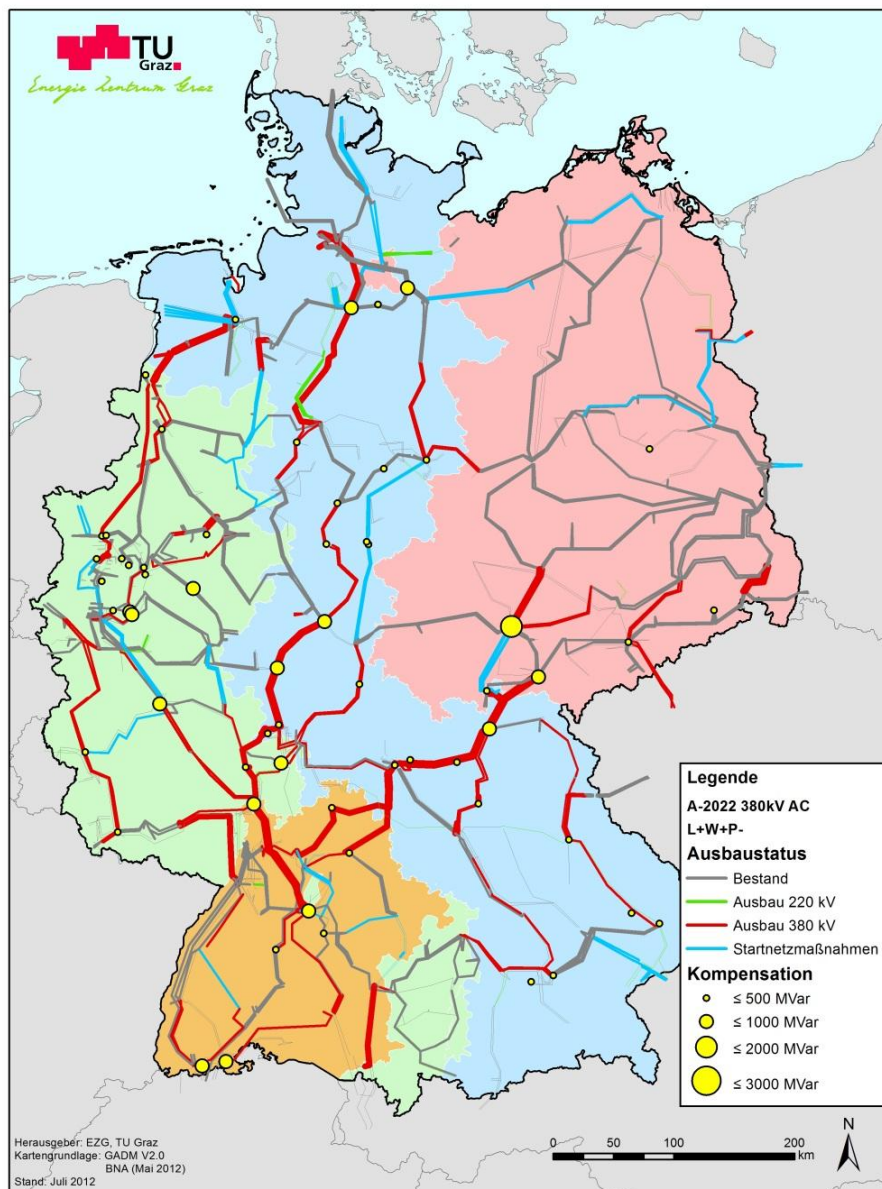


Abbildung 152: Netzausbau im Szenario A-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

Im Zuge des Netzausbaus ist die Installation von 17 neuen Kuppeltransformatoren erforderlich. Für die Blindleistungskompensation werden 158 Kompensationsanlagen mit einer Gesamt - Blindleistung von 42 Gvar installiert.

Tabelle 42: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario A-2022 AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- auflage bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>A-2022</b>					
380 kV AC	600	6200	1200	0	8000

Abbildung 152 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsverstärkungen und Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle im Szenario C 2022. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

## 10.2 Ergebnisse der Berechnungen zum Leitszenario C-2022

Szenario C-2022 beschreibt einen ambitionierten Zuwachs Erneuerbarer Energien, bei einem zum Referenzjahr 2010 unveränderten Nettostrombedarf von 535 TWh. Die Deckung der Höchstlast wird durch einen Anstieg der Leistung von Kohle und Erdgaskraftwerken gewährleistet.

Die installierte Nettoleistung konventioneller Kraftwerke sinkt im Vergleich zu den weiteren Szenarien stark auf 89 GW, die Nettoleistung der Erneuerbaren Energieträger steigt hauptsächlich getrieben durch Windenergie (87 GW) und Photovoltaik (49 GW) auf 149 GW (Consentec/IAEW, 2012). Im Szenario C-2022 ist wie auch in allen weiteren Szenarien keine Einspeisung aus Kernenergie vorhanden.

### Startnetzdarstellung

Abbildung 153 zeigt die Belastungen aus dem Jahre C-2022 im Netznutzungsfall Starklast-Starkwind und geringe Photovoltaikeinspeisung (L+W+P-) im ausgebauten Referenznetz für diese Netzanalyse (Startnetz).

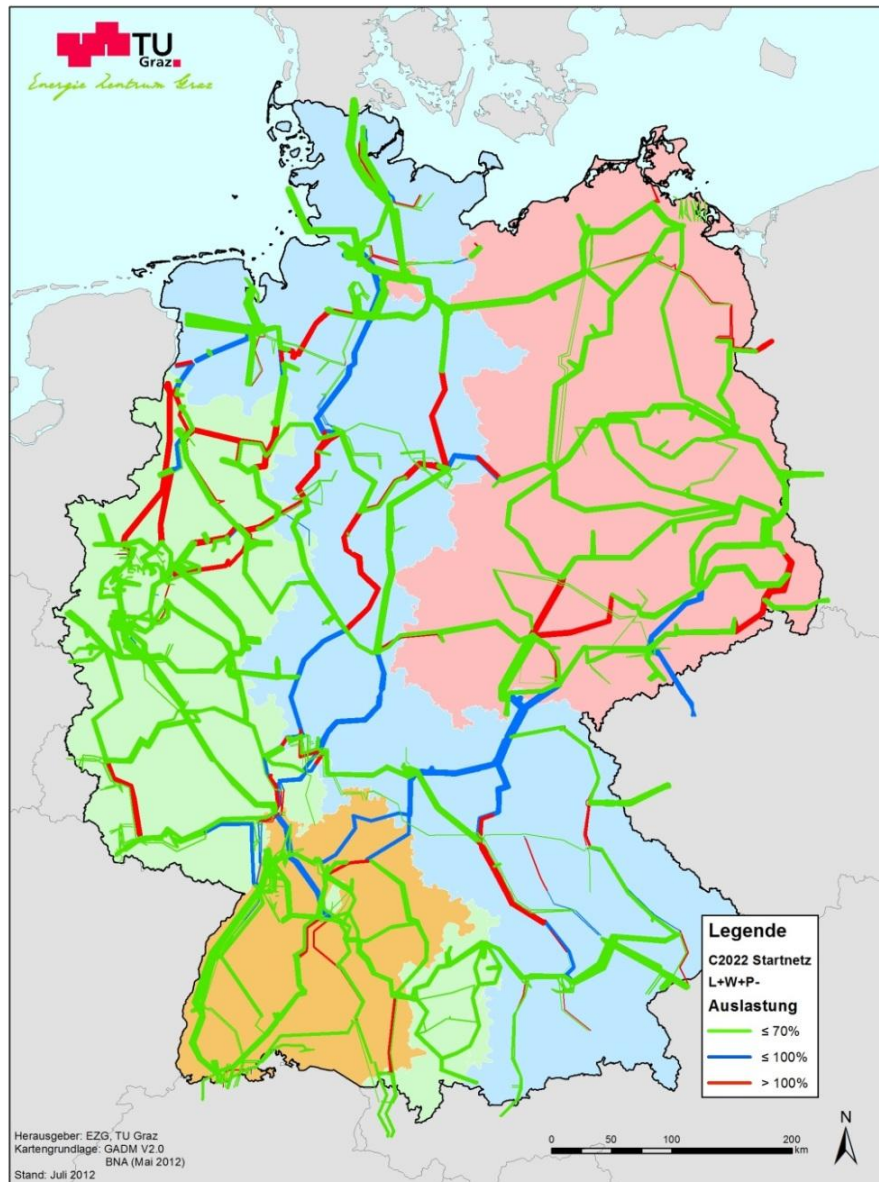


Abbildung 153: Leitungsauslastung des Netznutzungsfalls C-2022 L+W+P- im Startnetz

### 10.2.1 Szenario C-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)

Der Netzausbau erfolgt bei diesem Szenario mittels konventioneller Wechselstromtechnik (Drehstromfreileitung) in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV.

Zur Erreichung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz wird der Skalierungsfaktor für die Einspeisung gemäß 6.3.2 definiert. Dieser Faktor sorgt für ein Leistungsgleichgewicht im Netz, und stellt somit ein Maß für die Netzverluste im jeweiligen Netznutzungsfall dar, indem er die Einspeisung der Generatoren anhebt.

#### Quantifizierung des Netzausbaubedarfs

In Summe wird ein Gesamtausbaubedarf von rund 9700 Trassenkilometern bestimmt, dabei ist auf 600 km eine Stromkreisaufgabe bzw. Umbeseilung notwendig. Die Neubauten auf bestehenden Trassen belaufen sich auf 7000 Trassenkilometern. Zusätzlich dazu sind etwa 2100 km 380-kV-Leitungen auf neuer Trasse erforderlich.

Im Zuge der Netzausbaumaßnahmen muss die Anzahl der Kuppeltransformatoren um 27 Stück erhöht werden. Für die Blindleistungskompensation sind 150 Kompensationsanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 42 Gvar notwendig.

Tabelle 43: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario C-2022

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- aufgabe bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>C-2022</b>					
380 kV AC	600	7000	2100	0	9700

Abbildung 154 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsverstärkungen und Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle im Szenario C 2022. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

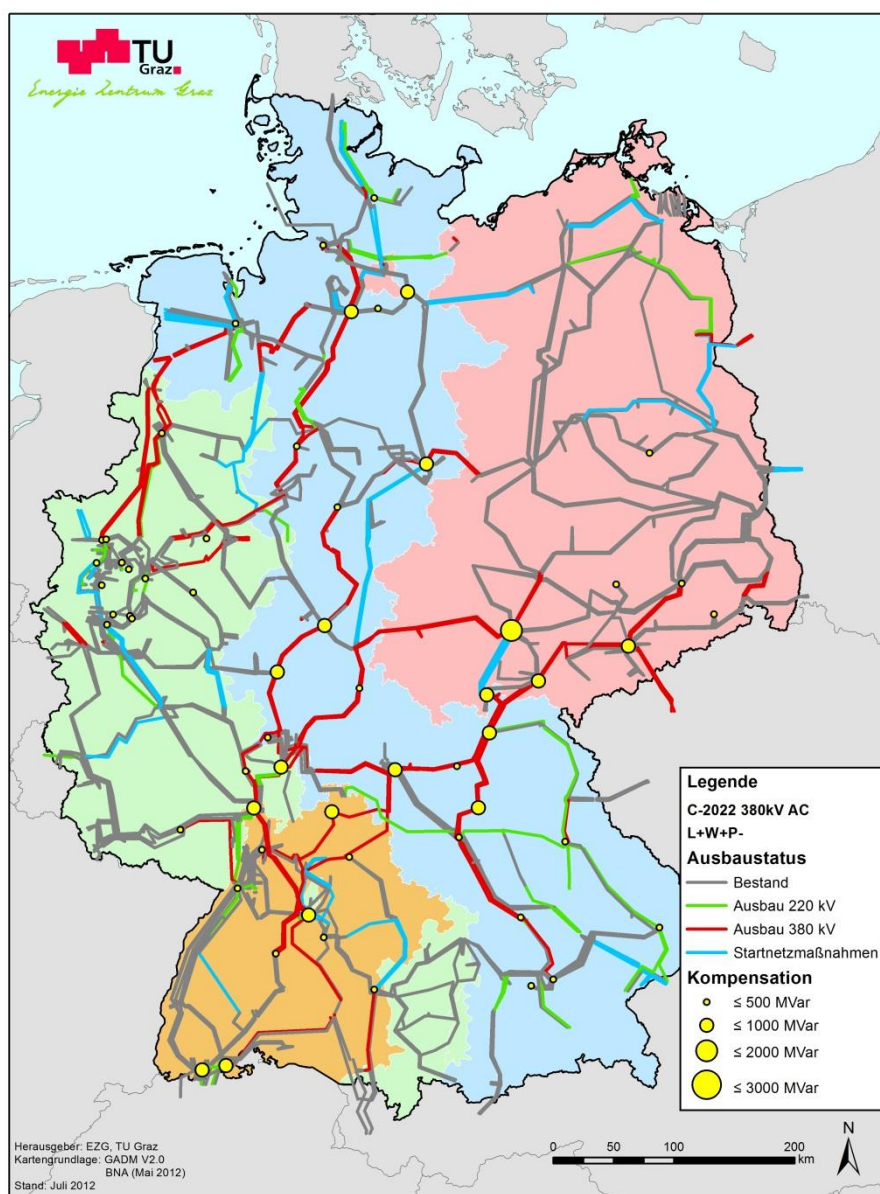


Abbildung 154: Netzausbau Szenario C-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)



**FAZIT DER NEPLAN BERECHNUNGEN IN DEN SZENARIEN A-2022 UND C-2022**

- ❖ Für das Szenario A-2022 kann ein gesamter Netzausbaubedarf von 8000 Trassenkilometern bestimmt werden. Für das Szenario C-2022 beträgt dieser gesamte Netzausbaubedarf 9700 Trassenkilometer.
- ❖ Speziell die Netznutzungsfälle mit Starkwindsituationen zeigen einen hohen Nord-Süd-Transportbedarf, der über der (n-1)-sicheren Transportkapazität des Startnetzes liegt, und führen dadurch zu erhöhten Ausbaubedarf im Stromnetz.

**10.3 Zusätzliche Ergebnisse und Berechnungen zum Leitszenario B-2022****10.3.1 Szenario B-2022, 2 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV-Netzausbau (NEP2K HGÜ+AC)**

Um das 380-kV-Leitungsnetz zu entlasten und den Nord-Süd-Lastfluss zu steuern, werden in dieser Analyse zwei HGÜ-Übertragungskorridore vorgesehen. Der weitere Netzausbau erfolgt in diesem Szenario mittels konventioneller Wechselstromtechnik (Referenztechnologie Drehstromfreileitung) in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Um eine ausgeglichene Leistungsbilanz zu erreichen, wird der Skalierungsfaktor für die Einspeisung angepasst. Dies erfolgt zur Verlust- bzw. Überschussverteilung auf alle Erzeugungseinheiten.

**Overlay-Korridore**

Als Strukturelement in der Übertragung werden in diesem Fall HGÜ-Elemente integriert. Die realisierten HGÜ-Systeme sind Teilmenge der im Entwurf des Netzentwicklungsplans der Netzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) angeführten HGÜ-Lösung. Die detaillierte Beschreibung der einzelnen Korridore sowie der zugehörigen Leitungen zeigt Tabelle 44.

**Tabelle 44: Übersicht HGÜ-Leitungen – B-2022 HGÜ+AC**

Korridor	NEP-Maßnahme	von Knoten	nach Knoten	Transportkapazität	Trassenlänge (Umwegfaktor 1,3)			
					Nord-abzweig	Haupt-strecke 1	Süd-abzweig	Gesamt
				in MW	in km	in km	in km	in km
Nordkorridor A1-1	M01	Emden	Osterrath	2000	0	320	0	
<b>Gesamtrasse Nordkorridor A1</b>						320		320
Südkorridor A1-2	M02	Osterath	Phillipsburg	2000	0	340	0	
<b>Gesamtrasse Südkorridor A2</b>					0	340	0	340
Korridor C	M05	Brunsbüttel	Großgartach	1300	0	690	80	
Korridor C	M06	Wilster	Goldshöfe	1300	10	690	60	
<b>Gesamtrasse Korridor C</b>					10	690	140	840
<b>Gesamttrassen Korridor A1 &amp; A2 &amp; C</b>				<b>4600</b>				<b>1500</b>

**Drehstrom-Ausbau**

Begleitend zum Ausbau der HGÜ-Übertragung (1500 Trassenkilometer) ist ebenfalls ein im Vergleich zu Abschnitt 6.4.1 reduzierter Ausbau des Drehstromnetzes erforderlich. Speziell in der Nähe der HGÜ-Anknüpfungspunkte sind verstärkte Ausbaumaßnahmen des Drehstromnetzes notwendig, um die Energie verteilen bzw. zusammenführen zu können.

**Quantifizierung des Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)**

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in Kapitel 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen in dem ausgearbeiteten Netzausbauszenario rund 700 km 380-kV und 220-kV-Leitungen verstärkt werden. Zusätzlich ist ein Neubau von Leitungen in bestehender Trasse im Ausmaß von ca. 5100 km notwendig. Neubautrassen sind in einem Ausmaß von 2200 km notwendig, wobei 1500 km auf neue Overlaynetztrassen entfallen.



Im Zuge des Netzausbaus ist die Installation von ca. 30 neuen Kuppeltransformatoren erforderlich. Für die Blindleistungskompensation werden ca. 80 Kompensationsanlagen mit einer Gesamt – Blindleistung von 20 Gvar installiert.

Tabelle 45: Eckdaten Netzausbau Szenario – B-2022 NEP2K HGÜ+AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis- aufgabe bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ- Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2022</b>					
NEP2K HGÜ+AC	700	5100	700	1500	8000

Abbildung 155 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

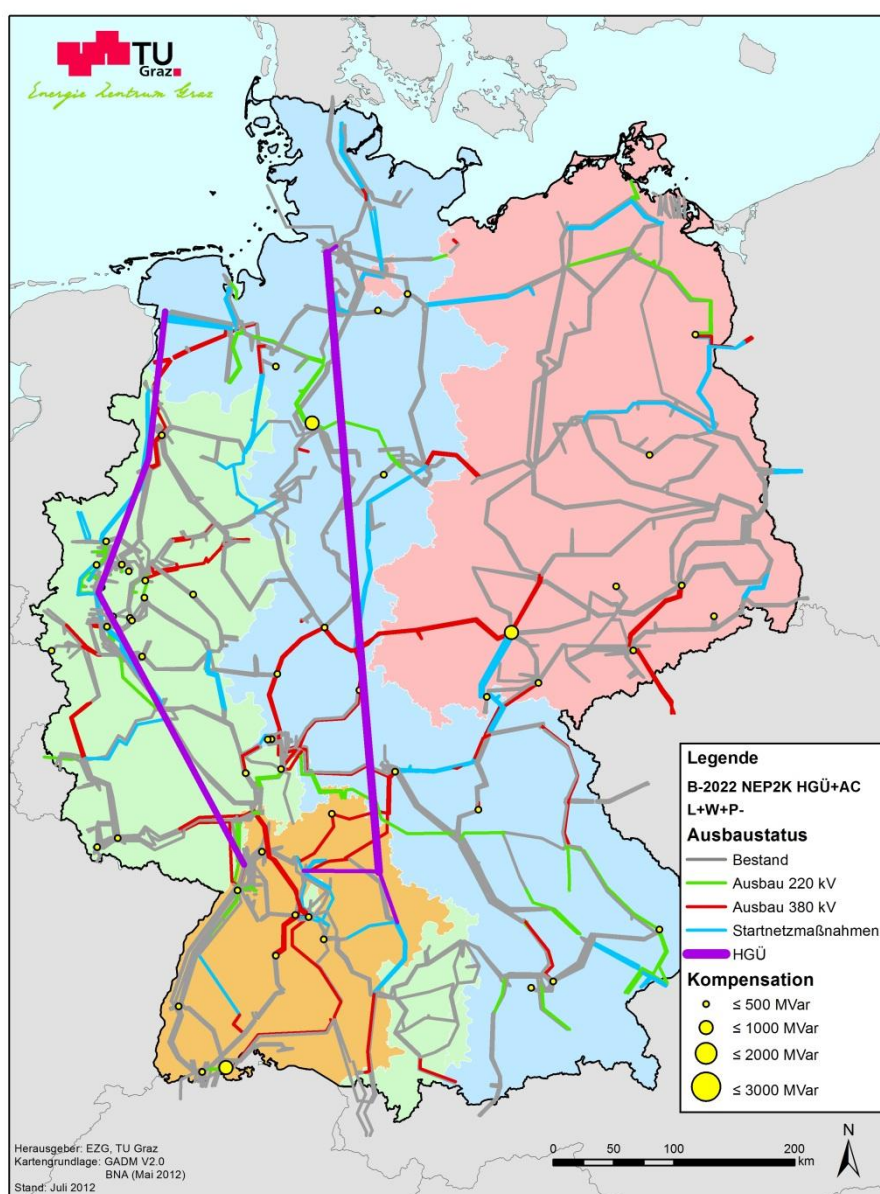


Abbildung 155: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, 2 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV-Netzausbau (NEP2K HGÜ+AC)

### 10.3.2 Szenario B-2022, 3 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV-Netzausbau (NEP3K HGÜ+AC)

Alternativ zu 10.3.1 werden in dieser Berechnung 3 HGÜ-Übertragungskorridore vorgesehen, um das 380-kV-Leitungsnetz zu entlasten und den Nord-Süd-Lastfluss zu steuern. Der weitere Netzausbau erfolgt in diesem Szenario mittels konventioneller Wechselstromtechnik (Referenztechnologie Drehstromfreileitung) in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV.

#### Overlay-Korridore

Die realisierten HGÜ-Systeme sind Teilmenge der im Entwurf des Netzentwicklungsplans der Netzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) angeführten HGÜ-Lösung. Die detaillierte Beschreibung der einzelnen Korridore sowie der zugehörigen Leitungen zeigt Tabelle 44.

Tabelle 46: Übersicht HGÜ-Leitungen – B-2022 NEP3K HGÜ+AC

Korridor	NEP-Maßnahme	von Knoten	nach Knoten	Transportkapazität	Trassenlänge (Umwegfaktor 1,3)			
					Nord-abzweig	Haupt-strecke 1	Süd-abzweig	Gesamt
					in km	in km	in km	in km
Nordkorridor A1-1	M01	Emden	Osterrath	2000	0	320	0	
<b>Gesamtrasse Nordkorridor A1</b>						320		320
Südkorridor A1-2	M02	Osterath	Phillipsburg	2000	0	340	0	
<b>Gesamtrasse Südkorridor A2</b>					0	340	0	340
Korridor C	M05	Brunsbüttel	Großgartach	1300	0	690	80	
Korridor C	M06	Wilster	Goldshöfe	1300	10	690	60	
<b>Gesamtrasse Korridor C</b>					10	690	140	840
Korridor D	M09	Lauchstädt	Meintingen	2000	0	450	0	
<b>Gesamtrasse Korridor D</b>						450		450
<b>Gesamttrassen Korridor A1 &amp; A2 &amp; C</b>				<b>6600</b>				<b>1950</b>

#### Drehstrom-Ausbau

Begleitend zum Ausbau der HGÜ-Übertragung (1950 Trassenkilometer) ist auch ein – im Vergleich zu Abschnitt 6.4.1 reduzierter – Ausbau des Drehstromnetzes erforderlich. Speziell in der Nähe der HGÜ-Anknüpfungspunkte sind verstärkte Ausbaumaßnahmen des Drehstromnetzes notwendig, um die Energie verteilen bzw. zusammenführen zu können.

#### Quantifizierung des Netzausbaubedarfs (Trassenkilometer)

Zur (n-1)-sicheren Erfüllung der über die Netznutzungsfälle definierten Transportaufgaben müssen inklusive der in Kapitel 6.1 beschriebenen Startnetzmaßnahmen in dem ausgearbeiteten Netzausbau-szenario rund 700 km 380-kV und 220-kV-Leitungen verstärkt werden. Zusätzlich ist ein Neubau von Leitungen in bestehender Trasse im Ausmaß von ca. 4800 km notwendig. Neubautrassen sind in einem Ausmaß von 2700 km notwendig, wobei 2000 km auf Overlay-Netztrassen entfallen.

Tabelle 47: Eckdaten Netzausbau Szenario – B-2022 NEP3K HGÜ+AC

Szenario - Berechnung	Netzverstärkung		Netzausbau		Summe
	Stromkreis-aufgabe bzw. Umbeseilung	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	380-kV-Neubau in neuer Trasse Doppelleitung	Neubau HGÜ-Freileitung	
	km	km	km	km	
<b>B-2022</b>					
NEP3K HGÜ+AC	700	4800	700	2000	8200

Abbildung 155 zeigt eine qualitative Zusammenfassung über den möglichen notwendigen Umfang von 380-kV-Leitungsausbauten für die festgelegten Netznutzungsfälle. Aus diesen Plausibilitätskonzepten können einzelne Ausbauten nicht abgeleitet werden.

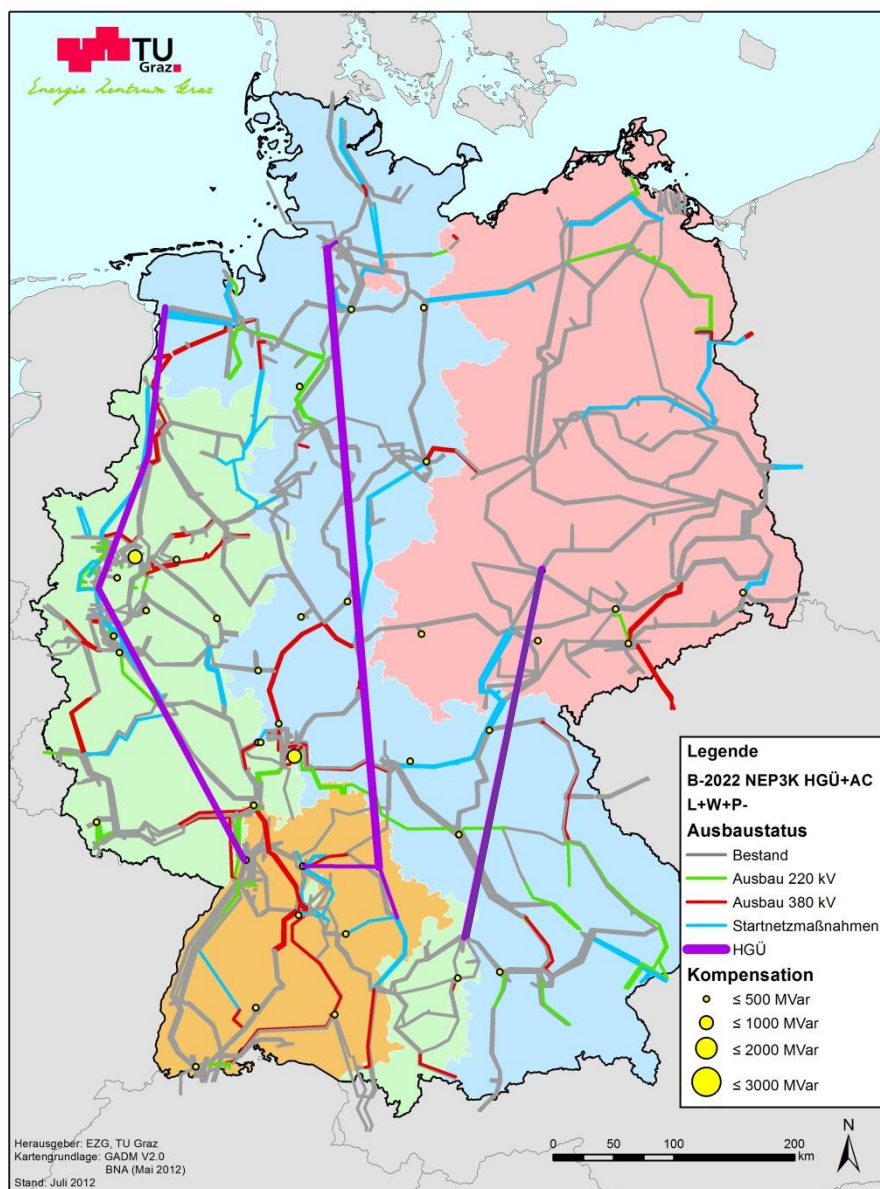























Abbildung 156: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, 3 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV-Netzausbau (NEP3K HGÜ+AC)

## 11 ANHANG A2 – WEITERE SZENARIORECHNUNGEN MIT ATLANTIS

### 11.1 Rahmenbedingungen für die ATLANTIS-Rechnungen basierend auf dem Overlaynetz der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr B-2022

Auf Wunsch der Bundesnetzagentur wurden nach Erscheinen des ersten Entwurfs des NEP (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) der Übertragungsnetzbetreiber und auf Basis des regionalisierten Szenariorahmens aus dem NEMO-Gutachten (Consentec/IAEW, 2012) unterschiedliche Overlayvarianten basierend auf den vier Overlaykorridoren A, B, C und D aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) in ATLANTIS simuliert<sup>102</sup>. Dabei wurde die Overlaystruktur für B-2022 bzw. B-2032 in ATLANTIS modellhaft abgebildet. Neben der Berechnung mit *vier Korridoren (B.NEP4K)* wurden in zwei weiteren Berechnungen für B-2022 leistungsmäßig reduzierte HGÜ-Varianten mit *zwei Korridoren (B.NEP2K)* und *drei Korridoren (B.NEP3K)* analysiert.

Tabelle 48: Übersichtstabelle über die ATLANTIS-Rechnungen mit den HGÜ-Korridoren entsprechend dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber basierend auf den Regionalisierungsdaten von NEMO (Consentec/IAEW, 2012)

Simulations- beschreibung	Kurzbeschreibung	Szenario laut Szenariorahmen	Simulations- zeitraum			Netzvarianten in Deutschland					
			2012	2022	2032	Startnetz	NEP-Korridor A	NEP-Korridor B	NEP-Korridor C	NEP-Korridor D	AC-NOVA- Maßnahmen
B.NEP4K	NEP4K-Variante (A-B-C-D)	B									
B.NEP2K	NEP2K-Variante (A-C) (reduziert in Korridor C*)	B									
B.NEP3K	NEP3K-Variante (A-C-D) (reduziert in Korridor C*)	B									

\*...reduziert in Korridor C bedeutet, dass nicht alle vorgesehenen Einzelmaßnahmen für Korridor C aus der Overlayvariante B-2022 entsprechend dem 1. Entwurf des NEP der ÜNB berücksichtigt werden.

Startnetz	entsprechend dem Integral-Datensatz der ÜNB modelliert
AC-NOVA-Maßnahmen	AC-NOVA-Maßnahmen aus 1. Entwurf des NEP der ÜNB
NEP-Korridor A	Overlaykorridor A (B-2022) aus 1. Entwurf des NEP der ÜNB
NEP-Korridor B	Overlaykorridor B (B-2022) aus 1. Entwurf des NEP der ÜNB
NEP-Korridor C	Overlaykorridor C (B-2022) aus 1. Entwurf des NEP der ÜNB
NEP-Korridor D	Overlaykorridor D (B-2022) aus 1. Entwurf des NEP der ÜNB

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse aus ATLANTIS beruhen auf den **Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO<sup>103</sup>** und wurden **nicht an die Eingangsdaten (Regionalisierung der Erzeugung und der Last für B-2022 und B-2032, NTC-Werte usw.) aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber** (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) angepasst. Die in NEMO angewendete Regionalisierungsmethode der Erzeugung und der Last weicht von jener der Übertragungsnetzbetreiber ab. Eine beeinflussende Größe auf die Auslastungsgrade der HGÜ-Korridore ist neben der Regionalisierung der Offshorewindkraft insbesondere die Wahl der

<sup>102</sup> Die ATLANTIS-Berechnungen B.0, B.1 und B.2 sind bereits vor Erscheinen des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt worden.

<sup>103</sup> Consentec/IAEW (2012): *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. Die dem TU Graz-Gutachten zu Grunde gelegte Fassung von NEMO wurde der TU Graz von der Bundesnetzagentur anlässlich des Arbeitsgruppenmeetings am 3./4. April 2012 in Graz übergeben.



Anlandeknoten von Offshoreanlagen, sowie die Verteilung der im Szenariorahmen vorgesehenen Erzeugungsleistung von Offshorewindkraftanlagen auf die Ost- und die Nordsee. Die wesentlichsten Unterschiede hinsichtlich der Offshore-Leistung in Nord- und Ostsee sind in Abbildung 157 (B-2022) und Abbildung 158 (B-2032) dargestellt. Die Unterschiede in der Regionalisierung bei der Onshore-windkraft sind in Abbildung 159 (B-2022 links und B-2032 rechts) abgebildet.

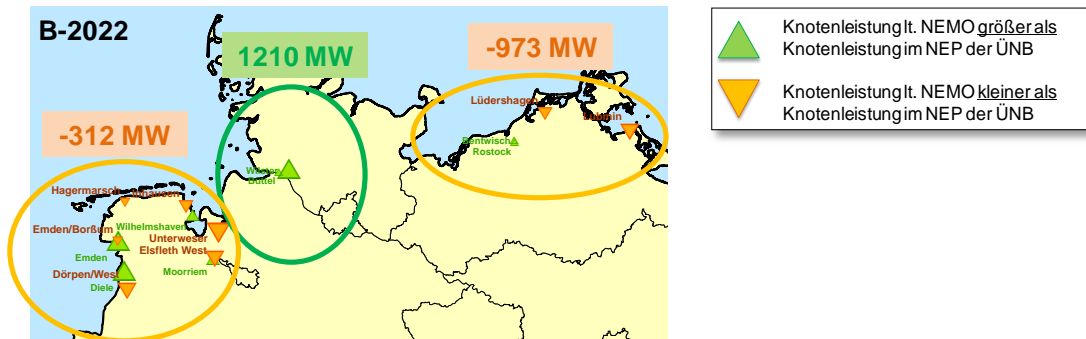


Abbildung 157: Unterschiede im Regionalisierungsergebnis der Offshorewindkraft in B-2022 (auf Basis der vorgesehenen Anlandeknoten) zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und der Kraftwerksliste zum NEP 2012 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012d): Die Zahlenwerte sind positiv, wenn in der eingekreisten Region der Summenwert laut NEMO über dem Summenwert der Übertragungsnetzbetreiber liegt. Im gegenteiligen Fall sind die Zahlenwerte negativ.<sup>104</sup>

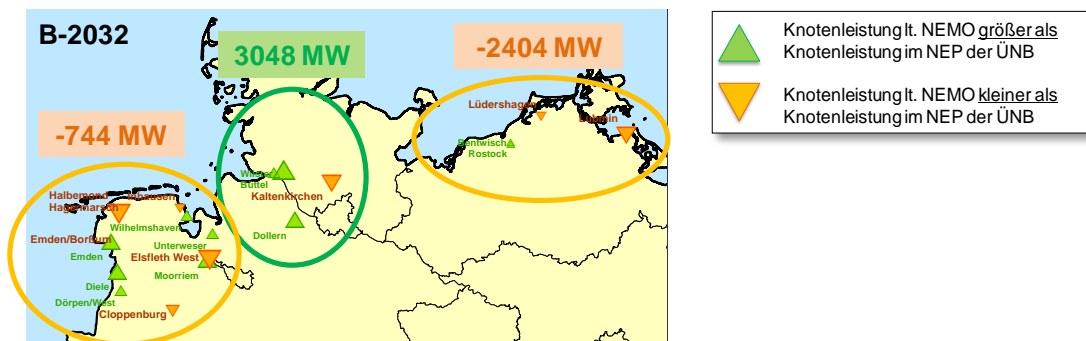


Abbildung 158: Unterschiede im Regionalisierungsergebnis der Offshorewindkraft (auf Basis der vorgesehenen Anlandeknoten) in B-2032 zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und der Kraftwerksliste zum NEP 2012 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012d): Die Zahlenwerte sind positiv, wenn in der eingekreisten Region der Summenwert laut NEMO über dem Summenwert der Übertragungsnetzbetreiber liegt. Im gegenteiligen Fall sind die Zahlenwerte negativ.<sup>104</sup>

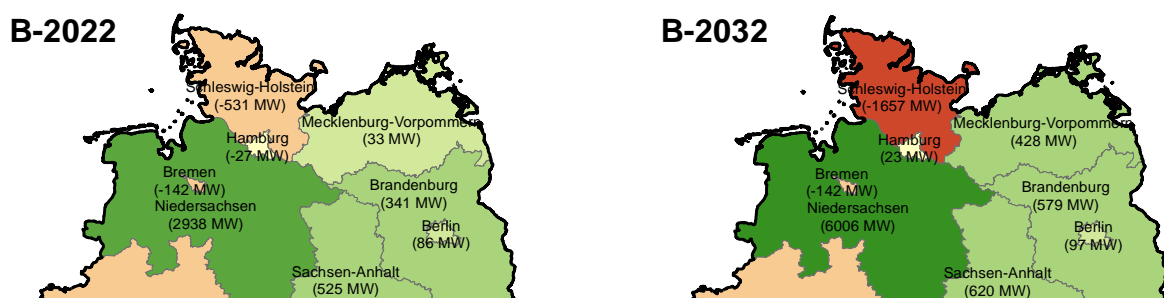


Abbildung 159: Unterschiede im Regionalisierungsergebnis der Onshorewindkraft in den nördlichen Bundesländern in B-2022 (links) und in B-2032 (rechts) zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und dem ersten Entwurf des NEP der ÜNB (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e): Die Zahlenwerte sind positiv, wenn in der eingekreisten Region der Summenwert laut NEMO über dem Summenwert der Übertragungsnetzbetreiber liegt. Im gegenteiligen Fall sind die Zahlenwerte negativ.<sup>105</sup>

<sup>104</sup> Enthält auch geringfügige Anpassungen der Anlandeknoten aus NEMO-Gutachten, deren Gründe in Abschnitt 4.3.1 dargestellt sind. Das Saldo der positiven und negativen Abweichungen (75 MW in B-2022) und (100 MW in B-2032) zwischen NEMO und Übertragungsnetzbetreibern ist auf Rundungsfehler zurückzuführen.

<sup>105</sup> Die Zuteilung der 220/380kV-Knoten zu den einzelnen Bundesländern erfolgte für die knotengenauen Werte aus dem NEMO-Gutachten rein geografisch. Der Verlauf darunterliegender Netzebenen (v.a. 110kV) zwischen den Bundesländern konnte aufgrund fehlender Informationen nicht berücksichtigt werden. Damit kann es zwischen benachbarten Bundesländern zu Verschiebungen der Bilanz kommen.



Die aufgezeigten Unterschiede in den Eingangsdaten sind bei der Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse zu beachten. Sämtliche Berechnungen mit ATLANTIS beruhen hinsichtlich 220/380-kV-Netz auf dem Startnetz, welches entsprechend dem Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c) in ATLANTIS abgebildet ist. Die Vernachlässigung von NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz, welche von den Übertragungsnetzbetreibern begleitend zum Overlayausbau vorgesehen werden, muss bei der Interpretation der Ergebnisse aus ATLANTIS berücksichtigt werden.

## 11.2 Auswertung der Szenariorechnung B.NEP4K – vier Korridore für B-2022 bzw. B-2032

Zunächst wurde die Overlaystruktur für das Szenario B in die Netzmodellierung von ATLANTIS übernommen. Da sowohl das Jahr 2022 als auch das Jahr 2032 Gegenstand der ATLANTIS-Rechnungen sind, wurde für den Zeitraum 2022 bis 2032 beginnend mit Variante B-2022 gerechnet und im Jahr 2032 die Ausbaustufe entsprechend der NEP-Lösung für B-2032 verwendet<sup>106</sup> (Abbildung 160). Dabei wurden für B-2032 zwei Varianten im Korridor C gerechnet.

- In der ersten Variante beträgt die gesamte Übertragungsleistung 9,2 GW, modelliert entsprechend den Angaben in Abbildung 42 des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e, S. 109). Durch Aufsummieren der in der genannten Abbildung angegebenen Systemleistungen der Maßnahmen M05, M06, M07, M08, M13 und M14 erhält man für Korridor C **9,2 GW** für B-2032.
- In der zweiten Variante wurde Korridor C gemäß den Angaben im Anhang des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e, S. 280) in ATLANTIS berücksichtigt. Im Unterschied zur ersten Variante beträgt die Übertragungsleistung der Maßnahmen M05 und M06 jeweils 2,6 GW anstelle der 1,3 GW aus Abbildung 42 in (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e, S. 109). Damit erreicht man in dieser Variante in Korridor C eine Summenleistung von **11,8 GW** für B-2032.

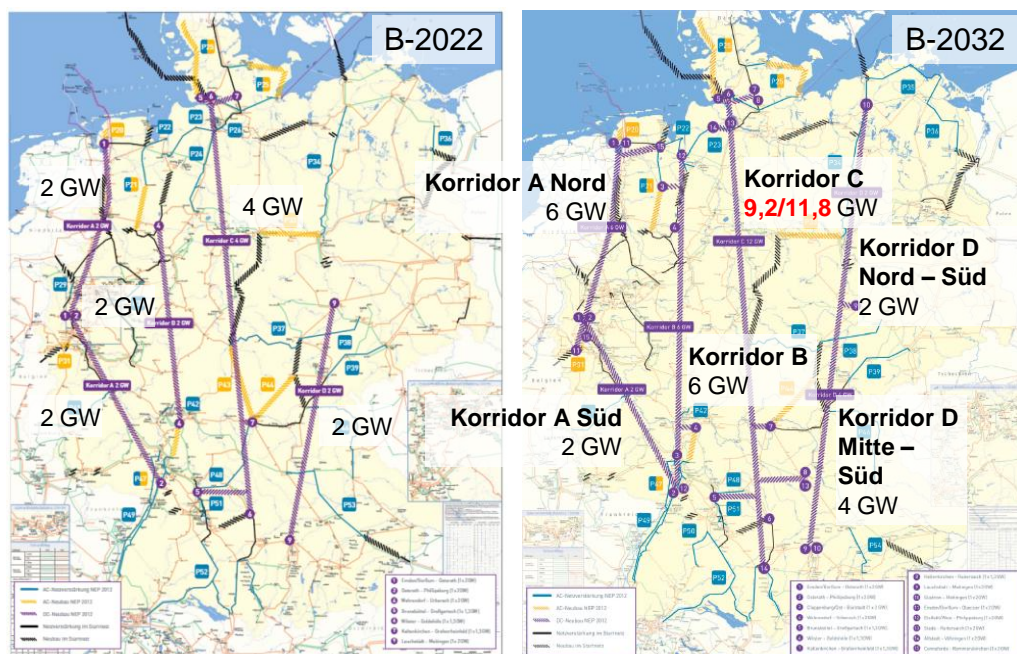


Abbildung 160: Ergebnisnetz aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans des Übertragungsnetzbetreiber für B-2022 (links) bzw. B-2032 (rechts) (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e)

<sup>106</sup> Da das Umspannwerk *Kaltenkirchen* kein im Startnetz bestehendes Umspannwerk ist, werden für die NEP-Overlaykorridore Nr. 7 und 8 alternativ die im Umfeld von *Kaltenkirchen* leistungsstarken 380-kV-Umspannwerke *Audorf* und *Hamburg Ost* für die Modellierung in ATLANTIS herangezogen.

Die eingangs erwähnten Unterschiede zwischen der Regionalisierung der Übertragungsnetzbetreiber und jener aus dem Gutachten NEMO erlauben demnach *keinen direkten Rückschluss* auf die Wirkungsweise eines Korridors im *regionalisierten* Szenarioumfeld, welches von den Übertragungsnetzbetreibern zu Grunde gelegt wird.

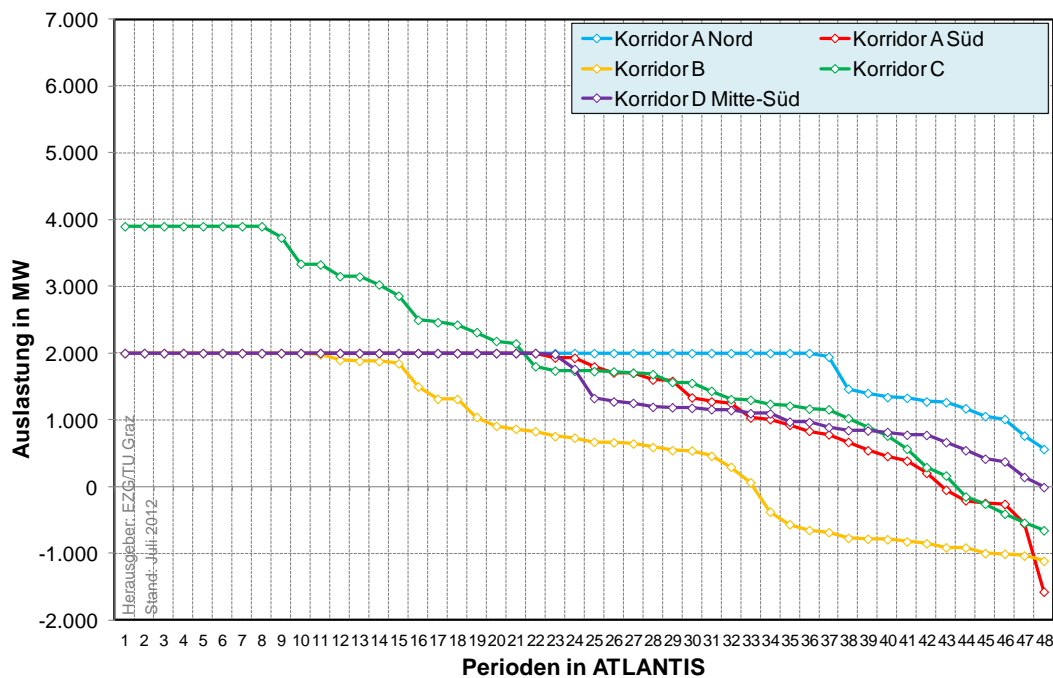


Abbildung 161: B-2022 Ergebnis der ATLANTIS-Rechnung B.NEP4K: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber für B-2022 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (positive Auslastung entspricht der Nord-Süd-Richtung) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

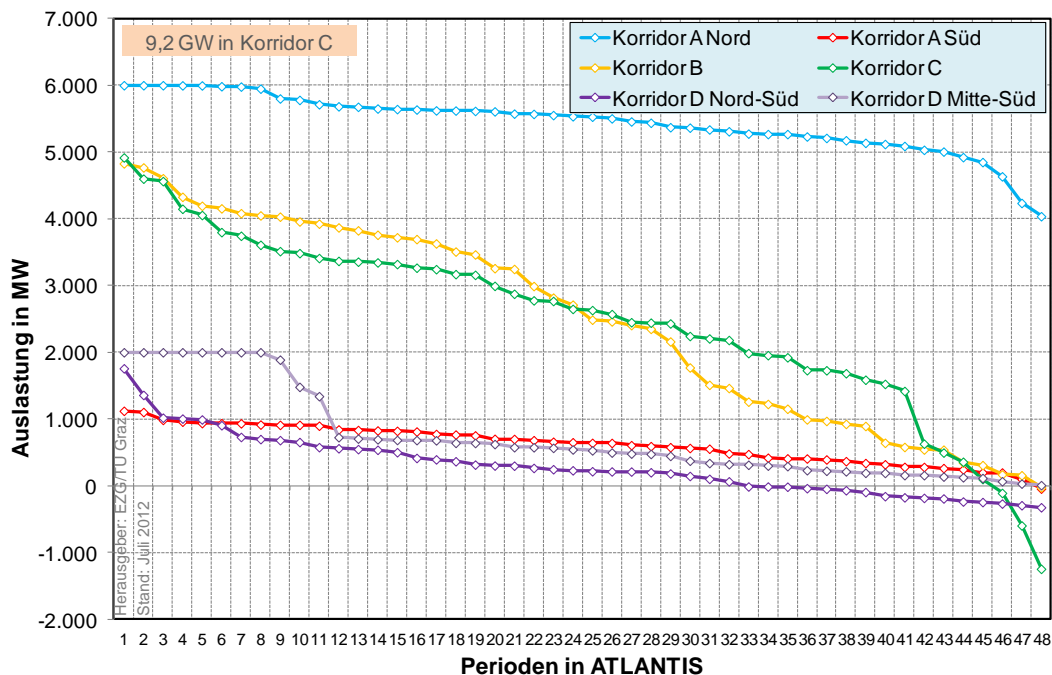


Abbildung 162: B-2032 Ergebnis der ATLANTIS-Rechnung B.NEP4K: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber für B-2032 mit 9,2 GW Summenleistung in Korridor C (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (positive Auslastung entspricht der Nord-Süd-Richtung) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

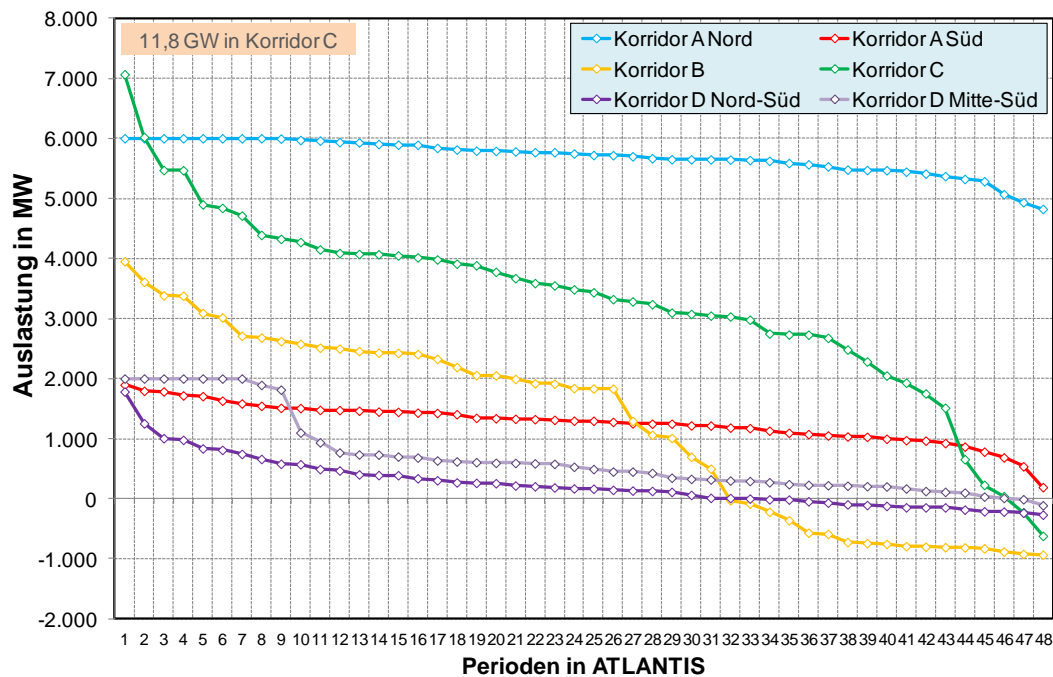


Abbildung 163: B-2032 Ergebnis der ATLANTIS-Rechnung B.NEP4K: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber für B-2032 mit 11,8 GW Summenleistung in Korridor C (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (positive Auslastung entspricht der Nord-Süd-Richtung) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

Die Auslastungsdauerlinien (Abbildung 161, Abbildung 162 und Abbildung 163) der HGÜ-Korridore im Jahr B-2022 und B-2032 dienen viel mehr als Indiz für die zweckmäßige Dimensionierung der gesamten Nord-Süd-Korridore-Kapazität und weniger für die Notwendigkeit eines einzelnen Korridors an und für sich.

### 11.3 Auswertung der Szenariorechnung B.NEP2K – zwei Korridore für B-2022

In einer weiteren ATLANTIS-Rechnung (B.NEP2K) wurde auf Wunsch der Bundesnetzagentur eine leistungsmäßig *reduzierte HGÜ-Variante mit zwei Korridoren*, basierend auf der Overlayvariante aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber, für das Szenariojahr B-2022 simuliert. Die Eingangsdaten beruhen auf dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und *nicht* auf jenen der Übertragungsnetzbetreiber. Unterschiede wurden bereits in Abschnitt 11.1 erläutert. Ziel dieser reduzierten HGÜ-Variante ist in weiterer Folge die Analyse der notwendigen NOVA-Maßnahmen im Drehstromnetz. Diese Untersuchungen werden mit Hilfe des AC-Lastflussprogramms NEPLAN durchgeführt, welche auf den acht Netznutzungsfällen des Gutachtens NEMO (Consentec/IAEW, 2012) basieren. In Absprache mit der Bundesnetzagentur wurden die Korridore A und C aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) näher untersucht. Korridor A besteht für B-2022 aus den Maßnahmen:

- M01 „Emden/Borßum nach Osterath“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik) und
- M02 „Osterath nach Phillipsburg“ (Ultranet) (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik auf bestehender Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie).

Sowohl Maßnahme M01 als auch Maßnahme M02 haben eine Übertragungskapazität von jeweils 2 GW. Aus dem Korridor C werden auf Wunsch der Bundesnetzagentur die Maßnahmen

- M05 „Brunsbüttel nach Großgartach“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW in VSC-Technik),
- M06 „Wilster nach Goldshöfe“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW) und
- M07 „Kaltenkirchen<sup>107</sup> nach Grafenrheinfeld“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW)

untersucht. Jede der drei Maßnahmen in Korridor C hat eine Übertragungsleistung von 1,3 GW, wobei für die Untersuchungen der dieser Zwei-Korridor-HGÜ-Variante in Korridor C nur zwei Maßnahmen in Betracht gezogen wurden. Damit ergibt sich unabhängig von der Wahl der zwei Maßnahmen in Korridor C eine Transportkapazität von 2,6 GW. Zusätzlich zu den 2 GW in Korridor A ergibt sich eine gesamte Nord-Süd-Transportleistung der HGÜ-Leitungen von 4,6 GW<sup>108</sup>. Im Vergleich zu den Berechnungen B.NEP4K, B.1 (TUG1K) und B.2 (TUG2K) kann somit von einer leistungsmäßig deutlich reduzierten HGÜ-Variante gesprochen werden<sup>109</sup>.

Mit ATLANTIS wurde in diesem Zusammenhang zunächst analysiert, welche der HGÜ-Maßnahmen aus den NEP-Korridoren *im regionalisierten Szenarioumfeld laut Gutachten NEMO* die höchsten Auslastungen ergeben. Die Auslastung der HGÜ-Korridore ist einer der Indikatoren für die Eignung der gewählten HGÜ-Maßnahmen. Ein zweiter Indikator ist, wie bereits in den Szenariorechnungen B.1 und B.2, der Umfang an Redispatchmaßnahmen. Dabei basieren auch die Berechnungen mit ATLANTIS auf den Eingangsdaten aus NEMO bzw. dem Szenariorahmen der Bundesnetzagentur. Die Netzknoten, an denen die Offshorewindkraftanlagen entsprechend NEMO (siehe Tabelle 5 bzw. Tabelle 6) in das 220/380-kV-Netz einspeisen, sind ein wesentlicher Einflussfaktor auf das Betriebsverhalten der untersuchten HGÜ-Leitungssysteme. Weitere Einflussfaktoren sind die knotenscharfe Verteilung der Last und der Einspeisung je Kraftwerkstyp (Regionalisierung) ebenso wie die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten bzw. die physikalisch vorhandene Transportkapazität an den Grenzen zum benachbarten Ausland. Diesbezüglich sind, wie bereits für die Berechnungsergebnisse in B.NEP4K, Unterschiede zu den zugrunde gelegten Annahmen im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen. Untersucht wurden in weiterer Folge zwei unterschiedliche Untervarianten für Korridor C, deren Ergebnisse nachfolgende dargestellt sind.

#### **Untervariante 1 in B.NEP2K bestehend aus den Maßnahmen M01 und M02 in NEP-Korridor A sowie den Maßnahmen M06 und M07 in NEP-Korridor C**

In einer ersten reduzierten HGÜ-Variante wurden die Maßnahmen M01 und M02 in Korridor A sowie M06 und M07 in Korridor C angenommen. Die Maßnahmen M01 und M02 im Korridor A der Übertragungsnetzbetreiber zeigen hohe Auslastungsgrade für das Szenariojahr B-2022 (Abbildung 164). Für Maßnahme 01 (nördlicher Teil in Korridor A) liegt die Auslastung in 80% der berechneten 48 Fälle bei 100% bemessen an der thermischen Transportkapazität von 2 GW. Zudem ist der Leistungsfluss stets von Nord (Emden/Borßum) nach Süd (Osterath) gerichtet. Der südliche 2 GW Korridor (Maßnahme M02) zeigt ebenso eine hohe Anzahl an Perioden mit Volllast. Anders als M01 ergeben sich für Korridor M02 bestimmte Perioden mit einer Belastung von Süden (Phillipsburg) nach Norden (Osterath). Dabei handelt es sich ohne Ausnahme um Zeiten hoher Last (z.B. Mittagsstunden) in den Sommermonaten Mai bis August. Grund dafür ist die Einspeisung der Photovoltaik im Süden Deutschlands mit den Schwerpunkten in Baden-Württemberg und Bayern. Während sich für Maßnahme M06 in Korridor C eine ähnliche gute Auslastung ergibt wie für Maßnahme M01 in Korridor A, zeigt Maßnahme M07 eine über das Jahr 2022 betrachtet sensitive Auslastungsdauerlinie. Haupt-

<sup>107</sup> Da das Umspannwerk *Kaltenkirchen* kein im Startnetz bestehendes Umspannwerk ist, werden für die NEP-Overlaykorridore Nr. 7 und 8 alternativ die im Umfeld von *Kaltenkirchen* leistungsstarken 380-kV-Umspannwerke *Audorf* und *Hamburg Ost* für die Modellierung in ATLANTIS herangezogen.

<sup>108</sup> Die Maßnahmen M01 und M02 in Korridor A werden in der Summenbildung für die Nord-Süd-Transportkapazität nur einfach mit 2 GW berücksichtigt

<sup>109</sup> Der Begriff „reduziert“ bezieht sich dabei ausschließlich auf die Transportleistung und nicht bspw. auf den notwendigen Trassenbedarf oder die Anzahl der Korridore.



grund dafür ist das Fehlen des Umspannwerks Kaltenkirchen im Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c), welcher als Startnetz in ATLANTIS bzw. NEPLAN berücksichtigt ist. Damit fehlen auch die Information über eine Anbindung von Kaltenkirchen an das umliegende Höchstspannungsnetz sowie etwaige Informationen über eine Einspeisung (bspw. aus Offshorewindkraft) auf diesen Netzknoten. Für die Modellierung der Maßnahme M07 in ATLANTIS wird der Netzknoten Audorf verwendet, da dieser in der Nähe von Kaltenkirchen liegt. Maßnahme 07 verläuft somit für die ATLANTIS-Rechnung von Audorf nach Grafenrheinfeld.

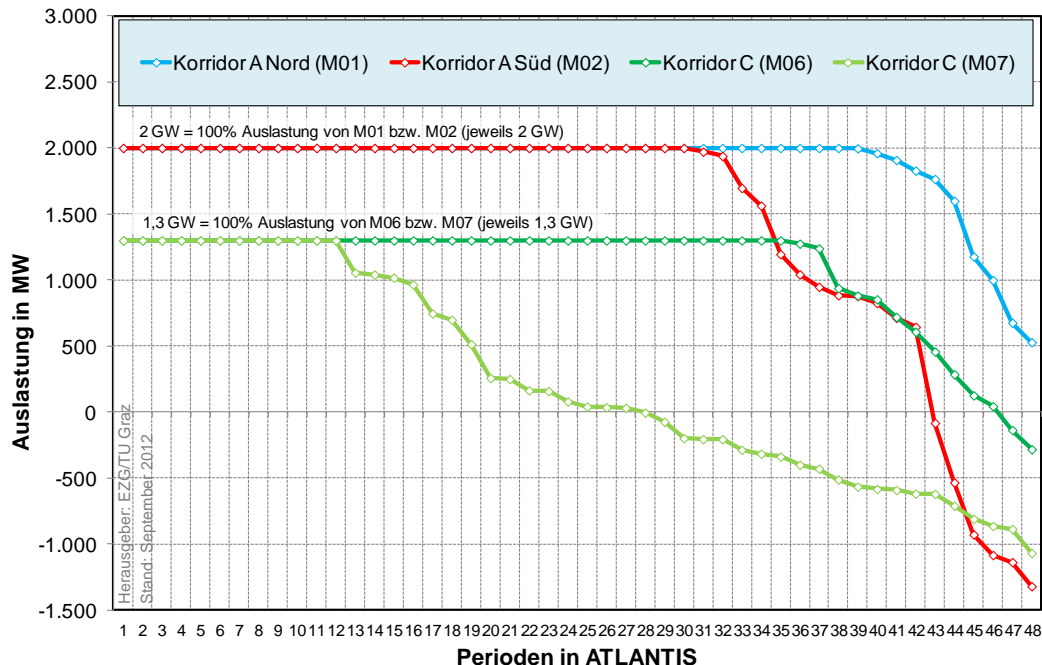


Abbildung 164: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus ATLANTIS-Rechnung B.NEP2K für zwei Korridore bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M06 und M07 in B-2022 (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

### Untervariante 2 in B.NEP2K bestehend aus den Maßnahmen M01 und M02 in NEP-Korridor A sowie den Maßnahmen M06 und M07 in NEP-Korridor C

In einer weiteren Untervariante mit zwei Korridoren (B.NEP2K) wurden in Korridor A weiterhin M01 und M02 realisiert. In Korridor C wurde neben M06 die Maßnahme M05 von Brunsbüttel nach Großgartach anstelle der Maßnahme M07 berücksichtigt. Die gesamte Nord-Süd-Transportleistung beträgt auch in dieser Variante 4,6 GW (2 GW in Korridor A und 2,6 GW in Korridor C).

Abbildung 165 zeigt die Auslastungsgrade der simulierten reduzierten HGÜ-Variante bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05 und M06. Das Ergebnis untermauert insbesondere für Korridor C die eingangs erläuterten Einflussfaktoren auf die Auslastungsgrade der HGÜ-Systeme. Entsprechend den Eingangsdaten aus NEMO sind im Szenariojahr B-2022 in unmittelbarer Nähe der HGÜ-Netzknoten *Brunsbüttel* und *Wilster* rund 3,2 GW Windkraft allein aus Offshoreanlagen in NEMO bzw. in ATLANTIS vorgesehen. Die Auslastung der HGÜ-Leitung M05 zeigt dementsprechend eine deutlich bessere Auslastung als M07 in Abbildung 164. Die Auslastung der Maßnahme M06 ist ähnlich hoch wie in Kombination mit M07, was für die Robustheit und Unabhängigkeit der Netzausbaumaßnahme spricht. Ähnliches lässt sich auch für den gesamten Korridor A (M01 und M02) festhalten. In beiden untersuchten Untervarianten für Korridor C ergeben sich für M01 und M02 ähnliche Auslastungsdauerlinien. Die Untervariante 2 bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05 und M06 wird hinsichtlich der notwendigen NOVA-Maßnahmen im AC-Netz mit NEPLAN untersucht.



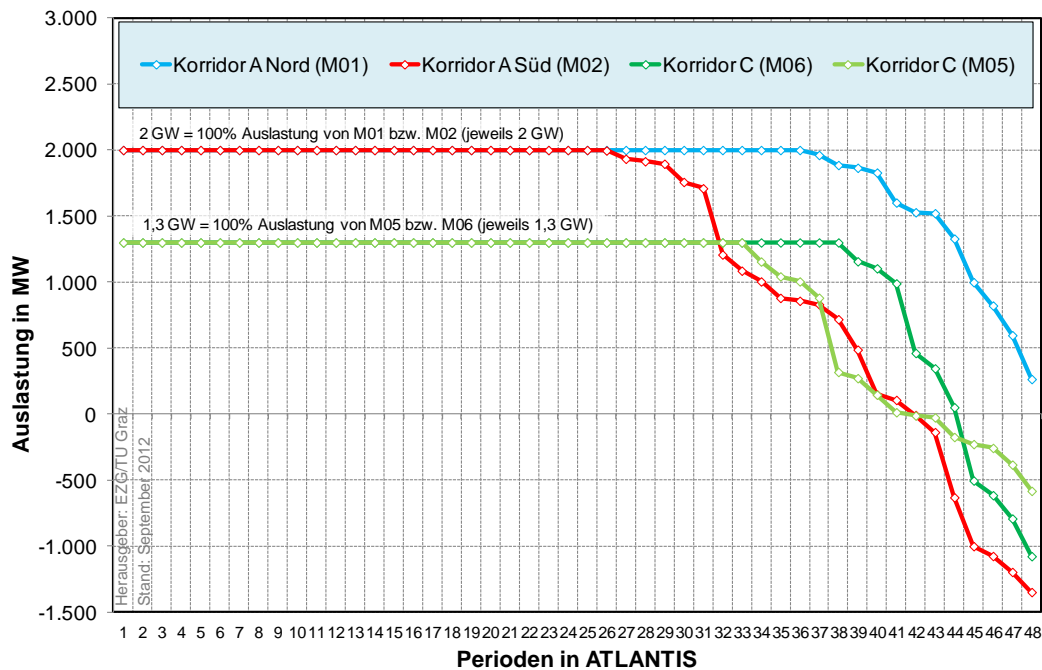


Abbildung 165: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus ATLANTIS-Rechnung B.NEP2K für zwei Korridore bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05 und M06 in B-2022 (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

## 11.4 Auswertung der Szenariorechnung B.NEP3K – drei Korridore für B-2022

In einer dritten ATLANTIS-Rechnung (B.NEP3K) wurde auf Wunsch der Bundesnetzagentur eine *HGÜ-Variante mit drei Korridoren*, basierend auf der Overlayvariante aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber, für das Szenariojahr B-2022 simuliert. Die Eingangsdaten beruhen wiederum auf der Regionalisierung entsprechend dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und *nicht* auf jener der Übertragungsnetzbetreiber. Auch für diese Variantenrechnung werden in weiterer Folge die notwendigen NOVA-Maßnahmen im Drehstromnetz ermittelt. Diese Untersuchungen wurden mit Hilfe des AC-Lastflussprogramms NEPLAN durchgeführt und basieren auf den acht Netznutzungsfällen des Gutachtens NEMO (Consentec/IAEW, 2012). Zu den Maßnahmen M01 und M02 in Korridor A, sowie den Maßnahmen M05 und M06 in Korridor C wurde als dritter Korridor in dieser ATLANTIS-Rechnung M09 aus Korridor D (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) berücksichtigt.

- M01 „Emden/Borßum nach Osterath“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik) und
- M02 „Osterath nach Phillipsburg“ (Ultratnet) (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik auf bestehender Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie).
- M05 „Brunsbüttel nach Großgartach“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW in VSC-Technik),
- M06 „Wilster nach Goldshöfe“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW) und
- M09 „Lauchstädt nach Meitingen“ (HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik)

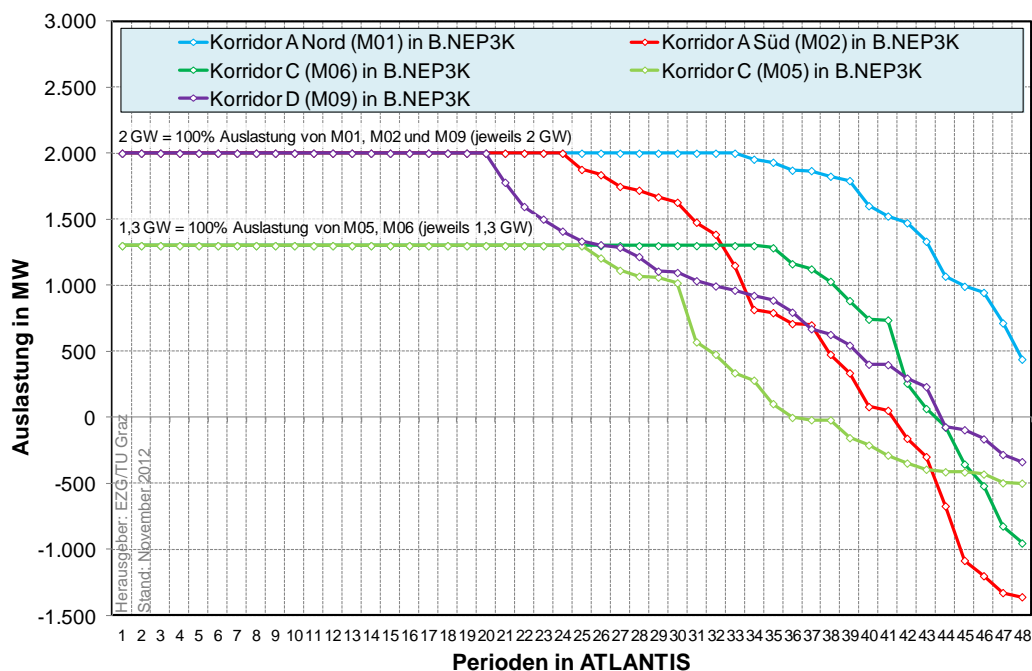
Zusammengefasst ergibt sich in der Variante B.NEP3K eine Nord-Süd-Transportkapazität der HGÜ-Korridore von 6,6 GW<sup>110</sup>. Im Vergleich zu der Variante B.NEP4K kann somit weiterhin von einer leistungsmäßig reduzierten<sup>111</sup> HGÜ-Variante gesprochen werden, wenngleich durch Korridor D (M09)

<sup>110</sup> Die Maßnahmen M01 und M02 in Korridor A werden in der Summenbildung für die Nord-Süd-Transportkapazität nur einfach mit 2 GW berücksichtigt

<sup>111</sup> Der Begriff „reduziert“ bezieht sich dabei ausschließlich auf die Transportleistung und nicht bspw. auf den notwendigen Trassenbedarf oder die Anzahl der Korridore.

2 GW mehr an steuerbarer Nord-Süd-Transportkapazität zur Verfügung stehen, wie in B.NEP2K. Wie bereits in Abschnitt 11.3 zur Variante B.NEP2K erläutert gibt es maßgebliche Einflussparameter auf das Betriebsverhalten bzw. die Auslastung der HGÜ-Systeme. Dazu gehören neben den Anlande-knoten der Offshorewindkraft insbesondere auch die knotenscharfe Verteilung von Last und Erzeugung. Diesbezüglich sind, wie bereits für die Berechnungsergebnisse in B.NEP4K und B.NEP2K, Unterschiede zu den zugrunde gelegten Annahmen im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Abbildung 166 zeigt die Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Systeme in der Variante B.NEP3K. Vergleicht man diese mit Abbildung 165 erkennt man die geringfügige Abweichung in den Korridoren A und C zwischen den beiden Varianten B.NEP2K (zwei Korridore) und B.NEP3K (drei Korridore). Insbesondere die Maßnahmen M01 und M02 in Korridor A zeigen einen nahezu deckungsgleichen Verlauf der Auslastung im Jahr B-2022. Ähnliches gilt für Maßnahme M06 in Korridor C. Maßnahme M05 in Korridor C hingegen zeigt einen leichten Rückgang durch die Berücksichtigung von Korridor D, dessen Auslastung in rund 50% des Jahres bei der maximalen Übertragungskapazität von 2 GW in Nord-Süd-Richtung liegt.



**Abbildung 166: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus ATLANTIS-Rechnung B.NEP3K für drei Korridore bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05, M06 und M09 in B-2022 (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen**

Der Vergleich der Auslastungsdauerlinien der HGÜ-Korridore in den Varianten B.NEP2K und B.NEP3K deutet auf ein flaches Optimum im Gesamtsystem aus Kraftwerkseinsatzoptimierung (DC-OPF-Modell) unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen und der Einsatzoptimierung der HGÜ-Systeme hin. Diese Annahme wird durch bei Betrachtung des Kraftwerkseinsatzes (Redispatch) in den drei Varianten B.NEP2K, B.NEP3K und B.NEP4K gefestigt.

Abbildung 167 zeigt die kumulierte Energie für Redispatchmaßnahmen in den Szenariorechnungen B.0 (Startnetz ohne HGÜ-Leitungen), B.NEP2K (reduzierte HGÜ-Lösung mit zwei Korridoren), B.NEP3K (drei HGÜ-Korridore) und B.NEP4K (NEP-Lösung mit vier Korridoren) für B-2022. Dabei ergibt sich für die reduzierte HGÜ-Lösung B.NEP2K bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05 und M06, gemessen am Basislauf B.0, eine deutliche Reduktion des Umfangs an Redispatchmaßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz. Der Vergleich mit dem Berechnungsergebnissen aus B.NEP3K (bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05, M06 und M09) und B.NEP4K (vollumfängliche Annahme der vier HGÜ-Korridore A, B, C und D) zeigt für das Szenariojahr B-2022 nur eine geringfügige Verbesserung hinsichtlich des Umfangs an Redispatchmaßnahmen.

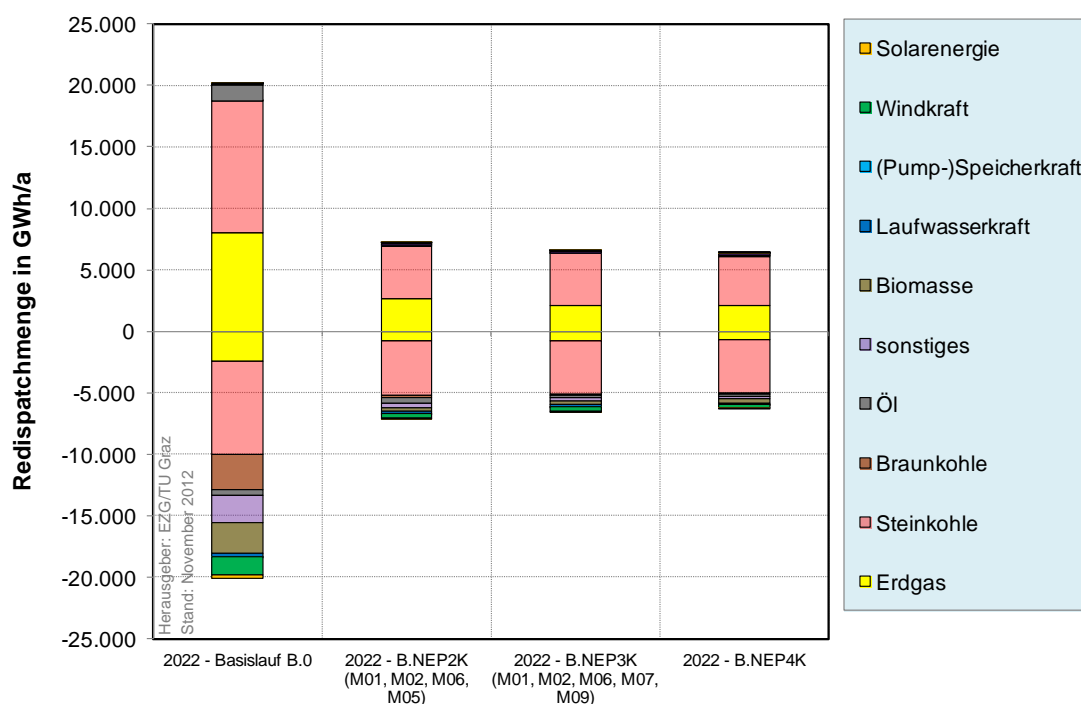


Abbildung 167: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2022 in Szenariorechnung B.0, B.NEP2K, B.NEP3K und B.NEP4K. Ergebnisse basieren auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen

#### **ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT AUS DEN SZENARIORECHNUNGEN B.NEP4K, B.NEP2K UND B.NEP3K (HGÜ-KORRIDORE AUS DEM ERSTEN NEP-ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER UND OHNE AC-NOVA-MAßNAHMEN)**

Für eine weitere Szenariorechnung wurde auf Wunsch der Bundesnetzagentur die Overlaystruktur mit vier HGÜ-Korridoren aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber (B-2022 bzw. B-2032) in ATLANTIS übernommen. Die Analysen mit ATLANTIS beruhen auf den regionalisierten Last- und Erzeugungsdaten aus NEMO (Consentec/IAEW, 2012). NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz wurden jedoch nicht berücksichtigt.

- ❖ Die Ergebnisse der Berechnung mit den vier HGÜ-Korridoren (B.NEP4K) aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber liefern einen Hinweis für die zweckmäßige Dimensionierung der gesamten Nord-Süd-Korridore-Kapazität und nicht für die Notwendigkeit eines einzelnen Korridors an und für sich.
- ❖ Der Vergleich der Auslastungsdauerlinien der HGÜ-Korridore in der Zwei-Korridor-Variante (B.NEP2K bestehend aus M01 und M02 sowie M05 und M06 der Übertragungsnetzbetreiber (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e)) und in der Drei-Korridor-Variante (B.NEP3K bestehend aus M01, M02, M05, M06 und M09 der Übertragungsnetzbetreiber) deutet auf ein flaches Optimum im Gesamtsystem aus Kraftwerkseinsatzoptimierung (DC-OPF-Modell) unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen und der Einsatzoptimierung der HGÜ-Systeme hin. Diese Annahme wird durch bei Betrachtung des Kraftwerkseinsatzes (Redispatchumfang) für B-2022 in den drei Varianten B.NEP2K, B.NEP3K und B.NEP4K gefestigt.
- ❖ Über die langfristige Wirkung der Varianten bestehend aus zwei bzw. drei Korridoren kann keine Aussage getroffen werden. Aufgrund der starken Zuwachsraten erneuerbarer Energien zwischen den Stützjahren B-2022 und B-2032 ist mit einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf zu rechnen.

## 12 ANHANG A3 – NETZNUTZUNGSFÄLLE FÜR B-2022 UND B-2032 AUS DEM NEMO-GUTACHTEN (CONSENTEC)

### 12.1 Szenario B-2022<sup>112</sup>

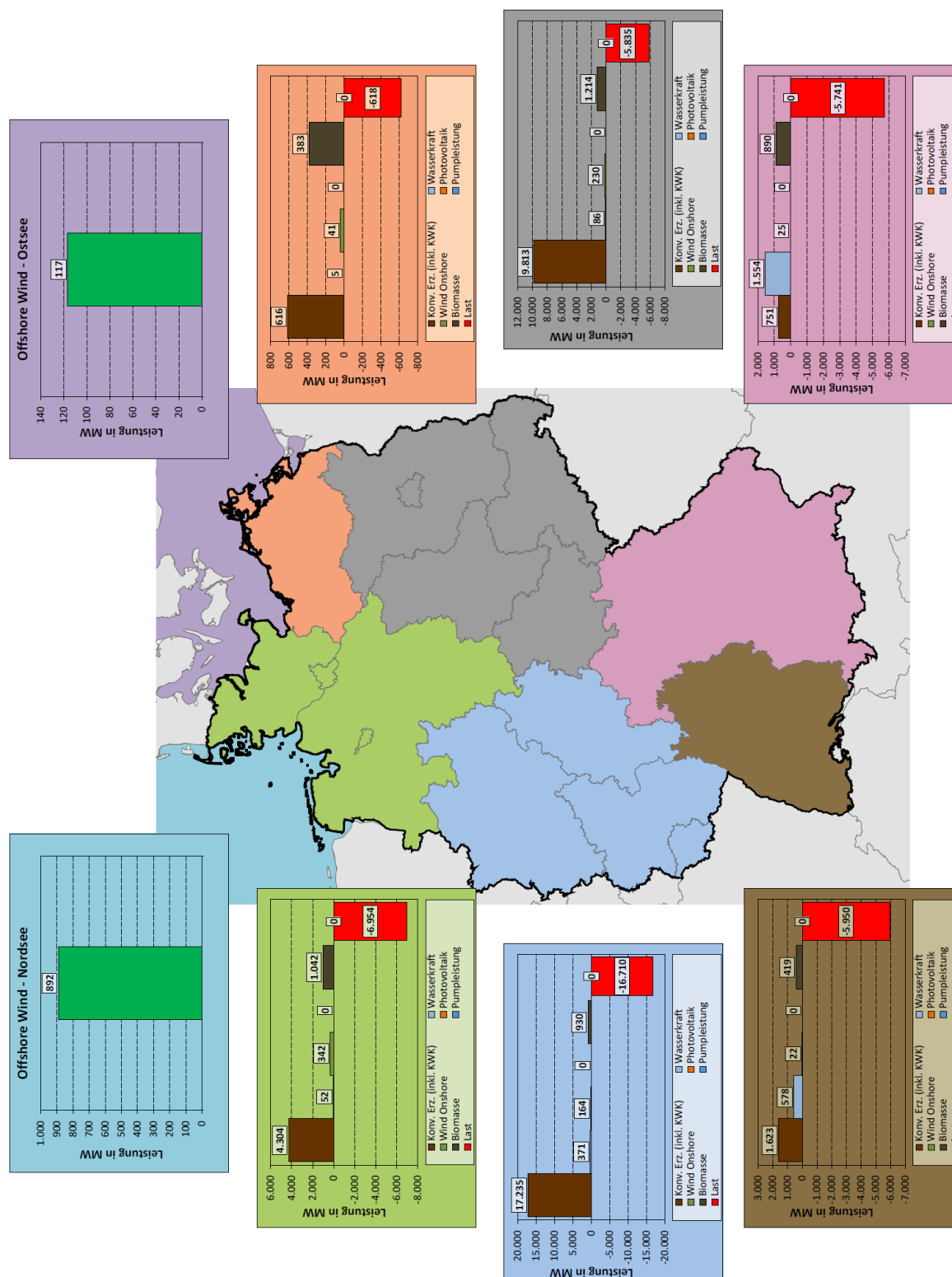


Abbildung 168: Netznutzungsfall L-W-P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

<sup>112</sup> Die in diesem Kapitel dargestellten Abbildungen beruhen auf den Daten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012).

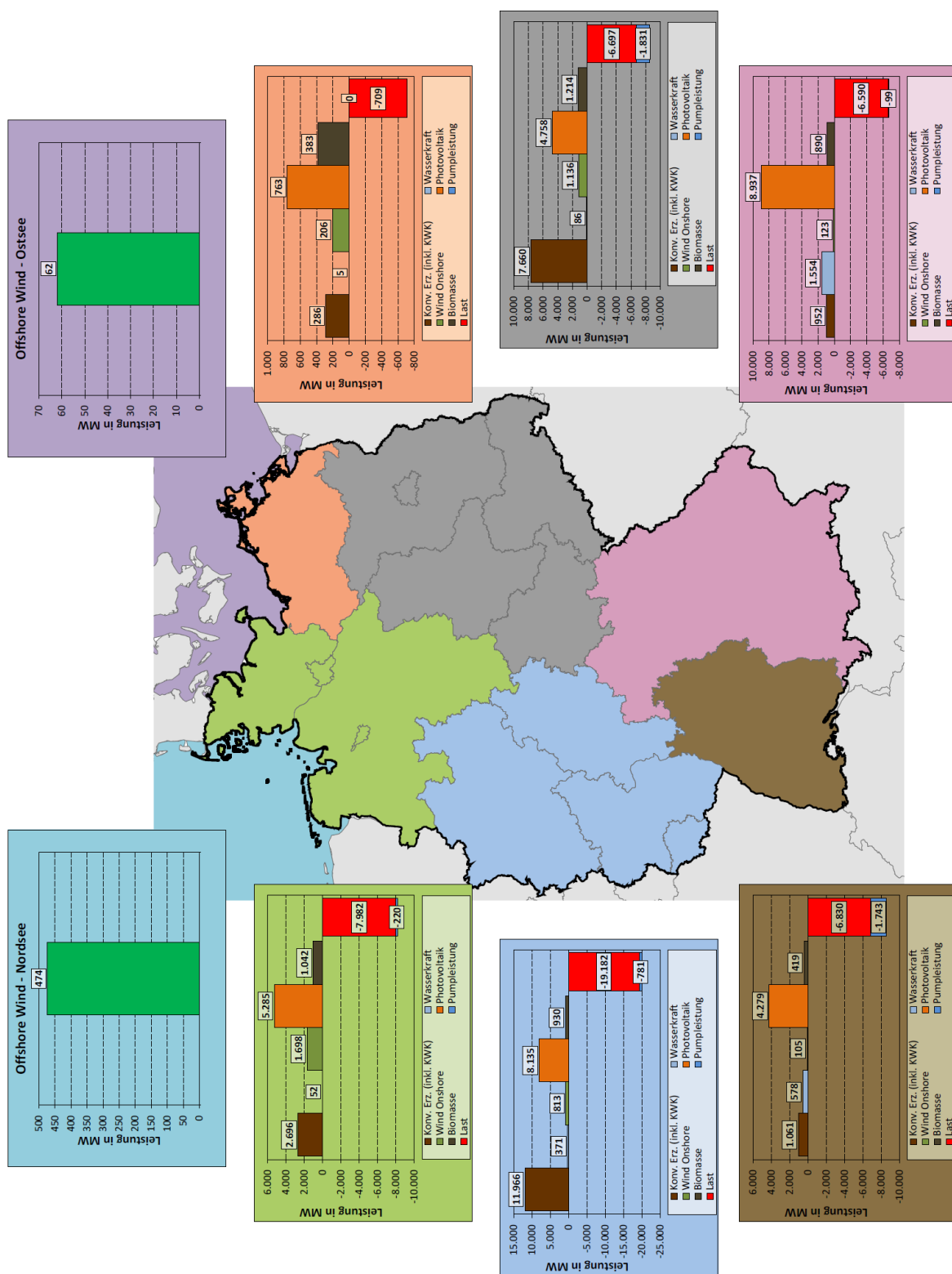


Abbildung 169: Netznutzungsfall L-W-P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)



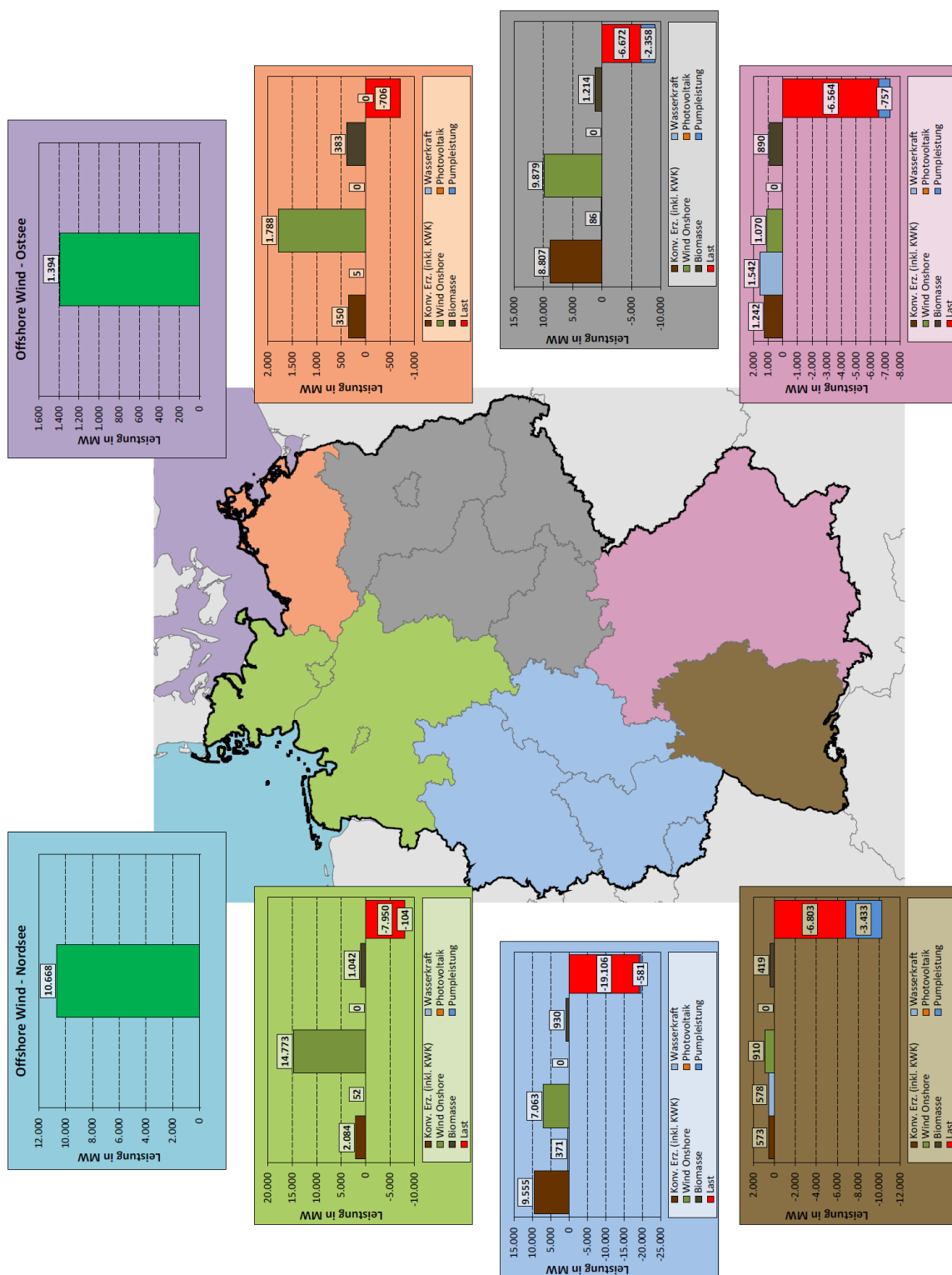


Abbildung 170: Netznutzungsfall L-W+P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

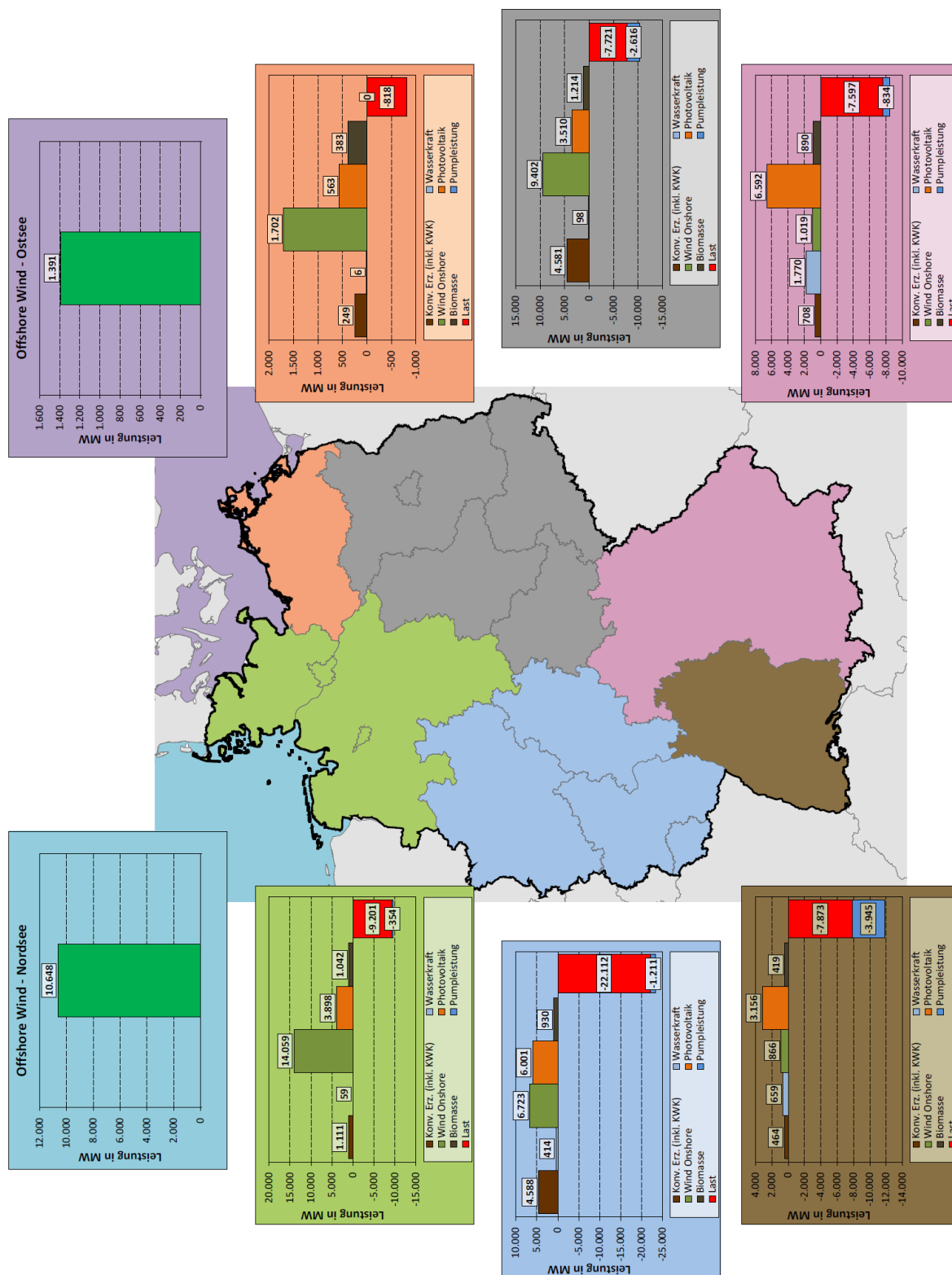


Abbildung 171: Netznutzungsfall L-W+P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

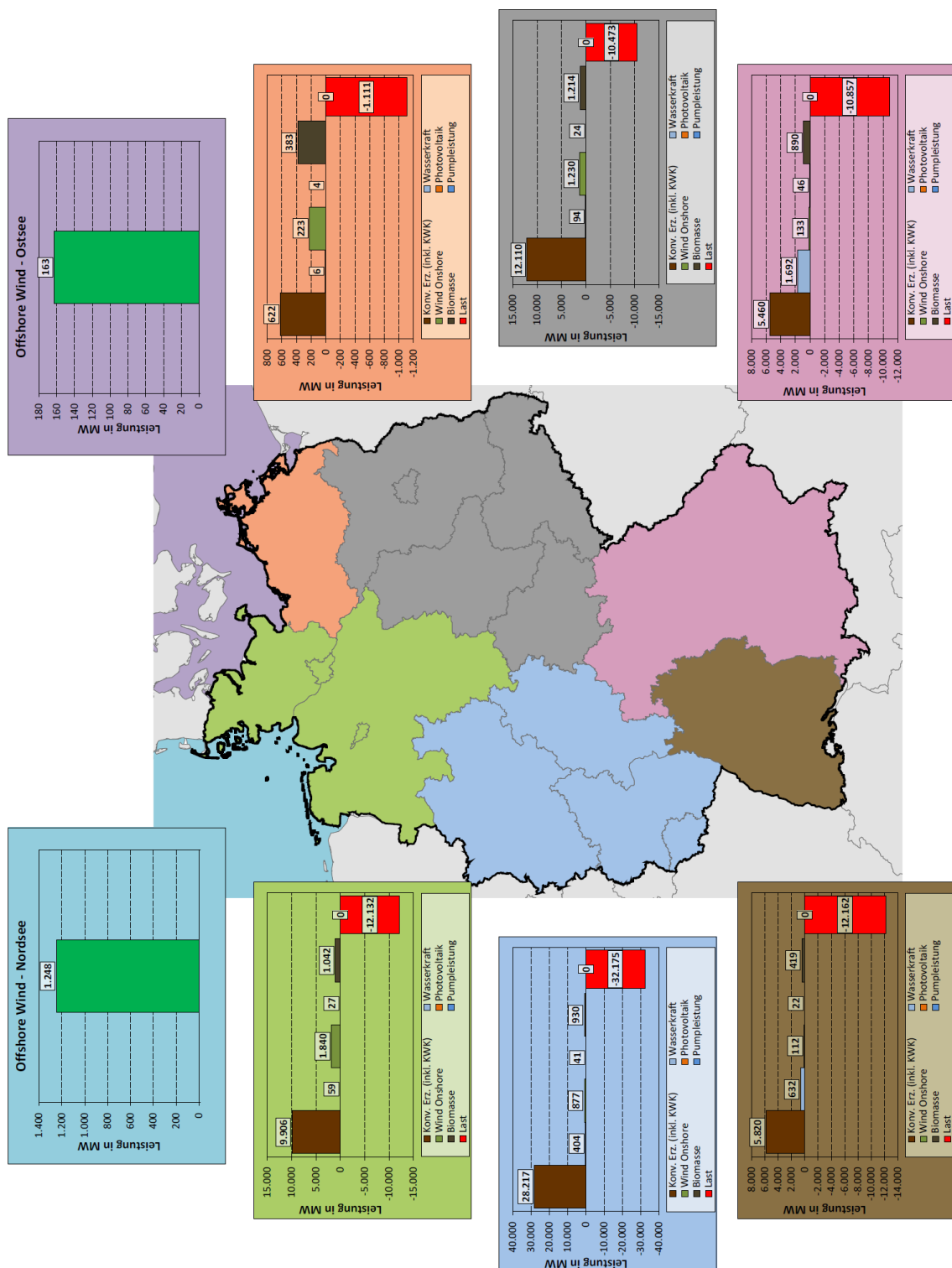


Abbildung 172: Netznutzungsfall L+W-P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

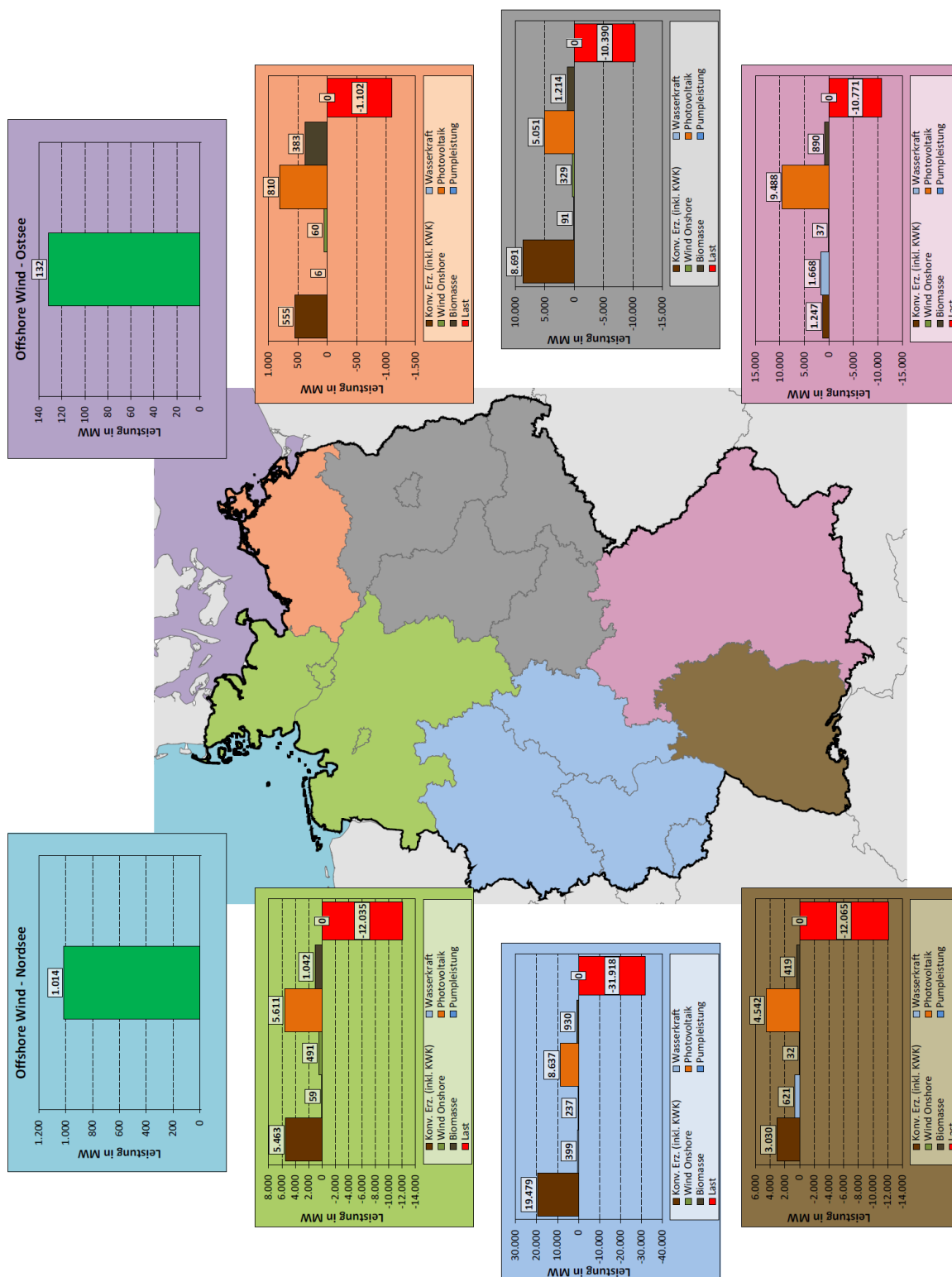


Abbildung 173: Netznutzungsfall L+W-P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

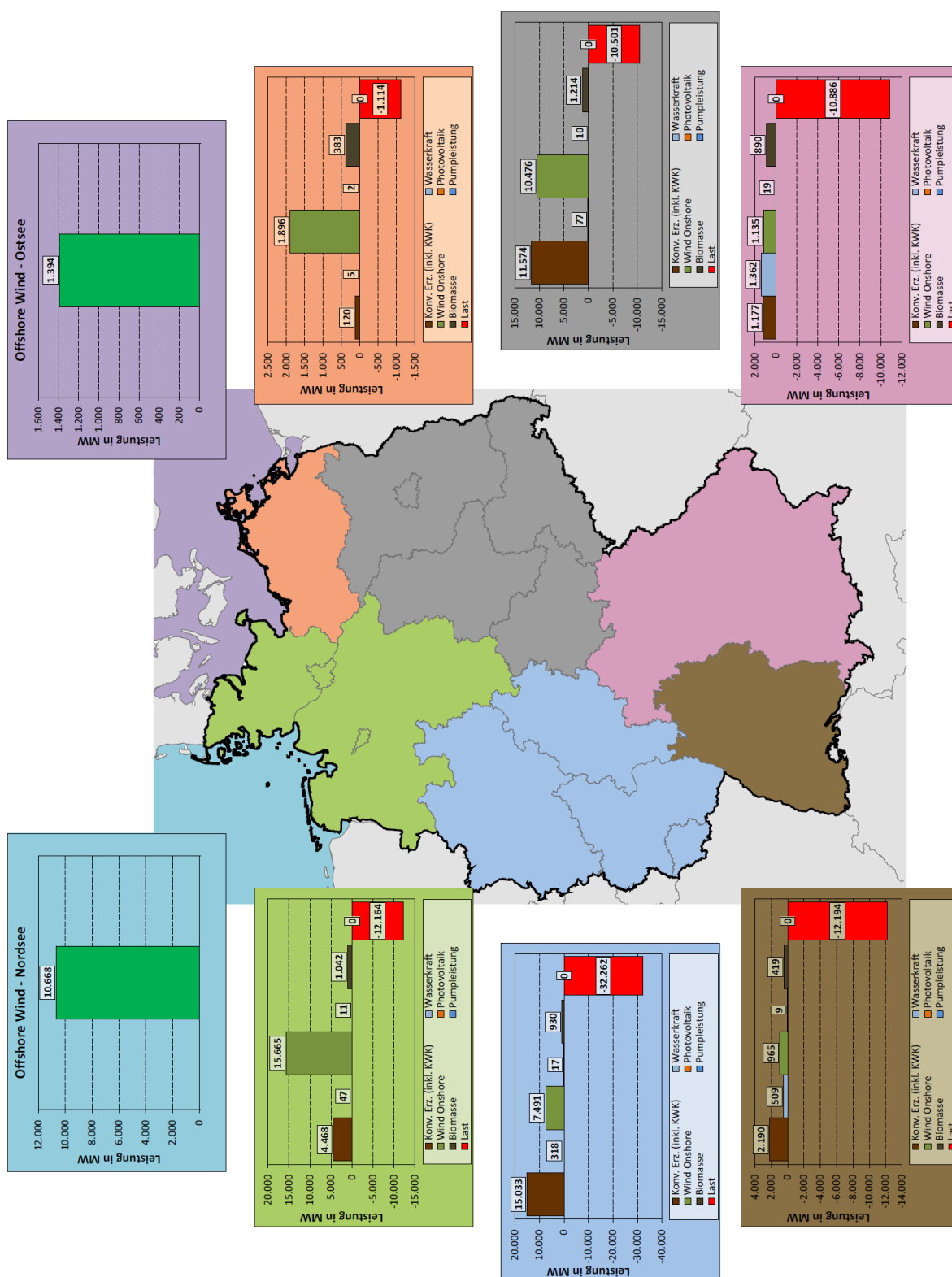


Abbildung 174: Netznutzungsfall L+W+P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)



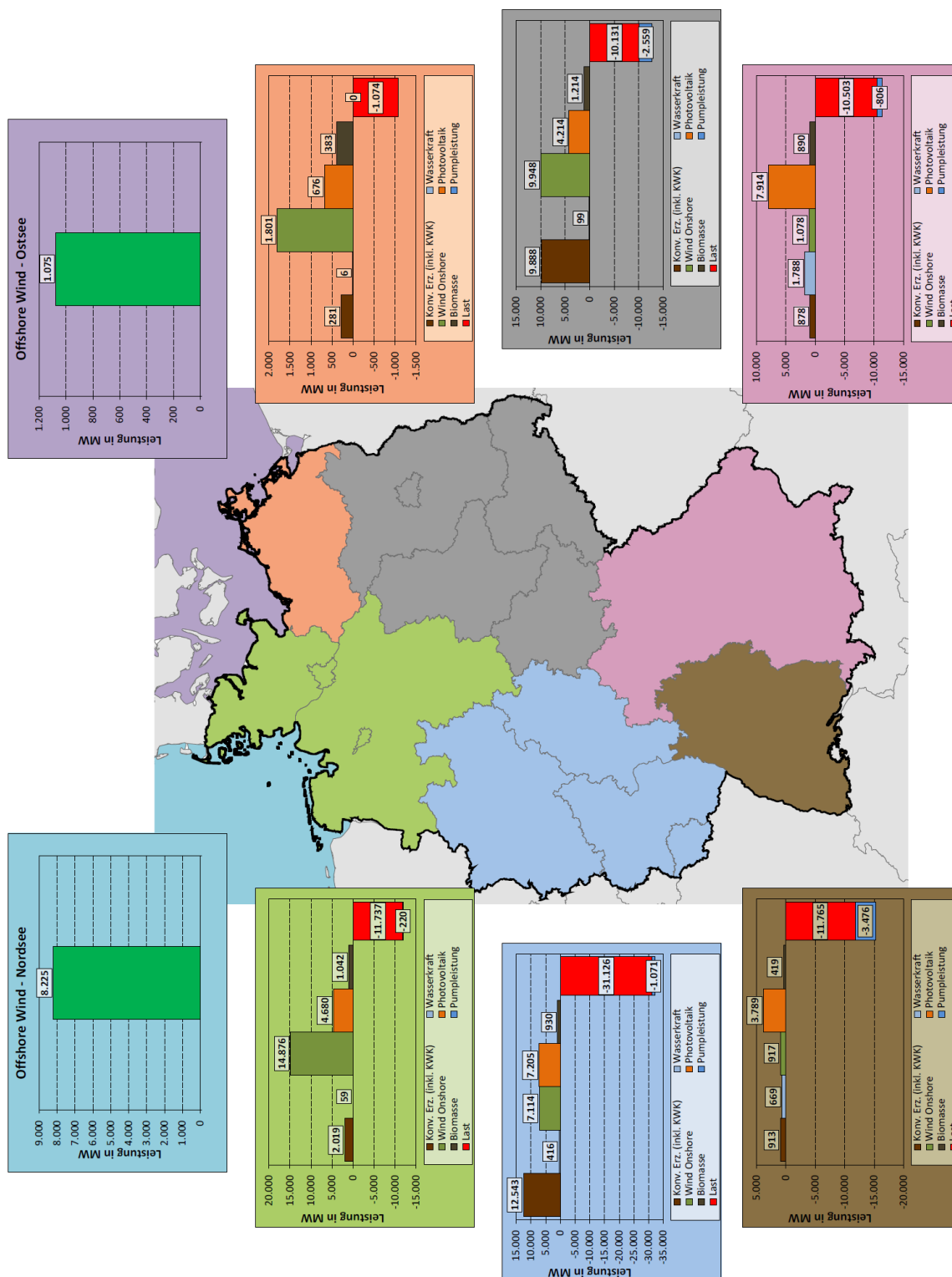


Abbildung 175: Netznutzungsfall L+W+P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

## 12.2 Szenario B-2032<sup>113</sup>

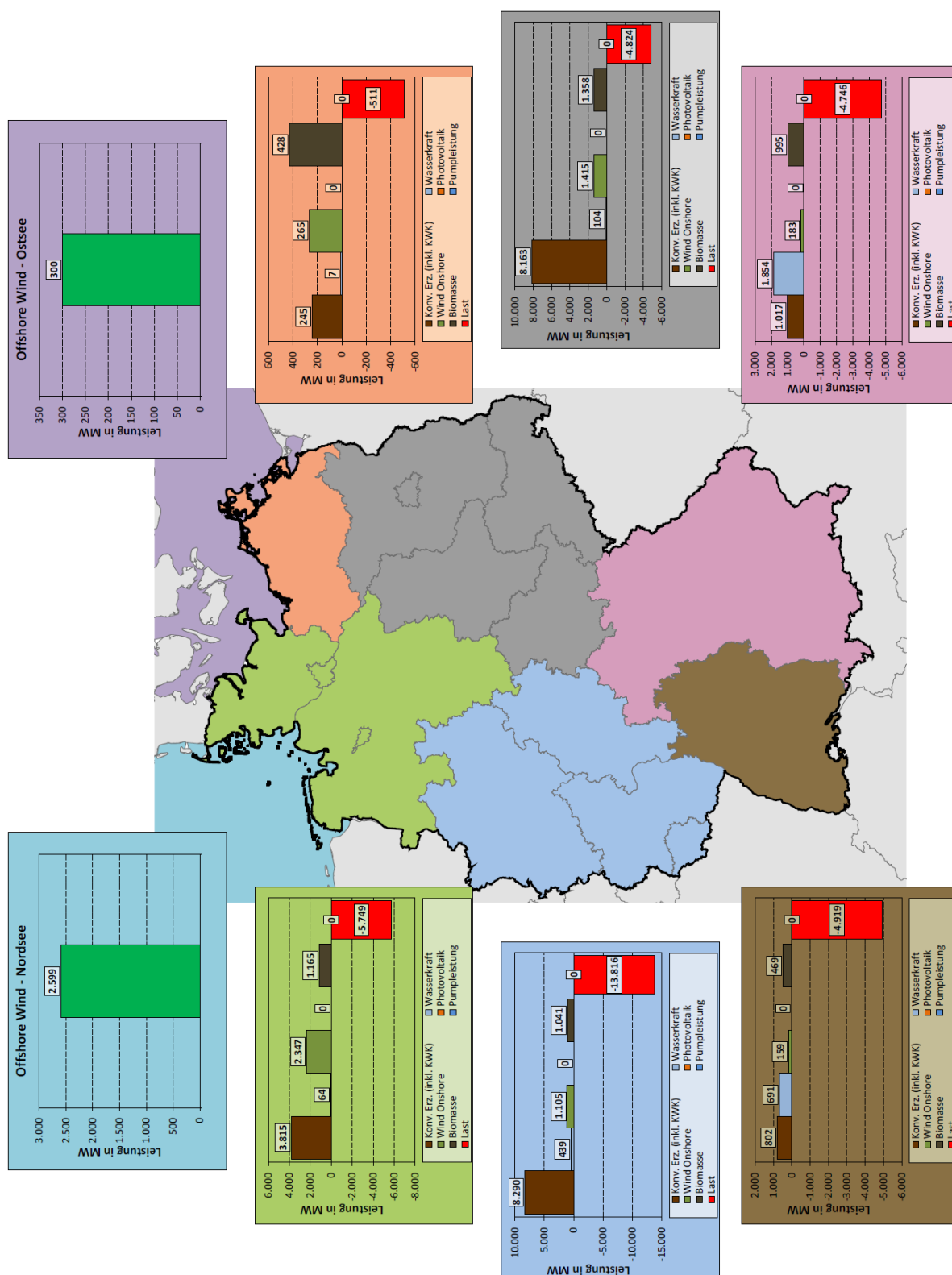


Abbildung 176: Netznutzungsfall L-W-P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

<sup>113</sup> Die in diesem Kapitel dargestellten Abbildungen beruhen auf den Daten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012).

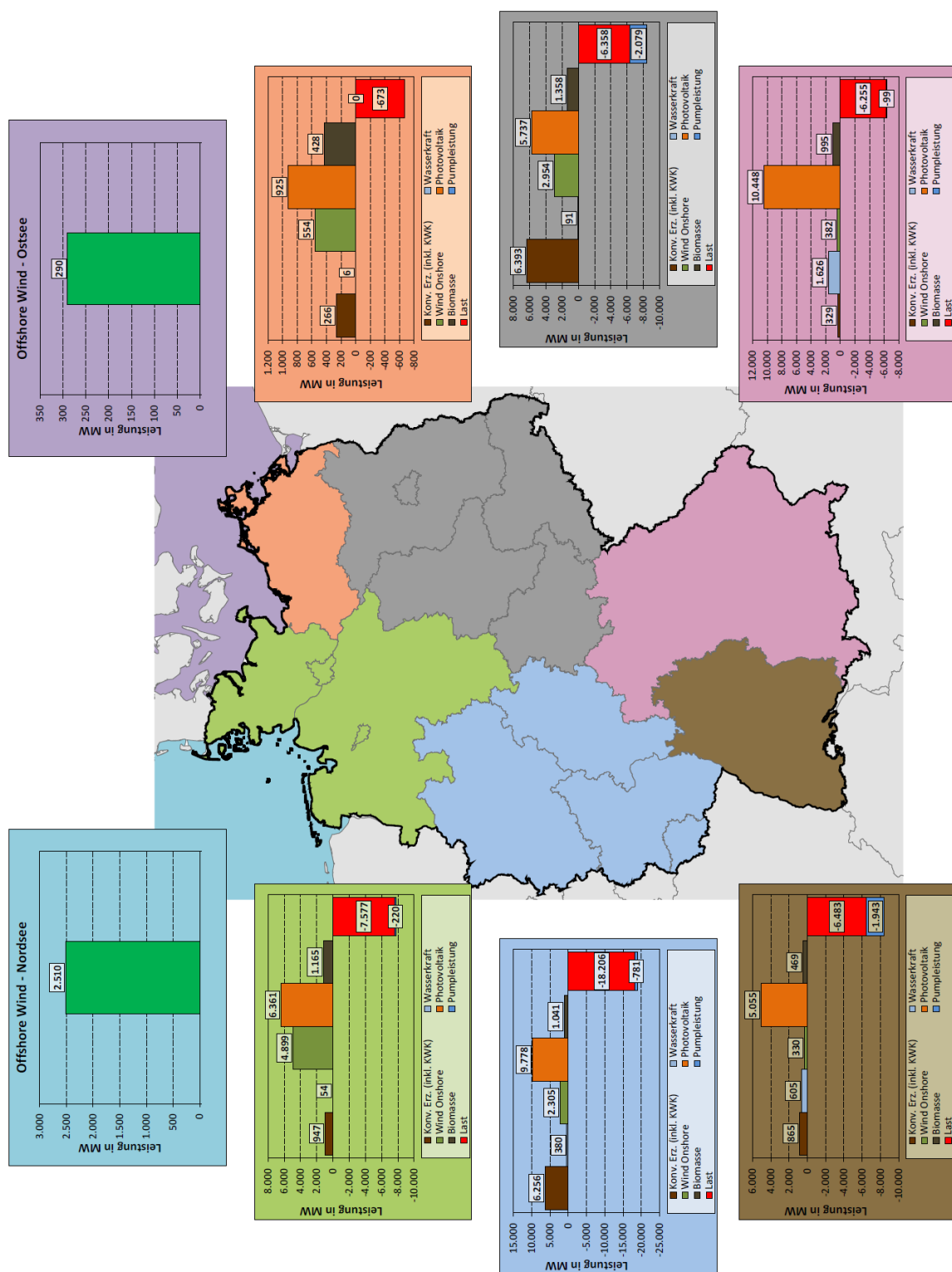


Abbildung 177: Netznutzungsfall L-W-P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

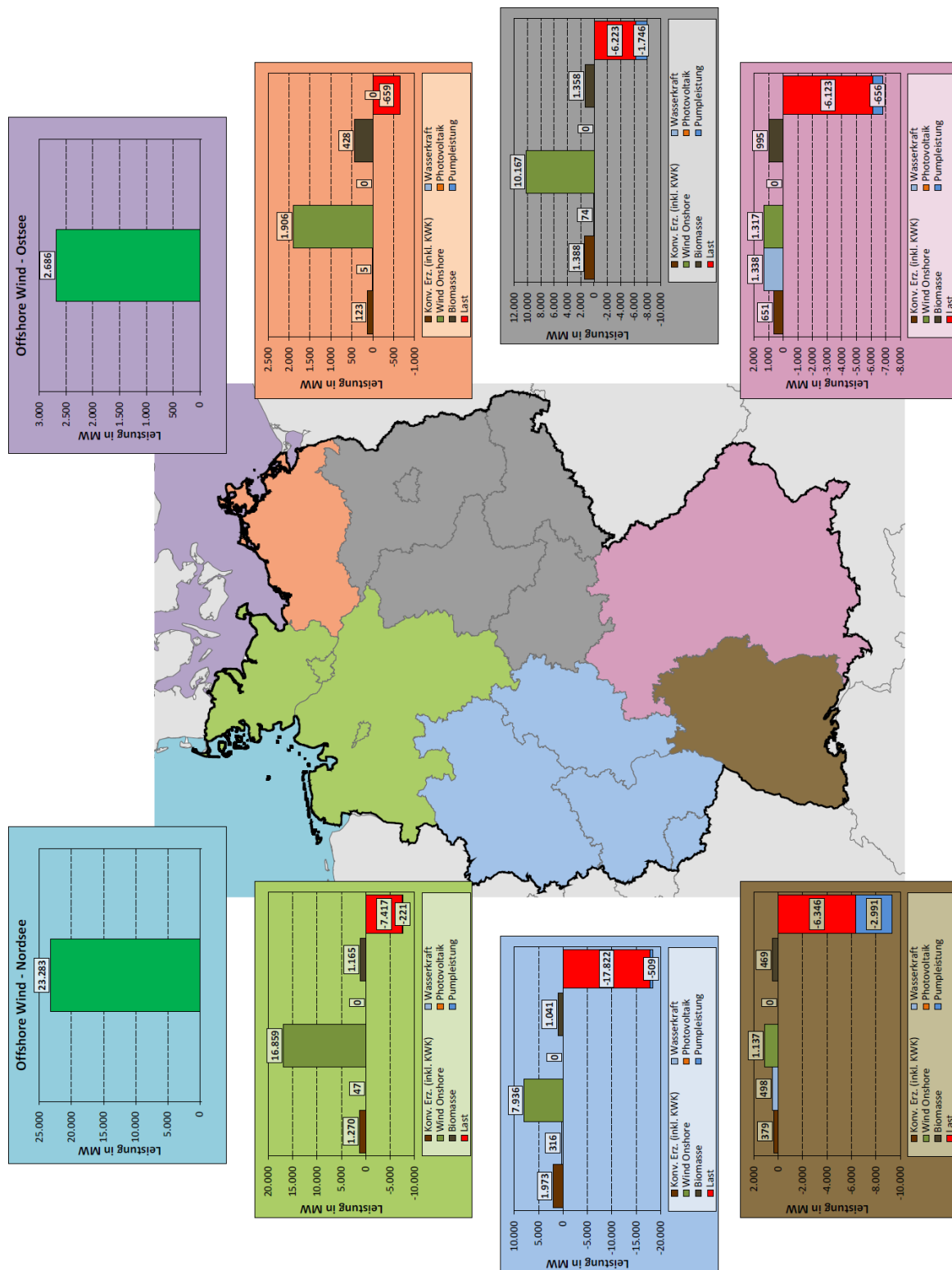


Abbildung 178: Netznutzungsfall L-W+P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

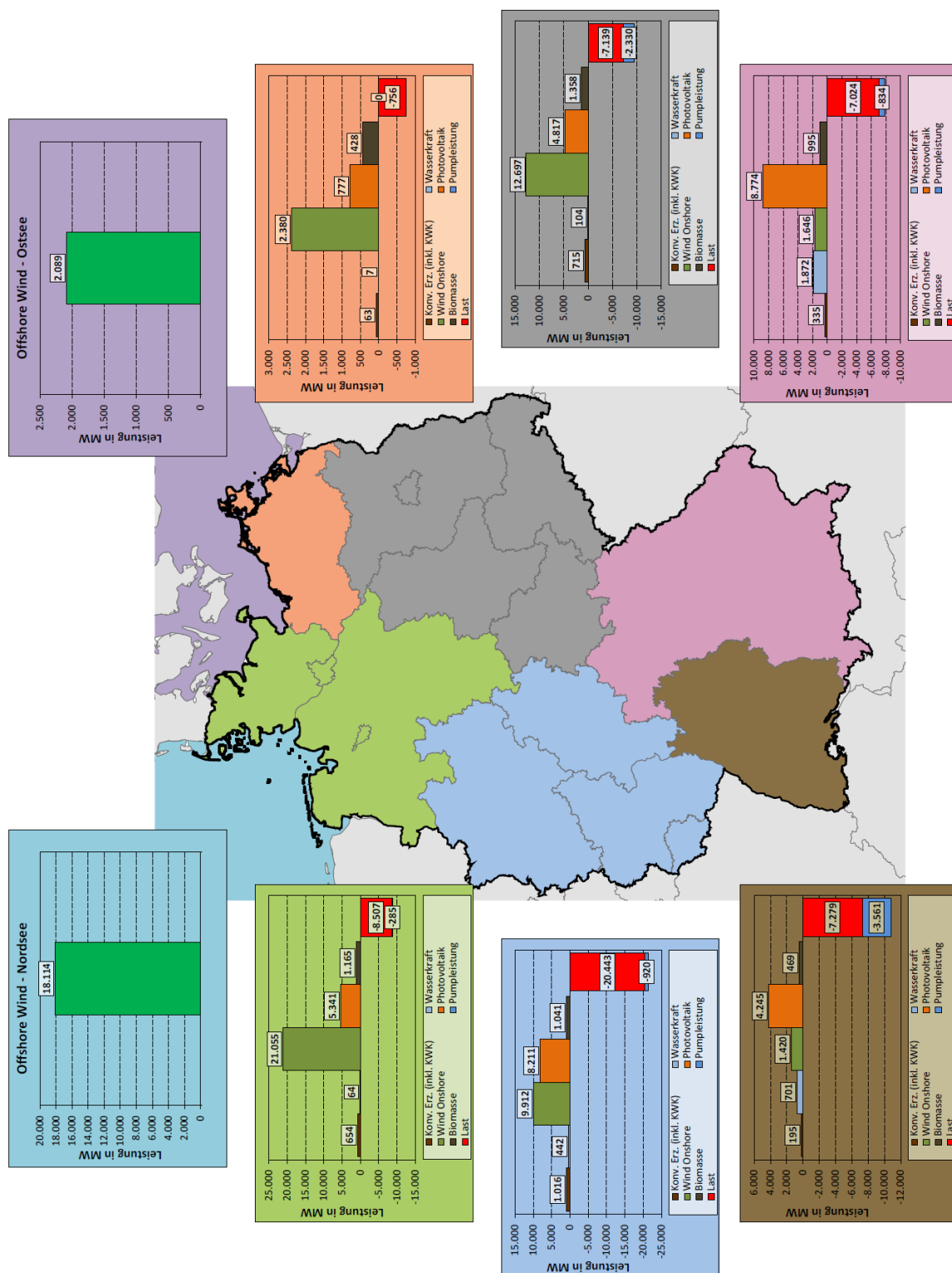


Abbildung 179: Netznutzungsfall L-W+P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)



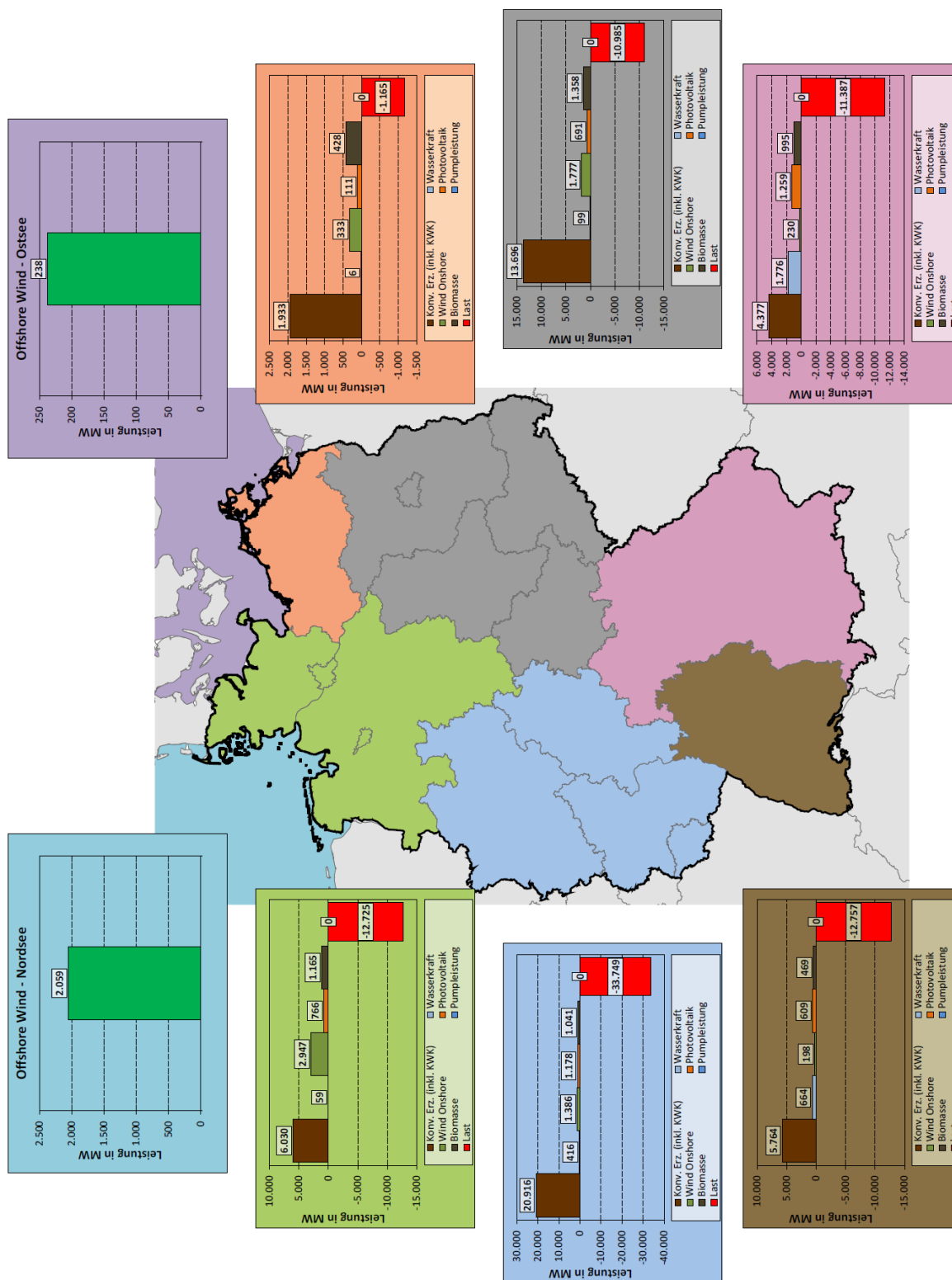


Abbildung 180: Netznutzungsfall L+W-P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

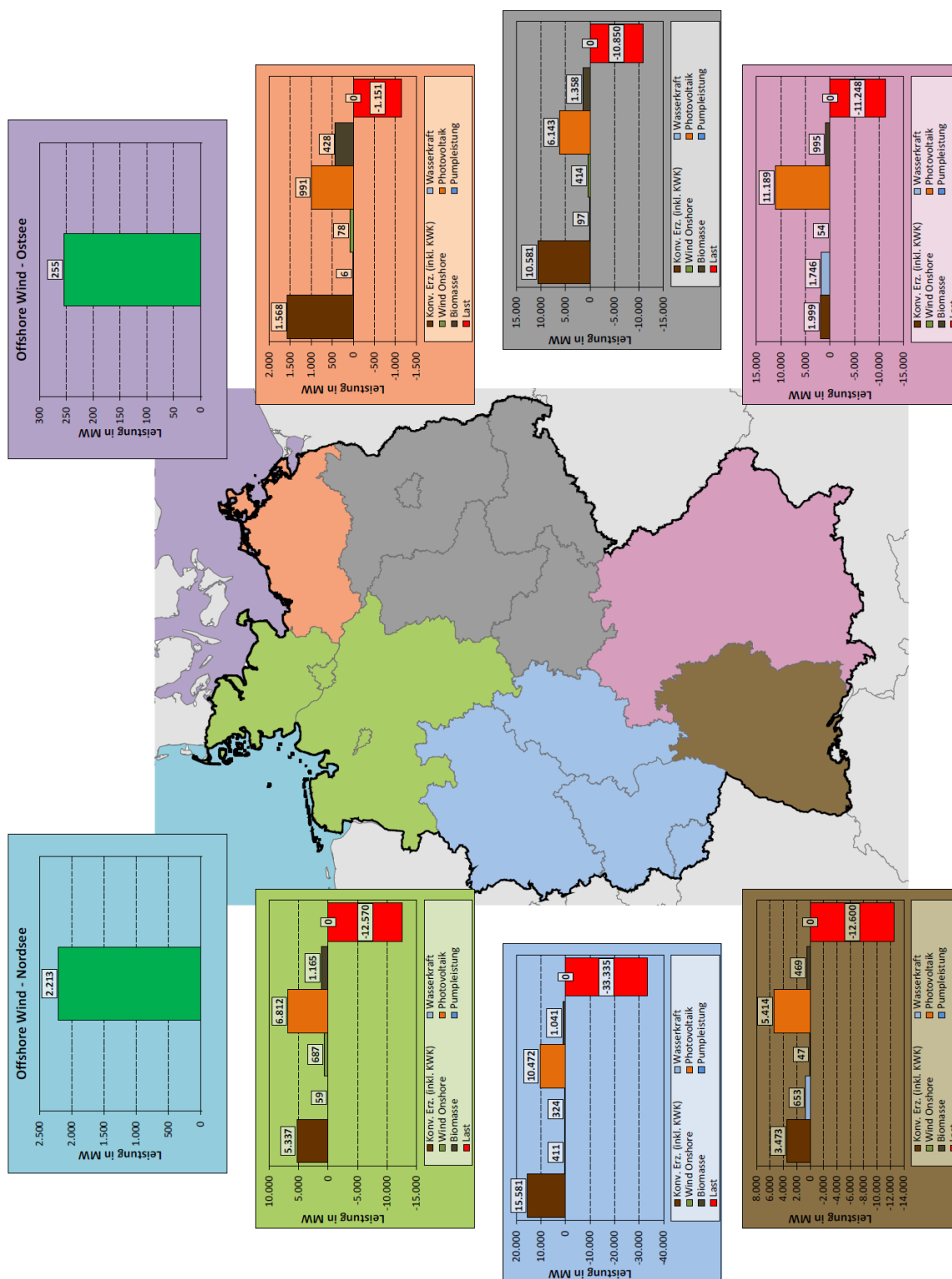


Abbildung 181: Netznutzungsfall L+W-P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

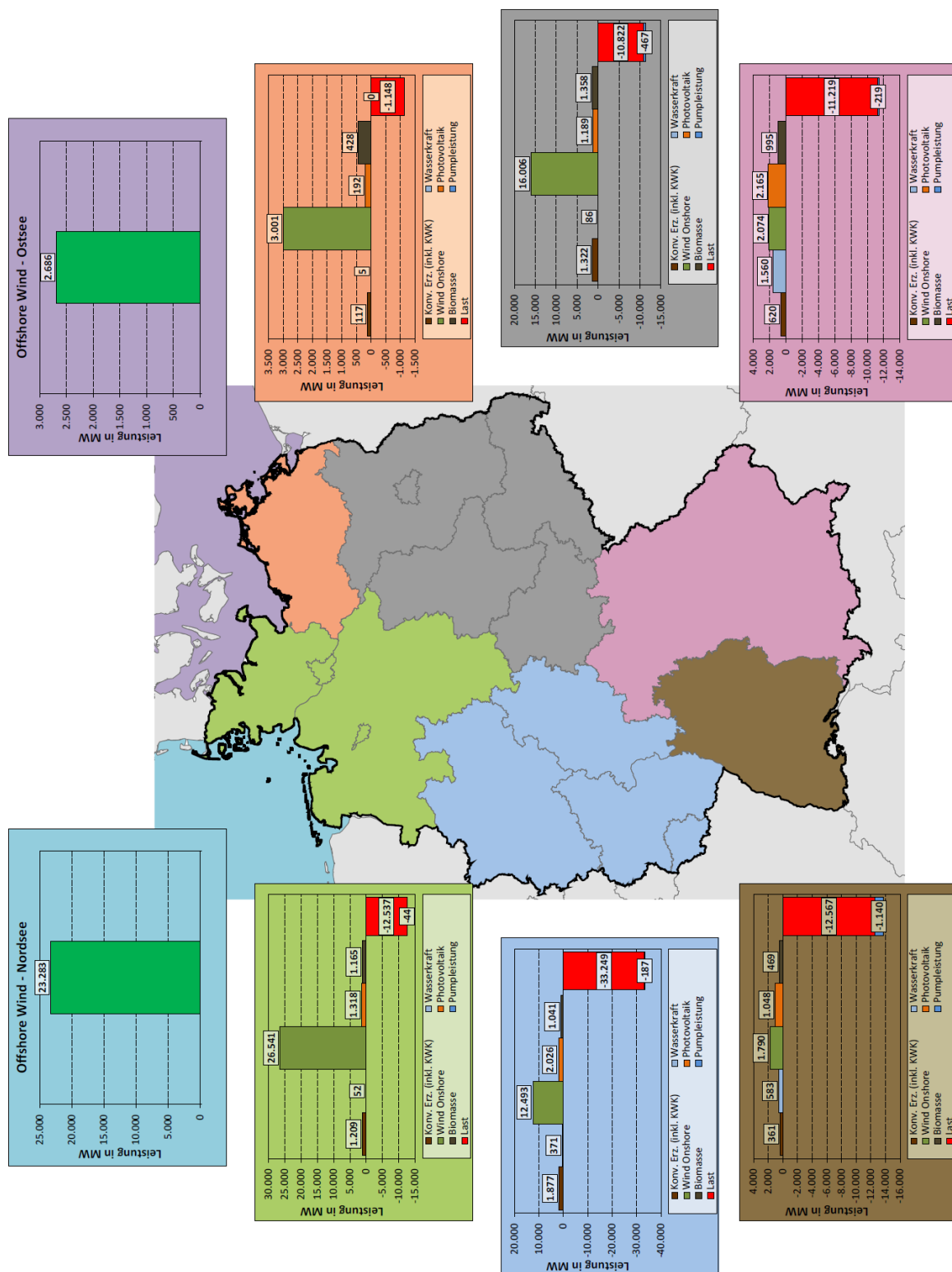


Abbildung 182: Netznutzungsfall L+W+P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

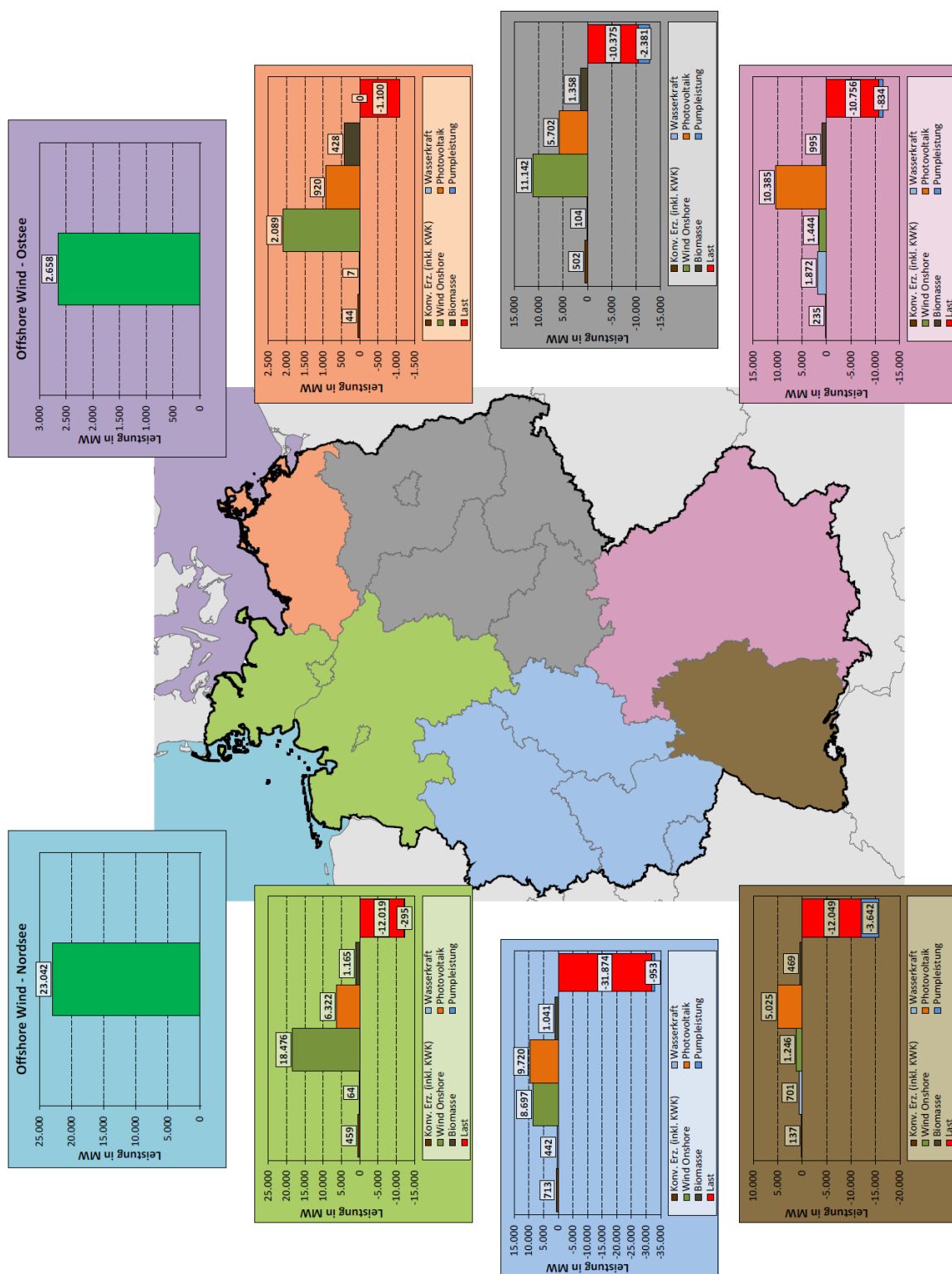


Abbildung 183: Netznutzungsfall L+W+P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

## 13 ANHANG A4 – ANPASSUNGEN AM SQL-DATENSATZ

Tabelle 49: Anpassungen am Integral-SQL-Datensatz in NEPLAN und ATLANTIS

UCTE-Knoten	Klarname	Spannungsbe	Neplan	Zone	Änderung
DA TKSH21	Altenkleusheim	220	DAK0861	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DDAUER21	Dauersberg	220	DDA0831	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DDUELK21	Duelken	220	DDU0701	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DEISER21	Eiserfeld	220	DEI0851	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DELTMA21	Eltmann	220	DEL2981	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DETZEN21	Etzenricht	220	DET2901	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DFOERD21	Förderstedt	220	DFO0351	D8	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DGOLDS21	Goldshöfe	220	DGO0861	D4	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DHARDE21	Hardeggen	220	DHA0951	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DHERRE21	Herrenw yk	220	DHW2491	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DHESSE21	Hesseln	220	DHE1151	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DHUEFF21	Hüffenhardt	220	DHU0271	D4	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DHUEL21	St. Hülfe	220	DHU1041	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DIBBEN21	Ibbenbüren	220	DIB0101	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DKELST21	Kelsterbach	220	DKE1141	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DKOBLE21	Koblenz	220	DKO1191	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DKUMME21	Kummerfeld	220	DKU1631	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DLIMBU21	Limburg	220	DLI1111	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DLIPPB21	Lippborg	220	DLI1011	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DLUEST21	Lüstringen	220	DLU0801	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DMETI21	Meitingen	220	DME1681	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DNIEDE21	Niederstotzingen	220	DNS0211	D4	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DOTTRB21	Otterbach	220	DOT0821	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DPFALZ21	Pfalzdorf	220	DPF1021	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DRAGOW21	Ragow	220	DRA1121	D8	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DSETZW21	Setzer Weise	220	DSE1381	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DSIMBA21	Simbach	220	DSI2021	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DTROSS21	Trossingen	220	DTR0521	D4	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DVIERR21	Vierraden	220	DVI0791	D8	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DWEHRE21	Wehrendorf	220	DWE2031	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DWENGE21	Wengerohr	220	DWE2811	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DWESTE21	Westerkappeln	220	DWE2021	D7	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DWUERG21	Würgau	220	DWG3791	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DWUERS21	Würgassen	220	DWU1731	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DHEILB21	Heilbronn	220	DHL0451	D4	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DNEUW21	Neuwied	220	DBA2422	D7	Änderung - Verschiebung nach Bandstahl
DBOXBE11	Boxberg	380	DBA2971	D8	Änderung - Verschiebung nach Bärwalde
DGRAFE21	Grafenrheinfeld	220	DBR5052	D2	Änderung - Verschiebung nach Berggrheinfeld
DSANDE21	Sandershausen	220	DBE1551	D2	Änderung - Verschiebung nach Bergshausen
DBIBLI11	Biblis	380	DBU2651	D7	Änderung - Verschiebung nach Bürstadt
DBIBLI21	Biblis	220	DBU2632	D7	Änderung - Verschiebung nach Bürstadt
DGROSD21	Grossdalgig	220	DEU1061	D8	Änderung - Verschiebung nach Eula
DFWH_S21	Höchst	220	DFW0782	D7	Änderung - Verschiebung nach Frankfurt West
DBIXTE21	Bixterheide	220	DGA1911	D7	Änderung - Verschiebung nach Garenfeld 380kV
DWINNE21	Winnenden	220	DHO0671	D4	Änderung - Verschiebung nach Hoheneck
DMARXH11	Marxheim	380	DKR1111	D7	Änderung - Verschiebung nach Kriftel
DMARXH21	Marxheim	220	DKR1111	D7	Änderung - Verschiebung nach Kriftel
DSCHKO11	Schkopau	380	DLA1761	D8	Änderung - Verschiebung nach Lauchstädt
DMEPPE11	Meppen	380	DCL0961	D7	Realistischere Einspeisung für Offshore Wind
DLAUCH21	Lauchstädt	220	DLA1751	D8	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DSIEDE21	Siedenbrünzow	220	DSO0991	D8	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DINGOL11	Ingolstadt	380	DIN0352	D2	Einspeisung auf 220 KV-Knoten verlegt
DWILHE11	Wilhelmshaven	380	DVO1071	D2	Einspeisung auf 220 KV-Knoten verlegt
DKEMPT21	Kempten-Au	220	DME1732	D7	Änderung - Verschiebung nach Memmingen
DSANDT21	Sandtorstrasse	220	DFO0351	D8	Änderung - Verschiebung nach Fördestedt
DMA GDE21	Magdeburg	220	DFO0351	D8	Änderung - Verschiebung nach Fördestedt
DNEUF11	Neufinsing	380	DNF1072	D2	Einspeisung auf 220 KV-Knoten verlegt
DLAGE 11	Lage	380	DLA1432	D2	Einspeisung auf 220 KV-Knoten verlegt
DGKM 21	GK Mannheim	220	DWE0592	D4	Änderung - Verschiebung nach Werk
DELMEN21	Elmenhorst	220	DLI0961	D7	Anschlusspunkt in Inegral bereits vorhanden
DUERD21	Uerdingen	220	DUE0121	D7	Anschlusspunkt in Inegral bereits vorhanden
DPIRAC21	Pirach	220	DSI1981	D2	Aus Projektdaten übernommen Anschluss Simbach
DEMDEN21	Emden	220	DEM1311	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt
DLUEBE21	Lübeck	220	DWI3101	D2	Realistischere Einspeisung für Offshore Wind
DMEPPE11	Meppen	380	DCL0961	D7	Realistischere Einspeisung für Offshore Wind
DEFLENS21	Flensburg	220	DFL1151	D2	Einspeisung auf 380 KV-Knoten verlegt



## 14 ANHANG A5 – NETZPROJEKTE IM STARTNETZ

Tabelle 50: Netzprojekte im Startnetz<sup>114</sup>

Geplante Leitungen		Länge	Thermische Grenzleistung	Geplante Leitungen		Länge	Thermische Grenzleistung
von	nach	km	MW	von	nach	km	MW
Grossgartach	Obrigheim	23,0	1645	Conneforde	DVO1061	33,0	2369
DGR0441	DNC0101	12,5	1790	DCO0931	DEM1271	60,0	1790
DGR0441	Heilbronn	7,0	1316	Dollern	DST1791	12,0	2369
DGR0441	DHL0471	7,0	1316	DGA2211	DGA2231	60,0	2369
DED0421	DGR0441	31,5	1369	DGA2221	DHU1171	0,1	2073
DMU0951	DNC0101	1,7	1790	DGA2231	DHU1191	0,1	2073
Grossgartach	Neckarwestheim	12,5	1790	DGO2541	Wahle	60,0	2369
Villingen	DWE0951	84,5	1790	DBE3171	Gütersloh	27,6	1790
DMU0751	DPU0651	30,7	1632	DAD1251	DPI1291	24,6	2369
DGO0651	Rotensohl	20,0	1316	DPI1301	DSI1991	10,0	2369
Buenzwangen	DGO0651	60,0	1790	DPI1311	Pirach	10,0	2369
Dellmensingen	DRO0521	67,0	1185	DAD1241	DPI1311	24,6	2369
Niederstotzingen	DNS0231	0,2	1645	Pirach	DSI2031	5,0	2369
DHP0891	Niederstotzingen	46,7	1185	DSI2001	DSI2011	5,0	2369
DED0421	DMU0951	29,4	1369	DSI2011	Simbach	16,0	2369
Dellmensingen	DNS0231	41,9	1185	Simbach	DSI2031	16,0	2369
DVI0761	Vierraden	13,1	1659	Kummerfeld	DNO1131	18,0	1790
DVI0771	Vierraden	13,1	1659	DKA1711	DNO1131	10,0	1790
DBE1301	DNH0271	115,0	1790	DAU1371	DSH2191	43,0	1316
DBE1301	Vierraden	34,0	1790	Flensburg	DSH2181	22,0	2369
DNH0271	Wustermark	56,0	2369	DFL1141	DSH2191	22,0	2369
Görries	DKR1751	74,0	1790	DFL1141	DJA0101	13,8	1456
DLH0711	Lubmin	56,0	1790	Flensburg	DJA0111	13,8	1456
Bentwisch	DLH0711	65,0	1790	DKU1481	DNO1161	19,0	1790
DLH0711	Lubmin	56,0	1790	DAU1481	DNO1211	0,0	2073
DBW1341	DLH0711	65,0	1790	DRE1211	DRE2401	37,7	2073
Neuenhagen	Vierraden	93,0	1790	DRE1221	DRE2211	0,0	2073
DKR1761	Windpark Wessin	100,0	1790	DRE1231	DRE2211	25,0	2369
Hardeggen	DME1131	120,0	2369	Altenfeld	DRE1231	26,0	2369
Hardeggen	Wahle	110,0	2369	DRE1241	Redwitz	25,0	2369
DGO2541	Hardeggen	50,0	2369	DRE1241	DSL2261	7,0	2369
Göttingen	Mecklar	120,0	2369	Altenfeld	Vieselbach	78,0	2369
DFR0491	DOE0401	0,1	1790	Altenfeld	Vieselbach	78,0	2369
DFR0491	Marxheim	10,0	1790	Altenfeld	Vieselbach	78,0	2369
DA.0691	Gütersloh	28,0	2369	Altenfeld	DSL2261	19,0	2369
DA.0691	Lüstringen	28,0	2369	Altenfeld	DVI1231	78,0	2369
DLU0791	DWE2011	18,4	2369	DBA4991	DOD1691	4,4	2080
DLU0791	Wehrendorf	20,9	2369	DOD1691	Oberhaid	0,2	1580
DLA1631	Wehrendorf	39,7	1580	DOD1701	DOD1711	5,9	2119
DHU1191	Wehrendorf	34,0	2073	DOD1701	Oberhaid	0,2	1580
DHU1171	DWE2041	34,0	2073	DEL2751	DOD1711	8,2	2119
DOS0571	Rommerskirchen	30,4	1790	DWG3741	DWG3761	0,9	2080
Rommerskirchen	DSE1521	33,9	1580	DRE2401	DWG3741	18,8	1580
DOS0561	DRO0751	30,4	1580	DBA4991	DWG3761	16,1	2080
Uerdingen	DUT0221	14,4	1790	DGR3491	Grafenrheinfeld	3,6	1580
Duelken	DOS0561	34,5	1790	DGR3491	DOT1721	10,0	2119
Duelken	Utfort	44,0	1790	Eltmann	Grafenrheinfeld	35,6	2119
Wengerohr	DWT2611	68,0	2369	DKN2931	DOT1721	13,4	2119
DSE1521	Weissenthurm	62,4	1698	DKN2931	DKN2941	0,4	2119
Rommerskirchen	DWT2651	97,0	1790	DKN2941	DKN2951	0,3	2119
Dauersberg	Limburg	46,1	1790	DEL2741	DKN2951	7,1	2119
DDA0841	DLI1121	46,1	1580	DEL2741	DEL2751	0,4	2119
Niederstedem	Wengerohr	40,0	2369	Eltmann	DWG3801	36,7	2119
DEH1011	DEH1081	10,0	1790	Redwitz	DWG3801	21,7	1790
Boxberg	DSM1601	46,0	2369	St. Peter	DSI1991	11,0	2369
Eisenhuettenstadt	DEH1071	10,0	1790	St. Peter	DSI2001	11,0	2369
DBA2961	Schmölln	46,0	2369	Plewiska	DEH1071	100,0	1790
DDO1171	DST1731	12,0	2369	Krajnik	DVI0761	13,1	1659
DCO0911	Wilhelmshaven	33,0	2369	Plewiska	DEH1081	100,0	1790
DDO1161	Niederrhein	130,0	1790	Krajnik	DVI0771	13,1	1659
DCO0941	DEM1231	60,0	1790	DJA0101	KJA0271	4,6	1456
DCO0941	Emden/Borßum	60,0	1790	DJA0111	KJA0281	4,6	1456
Ganderkesee	DGA2221	60,0	2369	DAK0781	Doetinchem	15,0	1790
DDO1221	DNR0381	130,0	1790	DAK0771	Doetinchem	15,0	1790
DCO0931	DEM1261	60,0	1790	Audorf	DSH2181	43,0	2369

<sup>114</sup> Der bereitgestellte Integral-Datensatz enthält neben dem Bestandsnetz auch die EnLAG-Maßnahmen (EnLAG, 2011) und weitere Projekte, welche entweder genehmigt oder derzeit in der Umsetzungsphase sind.

# 15 ANHANG A6 – GRENZÜBERSCHREITENDE NETZPROJEKTE

Tabelle 51: Grenzüberschreitende Netzprojekte für ATLANTIS-Simulationen<sup>115</sup>

Umspannwerk A	Umspannwerk B	Angaben in Tabelle A1 im Gutachten NEMO 1	Inbetriebnahmejahr in ATLANTIS	Spannungsebene [kV] bzw. HVDC	Anzahl der Systeme in ATLANTIS	TYNDP 2010 Projektnummer	Anmerkung
Ensdorf (DE)	St. Avold (FR)	n.v.	2011	220	1	58	Regional Investmentplan 2012 NS: commissioned (PST in Ensdorf)
Vierraden (DE)	Krajnik (PL)	2022	2013	380	2	139	inkl. Phasenschiebertransformatoren in Polen (Krajnik und Mikulowa)
Niederrhein (DE)	Doetichem (NL)	2022	2013	380	2	145	TYNDP 2012: 103.145 (>2013)
Wilster (DE)	Feda (NO)	2022	2016	HVDC	1	142	<a href="http://www.statnett.no">http://www.statnett.no</a>
Ottenhofen/Isar (DE)	St. Peter (AT)	2022	2020	380	2	212	TYNDP 2012: 47.212 (2017)
Eissenhüttenstadt (DE)	Plewiska (PL)	2032	2023	380	2	140	TYNDP 2012: 58.140 (2020)
Audorf (DE)	Kasso (DK)	n.v.	2023	380	2	144	TYNDP 2012: 39.144 (2017)
Oberzier (DE)	Lixhe (BE)	n.v.	2023	HVDC	1	146	TYNDP 2012: 92.146 (2017)
Mechlenreuth (DE)	Vitkov (CZ)	2032	2032	380	1	137	TYNDP 2012: 35.137 (long term)
Wien Südost (AT)	Szombathely (HU)	2022	2010	380	1	213	Regional Investmentplan 2012 CSE: commissioned
Pecs (HU)	Ernestinovo (HR)	n.v.	2010	380	2	226	Regional Investmentplan 2012 CSE: commissioned
Bekescsaba (HU)	Nadab (RO)	n.v.	2010	380	1		TEN-E 4.29
Podgorica (ME)	Tirana 2 (AL)	n.v.	2010	380	1	233	Regional Investmentplan 2012 CSE: commissioned
Aubange (BE)	Moulaine (FR)	2022	2010	220	2	59	Regional Investmentplan 2012 NS: commissioned
Aldeadavila II (ES)	Lagoa/Pocinho (PT)	n.v.	2010	380	1	16	TYNDP 2012: 4.16 (<2012), partly commissioned
Fraugde (DK)	Ersatznetzknotten (DK-E)	n.v.	2010	HVDC	1	434	Regional Investmentplan 2012 NS: commissioned (Great Belt)
Moulaine (FR)	Schiffilange (LU)	n.v.	2010	220	1	61	Regional Investmentplan 2012 NS: short term/under construction
220-kV-Querregeltransformatoren in Ensted & Kasso		2022	2011	220	-	143	PSTs auf 220-kV Doppelleitung nach Flensburg (DE)
Chervena (BG)	Stip (MK)	n.v.	2011	380	1		
Pecs (HU)	Sombor (RS)	n.v.	2011	380	2		TEN-E 4.30
Ersatznetzknotten (UK)	Maasvlakte (NL)	2022	2011	HVDC	1	437	<a href="http://www.britned.com/">http://www.britned.com/</a>
Cirkovce (SI)	Heviz (HU)	2022	2011	380	1	223	TYNDP 2012: 27.223 (2016)
Cirkovce (SI)	Zerjavinec (HR)	2022	2011	380	1	223	TYNDP 2012: 27.223 (2016)
Puebla de Guzman (ES)	Tavira (PT)	n.v.	2011	380	1	17	TYNDP 2012: 4.17 (2013), partly under construction
Cornier (FR)	Piosasco (IT)	2022	2012	380	1	54	ACCS-Seile (Annahme: 1,6-facher Nennstrom)
Maritsa East (BG)	N.Santa (EL)	n.v.	2012	380	1	256	TYNDP 2012: 51.256 (long term)
Vau i Dejes (AL)	Podgorica (ME)	n.v.	2012	380	1		
Sjoivanka (HU)	Moldava (SK)	n.v.	2012	380	2		TEN-E 2.26
Vallorcine (FR)	Batiaz/Chatelard (CH)	n.v.	2014	380	1	128	
Medgidia Sud (RO)	Dobrudja (BG)	n.v.	2014	380	1	272	TYNDP 2012: 53.272 (2015)
Ersatznetzknotten (NO)	Tjele (DK)	2022	2014	HVDC	1	426	Skagerak 4
Santa Llogaia (ES)	Baixas (FR)	n.v.	2014	HVDC	2		TEN-E 2.10
Medgidia Sud (RO)	Varna 1 (BG)	n.v.	2015	380	1	271	TYNDP 2012: 53.271 (2015)
Eemshaven (NL)	Endrup (DK)	2022	2016	HVDC	1	427	Cobra-Cable (700 MW)
Sacalaz (RO)	Novi Sad (RS)	n.v.	2016	380	1		
Rüthi (CH)	Meiningen (AT)	n.v.	2020	380	1		VKW (NEP 2011) und SwissGrid
Tourbe (FR)	Ersatznetzknotten (UK)	2032	2023	HVDC	1	62	TYNDP 2012: 25.62 (2019)
Gabcikovo (SK)	Győr (HU)	n.v.	2023	380	1	214	TYNDP 2012: 48.214 (2016)
Dubrovnik/Plat (HR)	Trebinje (BA)	n.v.	2023	220	2	228	TYNDP 2012: 28.228 (2014)
Pijevlja (ME)	Visegrad (BA)	n.v.	2023	380	1	232	TYNDP 2012: 28.232 (2015)
Tirana 2 (AL)	Kosovo B / Pristina (RS)	n.v.	2023	380	1	235	TYNDP 2012: 49.235 (2013)
Vranje/Leskovic (RS)	Stip (MK)	n.v.	2023	380	1	236	TYNDP 2012: 49.236 (2013)
Skopje 4 (MK)	Kosovo B (RS)	n.v.	2023	380	1	237	TYNDP 2012: 49.237 (2020)
Resita (RO)	Pancevo (RS)	n.v.	2023	380	1	238	TYNDP 2012: 50.238 (2015)
Bitola (MK)	Elbasan 2 (AL)	n.v.	2023	380	1	239	TYNDP 2012: 50.239 (2015)
Ersatznetzknotten (NO)	Ersatznetzknotten (UK)	2032	2023	HVDC	1	424	TYNDP 2012: 110.424 (2018/2012)
Eemshaven (NL)	Ersatznetzknotten (NO)	2032	2023	HVDC	1	425	NorNed2 (700 MW, entsprechend dem NTC aus NEMO 1)
Ersatznetzknotten (UK)	Eeklo Noord/Zomergem (BE)	2032	2023	HVDC	1	443	<a href="http://www.nationalgrid.com">http://www.nationalgrid.com</a> , TYNDP 2012: 2018
Aubange (BE)	Bascharage (LU)	n.v.	2023	220	2	446	TYNDP 2012: 40.446 (2016/2020)
Tivat (ME)	Trebinje (BA)	n.v.	2023	380	1	233a	TYNDP 2012: 28.233a (2015)
Lienz (AT)	Veneto Region (IT)	2032	2023	380	1	63	<a href="http://realisegrid.rse-web.it">http://realisegrid.rse-web.it</a>
Villanova (IT)	Tivat (ME)	n.v.	2023	HVDC	1	70	TYNDP 2012: 28.70 (2015)
Galatina (IT)	Aetos (EL)	n.v.	2030	HVDC	1	72	Regional Investmentplan 2012 CSE, post 2022
Grande-Ile (FR)	Piosasco (IT)	n.v.	2032	HVDC	2	55	TYNDP 2012: 21.55 (2017-18), Frejus Tunnel
Innsbruck (AT)	Bressanone (IT)	2032	2032	380	2	64	*)
Udine Ovest (IT)	Okroglo (SI)	2032	2032	380	2	68	TYNDP 2012: 27.68 (long term)
Lavorgo (CH)	Morbegno/Verderio (IT)	2032	2032	380	1	120	**)

\*)... Annahmen für die Modellierung in ATLANTIS: Anschlussknotten Innsbruck (AT) auf Westtirol verlegt. Anschlussknotten Bressanone (IT) aufgrund der Netzsituation ab Bressanone auf Nogarole verlegt (380-kV-Knoten nahe Verona) ([http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2006\\_07\\_tunnel\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2006_07_tunnel_report.pdf))

\*\*)... TYNDP 2012 (31.A101): "Up to 4 interconnection projects are under discussion, one or two probably will be implemented. This investment replaces investment n° 120 mentioned on TYNDP 2010. The previous investment evolved so much that it is substituted by a new project. Feasibility studies ongoing including the internal reinforcements. Status: under consideration, Expected date of commissioning: long term"

<sup>115</sup> Sogenannte „merchant line“-Projekte sind in der Tabelle nicht angeführt.

## 16 ANHANG A7 – WESENTLICHE BEGRIFFSDEFINITIONEN

In diesem Anhang werden wesentliche Grundbegriffe, welche im Rahmen dieses Gutachtens mehrfach verwendet werden, definiert.

### Startnetz

Als Ausgangsbasis für die durchgeführten Berechnungen wird das Startnetz herangezogen. Dieses enthält neben dem aktuellen 220/380-kV-Bestandsnetz die Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) sowie bereits im Bau befindliche oder planfestgestellte Vorhaben.

### Trassenkilometer Drehstromleitung

Mehrere Stromkreise, die auf einem gemeinsamen Mastgestänge geführt werden, werden als Drehstromtrasse definiert. Einer Trasse können bis zu vier Stromkreise zugeordnet sein, die maximale Übertragungsleistung einer Drehstromtrasse wurde mit 6000 MW festgelegt.

### Trassenkilometer DC-Trasse (HGÜ)

Mehrere parallel laufende Gleichstromkreise mit einer Übertragungsleistung von maximal 6000 MW werden als DC-Trasse definiert. Eine DC-Trasse kann demnach mehrere HGÜ-Systeme beinhalten.

### HGÜ-System

Ein HGÜ-System besteht aus jeweils mindestens zwei bipolaren Konverterstationen und den dazugehörigen DC-Übertragungsleitungen. Bei der (n-1)-Ausfallsrechnung wird der Ausfall eines Pols berücksichtigt, bei der Common-Mode-Ausfallsrechnung wird der Ausfall des kompletten HGÜ-Systems berücksichtigt.

### Overlay-Korridor

Als Korridor wird der Bereich vom Startpunkt bis zum Endpunkt eines Overlay-Korridors definiert. Ein Overlay-Korridor kann je nach Übertragungsleistung aus einer oder mehreren Leitungstrassen zu maximal 6000 MW bestehen.

### (n-1)-Kriterium, (n-1)-Sicherheit

Das (n-1)-Kriterium ist dann erfüllt, wenn nach störungsbedingten Ausfällen von Betriebsmitteln keine dauerhaften Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen auftreten. In das (n-1)-Kriterium wird im Allgemeinen der einfache Ausfall von Freileitungs- oder Kabelstromkreisen, eines Transformators oder einer Kuppelleitung einbezogen.

### „Common-Mode“-Fehler

„Common-Mode“-Fehler bezeichnen zeitgleiche Mehrfachausfälle, welche bedingt durch ihre konstruktiven Gegebenheiten eine hohe Wahrscheinlichkeit bezüglich eines gemeinsamen Auftretens aufweisen (z.B. Doppelleitungen).

### Szenariorechnung

Eine *Szenariorechnung* erlaubt durch die in ATLANTIS systemimmanente gesamteuropäische Markt- und Lastflusssimulation (DC-Lastfluss) ganzheitliche Analysen über die Auswirkungen des Strukturwandels auf der Aufbringungsseite bzw. des damit einhergehenden Wandels des Kraftwerkseinsatzes bzw. des resultierenden Netzausbaus in Deutschland. Für die jährliche Betrachtung werden in den Szenariorechnungen pro Jahr 48 ausgewählte Perioden berechnet. In jeder der 48 Perioden wird der gesamteuropäisch kostenminimale Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell bzw. unter Berücksichtigung des Netzes (DC-OPF) optimiert. Dabei basieren die Szenariorechnungen auf einer langjährigen mittleren Erzeugung aus den dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie z.B. der Windkraft oder der Photovoltaik.

### Extremfallrechnung

In einer *Extremfallrechnung* wird abweichend von einer Szenariorechnung ein mögliches Extremereignis (Snapshot einer Stunde) simuliert. So können bspw. Starkwindsituationen in Kombination mit geringer momentaner Last eine besonders schwierige Situation für die Höchstspannungsnetze der Zukunft darstellen. Die Wirkung verschiedener Maßnahmen im Netz (z.B. Freileitungsmonitoring, HGÜ-Leitungen usw.) wird somit zusätzlich zu den Szenariorechnungen (48 Durchschnittsfälle pro Jahr) für Extremfälle ermittelt.

## 17 VERZEICHNISSE

### 17.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: In ATLANTIS abgebildeter Kraftwerkspark Kontinentaleuropas (Stand 2011) .....	9
Abbildung 2: In ATLANTIS abgebildetes Höchstspannungsnetz Kontinentaleuropa (Stand 2011) .....	10
Abbildung 3: vereinfachtes Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS .....	11
Abbildung 4: NEPLAN-Grafische Benutzeroberfläche .....	15
Abbildung 5: Übersichtsschema über die Berechnungspfade von ATLANTIS und NEPLAN .....	17
Abbildung 6: Standorte der PV-Anlagen laut Datenbank in ATLANTIS basierend auf der EEG-Anlagenstammdatenbank (links) und der Darstellung aus dem Gutachten NEMO jeweils für das Jahr 2011 (rechts) (Consentec/IAEW, 2012) .....	21
Abbildung 7: Gegenüberstellung der in ATLANTIS abgebildeten Biomassekraftwerke 2011 (links) und der landwirtschaftlich genutzten Fläche (rechts) (destatis, 2012) .....	22
Abbildung 8: Vergleich der Onshore-Windkraftanlagen zwischen der Datenbank in ATLANTIS (links) und der Abbildung im Gutachten NEMO (rechts) jeweils für das Jahr 2011 (Consentec/IAEW, 2012) .....	23
Abbildung 9: Abbildung der Wasserkraftwerke auf Anlagenebene in der Datenbank von ATLANTIS im Jahr 2011 .....	24
Abbildung 10: NUTS-2 Regionen in Europa <sup>10</sup> (Kartenmaterial: GADM, 2011) .....	25
Abbildung 11: Konventioneller Kraftwerkspark B-2022 (links) und B-2032 (rechts) entsprechend der Datenbank in ATLANTIS <sup>25</sup> .....	27
Abbildung 12: Vergleich der Wasserkraft in ATLANTIS (links) mit den Angaben laut NEMO (rechts), B-2022 .....	28
Abbildung 13: Vergleich der Wasserkraft in ATLANTIS (links) mit den Angaben laut NEMO (rechts), B-2032 .....	28
Abbildung 14: Biomasse: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2022 .....	29
Abbildung 15: Biomasse: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2032 .....	29
Abbildung 16: Photovoltaik: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2022 .....	30
Abbildung 17: Photovoltaik: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2032 .....	30
Abbildung 18: Onshore-Windkraft: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2022 .....	31
Abbildung 19: Onshore-Windkraft: Anlagen in ATLANTIS (links), Leistung je Bundesland (rechts), B-2032 .....	31
Abbildung 20: Offshore-Windkraft in ATLANTIS: B-2022 (links) und B-2032 (rechts) .....	32
Abbildung 21: zeitliche Entwicklung der installierten <i>Leistung</i> des deutschen Kraftwerkspark im Szenario B abgebildet in ATLANTIS mit den Stützstellen B-2022 und B-2032 entsprechend dem Szenariorahmen des NEP 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a) .....	32
Abbildung 22: Verbrauchsverteilung je Netzknoten (links) bzw. Verteilung des Verbrauchs auf Bundesländerebene (rechts) für die Verbrauchsbestandteile Haushalte (HH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie (GHDI). Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012) .....	33
Abbildung 23: Regionale Strombelastbarkeitspotenziale von Freileitungen in Mittelwindsituation (links) und in der Starkwindsituation (rechts). Datenquelle: (dena, 2010) .....	35
Abbildung 24: zeitliche Entwicklung der installierten <i>Leistung</i> des Kraftwerksparks im Netzgebiet ENTSO-E CE bis 2032 .....	38
Abbildung 25: Kraftwerkspark (Leistung) in Deutschland und den Nachbarländern im Jahr 2011 .....	39
Abbildung 26: Kraftwerkspark (Leistung) in Deutschland und den Nachbarländern in B-2022 .....	39
Abbildung 27: Kraftwerkspark (Leistung) in Deutschland und den Nachbarländern in B-2032 .....	39
Abbildung 28: NTC-Werte in MW für die Wintermonate 2022 (links) und die Sommermonate 2022 (rechts), Datenquelle (Consentec/IAEW, 2012) .....	41
Abbildung 29: NTC-Werte in MW für die Wintermonate 2032 (links) und die Sommermonate 2032 (rechts) Datenquelle (Consentec/IAEW, 2012) und eigene Annahmen (für die Grenze nach Belgien und nach Dänemark-West angepasst an die in „Anhang A6 – Grenzüberschreitende Netzprojekte“ dargestellten Netzprojekte Audorf-Kasso und Oberzier-Lixhe) basierend auf grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten und deren Inbetriebnahmejahr .....	41
Abbildung 30: Preiseentwicklungspfade fossiler Brennstoffe im NEMO-Gutachten (basierend auf NEP-G) und IEA WEO 2010 New Policies (zwischen den Stützstellen jeweils linear interpoliert) .....	43
Abbildung 31: CO <sub>2</sub> -Preiseentwicklungspfade im NEMO-Gutachten (basierend auf NEP-G und IEA WEO 2010 New Policies und EU Energy Trends Studie (zwischen den Stützstellen jeweils linear interpoliert) .....	43
Abbildung 32: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS-Extremfallrechnung B-2032 angelehnt an den besonders schwierigen Netznutzungsfall L+W+P- bei unlimitiertem ENTSO-E CE Höchstspannungsnetz .....	46
Abbildung 33: DC-Lastflussergebnis und Redispatch aus ATLANTIS-Extremfallrechnung B-2032 angelehnt an den besonders schwierigen Netznutzungsfall L+W+P- aus NEMO im unlimitierten deutschen Startnetz .....	48
Abbildung 34: Vergleich des Kraftwerkseinsatzes laut Marktmodell mit jenem laut DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für L+W+P- im Jahr B-2032 in ATLANTIS .....	49
Abbildung 35: Verteilung des DC-Lastflusses im Startnetz bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der orangen Kreise proportional zum Verbrauch) .....	50
Abbildung 36: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit einem Nord-Süd-Korridor bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der orangen Kreise proportional zum Verbrauch) .....	51
Abbildung 37: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit zwei Nord-Süd-Korridoren bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der orangen Kreise proportional zum Verbrauch) .....	51
Abbildung 38: Overlayvariante TUG1K mit den Teilkorridoren A1 (Nord) und A2 (Süd) .....	53
Abbildung 39: Overlayvariante TUG2K mit den Korridoren A1, A2 und B .....	54
Abbildung 40: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchenergie je Kraftwerkstyp zwischen 2012 und 2032 (Szenario B aus dem Szenariorahmen des NEP 2012) basierend auf der ATLANTIS-Simulation B.0 (Startnetz in Deutschland) .....	58
Abbildung 41: kumulierte Redispatchmenge in GWh/a in den Jahren B-2022 und B-2032 in der Szenariorechnung B.0 .....	60

Abbildung 42: Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2022 im Winter und im Sommer in Szenariorechnung B.0.....	61
Abbildung 43: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2022 in der Szenariorechnung B.0.....	61
Abbildung 44: Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2032 im Winter und im Sommer in Szenariorechnung B.0.....	62
Abbildung 45: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2032 in der Szenariorechnung B.0.....	63
Abbildung 46: kumulierte Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2032 in Szenariorechnung B.0 und B.1.a.....	64
Abbildung 47: Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2032 im Winter und im Sommer in Szenariorechnung B.1.a verglichen mit Ergebnis aus Szenariorechnung B.0 .....	65
Abbildung 48: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2032 in der Szenariorechnung B.1.a.....	66
Abbildung 49: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinie des Overlaykorridors A1 aus TUG1K-Variante in der Szenariorechnung B.1.a (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) im Szenariojahr B-2032 .....	66
Abbildung 50: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2032 in den Szenariorechnungen B.0, B.1.a und B.1.b.....	67
Abbildung 51: Gegenüberstellung der Redispatchleistung je Kraftwerkstyp im Jahr B-2032 im Winter und im Sommer für die Szenariorechnungen B.0, B.1.a und B.1.b.....	68
Abbildung 52: Vergleich zwischen dem Kraftwerkseinsatz im Marktmodell und dem Kraftwerkseinsatz im DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für eine Schwachlastperiode im Winter B-2032 in der Szenariorechnung B.1.b.....	68
Abbildung 53: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinie der Korridore A1 und A2 aus TUG1K-Variante in der Szenariorechnung B.1.b verglichen mit der Variante B.1.a (nur Korridor A1) (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) im Szenariojahr B-2032 .....	69
Abbildung 54: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchmenge je Kraftwerkstyp im Szenariolauf B.1.c zwischen 2012 und B-2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme des Overlaykorridors A (TUG1K) verglichen mit dem Verlauf des Redispatchumfangs in der Szenariorechnung B.0 „Startnetz ohne Transportkorridore“ (dargestellt in Form der strichlierten Hüllkurve für positiven und negativen Redispatch, vergleiche dazu auch Abbildung 40) .....	71
Abbildung 55: Vergleich der Marktergebnisse (Leistungsdeckung) für B-2022 L+W+P- in NEMO und ATLANTIS (im Startnetz).....	72
Abbildung 56: ATLANTIS-Snapshots für B-2022 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall L+W+P-.....	73
Abbildung 57: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung L+W+P- in B-2022, noch ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen (vergleiche Übersicht Tabelle 11).....	75
Abbildung 58: ATLANTIS-Snapshots für B-2022 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Netzvariante „Startnetz“) (links) und im Startnetz mit TUG1K-Overlayvariante und ohne FLM (Netzvariante 1) (rechts) im Extremfall L+W+P- (vergleiche Übersicht Tabelle 11).....	76
Abbildung 59: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante mit Teilkorridor A1 und mit FLM (Netzvariante 3 aus Tabelle 11) im Extremfall L+W+P- in B-2022.....	77
Abbildung 60: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante mit Teilkorridor A2 und mit FLM (Netzvariante 2 aus Tabelle 11) im Extremfall L+W+P- in B-2022.....	77
Abbildung 61: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante mit beiden Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM (Netzvariante 4 aus Tabelle 11) sowie netzbedingte Produktionseinschränkungen von Windkraftanlagen (negativer Redispatch, orange Dreiecke) im Extremfall L+W+P- in B-2022.....	78
Abbildung 62: Vergleich der Marktergebnisse (Leistungsdeckung) für B-2032 L+W+P- in NEMO und ATLANTIS (im Startnetz).....	79
Abbildung 63: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall L+W+P- im Startnetz .....	79
Abbildung 64: Vergleich der Redispatchleistungen aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung L+W+P- in B-2032 (B.0 und B.1, noch ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen) (vergleiche Übersicht Tabelle 12).....	80
Abbildung 65: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Netzvariante „Startnetz“) (links) und im Startnetz mit TUG1K-Overlayvariante und ohne FLM (Netzvariante 1) (rechts) für den Extremfall L+W+P- (vergleiche Übersicht Tabelle 12) .....	81
Abbildung 66: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in der Netzvariante <i>Startnetz mit den Teilkorridoren A1 und A2 und ohne FLM</i> (Netzvariante 1 aus Tabelle 12) im Extremfall L+W+P- in B-2032 und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	82
Abbildung 67: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in Netzvariante <i>Startnetz mit Teilkorridor A2 und mit FLM</i> (Netzvariante 2 aus Tabelle 12) im Extremfall L+W+P- in B-2032 und ohne AC-NOVA-Maßnahmen .....	83
Abbildung 68: DC-Lastflussergebnis aus ATLANTIS in Netzvariante <i>Startnetz mit beiden Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM</i> (Netzvariante 4 aus Tabelle 12) im Extremfall L+W+P- in B-2032 und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	84
Abbildung 69: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2032 in Szenariorechnung B.0, B.1 und B.2.a.....	85
Abbildung 70: Prozentuelle Verteilung der jährlichen Redispatchmenge (Energie) in der Szenariorechnung B.2.a für B-2032 aus der Szenariorechnung mit ATLANTIS .....	86
Abbildung 71: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinie der HGÜ-Korridore A und B in der Szenariorechnung B.2.a verglichen mit B.1.b (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) im Szenariojahr B-2032 .....	86



Abbildung 72: Vergleich der Redispatchleistungen aus ATLANTIS in den unterschiedlichen Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- in B-2032 (B.0, B.1 und B.2.a) (vergleiche Übersicht Tabelle 13)	87
Abbildung 73: DC-Lastflussergebnis in Netzvariante mit Overlayvariante TUG2K mit AC-NOVA-Maßnahmen und mit FLM sowie Produktionseinschränkung von Windkraftanlagen im Extremfall L+W+P- in B-2032 in ATLANTIS (Netzvariante 4 in Tabelle 13)	89
Abbildung 74: Übersicht über die mit NEPLAN analysierten Szenarien und Ausbauvarianten	92
Abbildung 75: Startnetz für die Netzanalysen mit NEPLAN, Startnetzmaßnahmen sind mit blauer Farbe gekennzeichnet	93
Abbildung 76: Darstellung der prinzipiellen Transportaufgabe (links) und der derzeit zur Verfügung stehenden, (n-1)-sicheren Transportkapazitäten unter Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen (rechts) im Szenario B-2022 (L+W+P-)	94
Abbildung 77: Leitungsauslastung des Netznutzungsfalls B-2022 L+W+P- im Startnetz	95
Abbildung 78: Prinzipielle Reihenfolgen der Maßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität	97
Abbildung 79: Prinzipielle Vorgehensweise des Netzausbaus bzw. der Netzanalyse mit NEPLAN	98
Abbildung 80: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L+W+P- links – L+W+P+ rechts)	100
Abbildung 81: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L-W+P+ links – L-W+P- rechts)	100
Abbildung 82: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L-W-P+ links – L-W-P- rechts)	101
Abbildung 83: Belastungszustände im Startnetz in B-2022 (L+W-P- links – L+W-P+ rechts)	101
Abbildung 84: Rot eingefärbte Leitungszüge kennzeichnen die im Drehstromnetz untersuchten „Common-Mode“-Ausfälle	104
Abbildung 85: Netzausbau im Szenario B-2022, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)	107
Abbildung 86: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, ein starker HGÜ-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K HGÜ+AC)	109
Abbildung 87: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, 550-kV-Korridor mit begleitendem Drehstromausbau (TUG1K 550 kV+AC)	111
Abbildung 88: Netzausbau im Szenario B-2032 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC)	114
Abbildung 89: Netzausbau im Szenario B-2032, zwei starke HGÜ-Korridore mit begleitendem Drehstromausbau (TUG2K HGÜ+AC)	116
Abbildung 90: Blockschaltbild einer bipolaren Hochspannungsgleichstromübertragung (Oeding & Oswald, 2011)	126
Abbildung 91: HGÜ netzgeführt (Kreusel, 2009)	129
Abbildung 92: Netzgeführte HGÜ, Konverterstation (Valentin & Westermann, 2012)	130
Abbildung 93: 6-pulsige Konvertierung (Prinzip) (Valentin & Westermann, 2012)	130
Abbildung 94: Klassische (netzgeführte) HGÜ, derzeit ab einer Spannungshöhe von 300 kV Gleichspannung (Benz, 2012)	131
Abbildung 95: HGÜ netzgeführt, a) ohne Kondensatorunterstützung b) mit Kondensatorunterstützung (Bahman, HVDC Transmission, 2006)	131
Abbildung 96: Blindleistungsmanagement Vergleich LCC mit CCC (Rasmussen, 2012)	132
Abbildung 97: Thyristor (Benz, 2012)	132
Abbildung 98: Thyristormodul (Siemens AG, 2010)	132
Abbildung 99: Konverterstationsdesign HGÜ netzgeführt (Siemens AG, 2008)	133
Abbildung 100: Selbstgeführtes Versorgungsnetz (Hanson & Sandeberg, 2005)	134
Abbildung 101: Selbstgeführte HGÜ (Benz, 2012)	135
Abbildung 102: IGBT (Benz, 2012)	135
Abbildung 103: Kurzschluss im Fehlerfall (Hanson & Sandeberg, 2005)	136
Abbildung 104: HGÜ selbstgeführt (Görner, 2010)	136
Abbildung 105: Prinzip der Level-Konverter-Typen (Gerdes, 2011)	137
Abbildung 106: Two-Level Konverter (Dickmader, 2012)	137
Abbildung 107: Konvertierung eines 2-Level Konverters (Phase-to-neutral voltage) (Dickmader, 2012)	137
Abbildung 108: Three-Level Konverter (Dickmader, 2012)	138
Abbildung 109: Konvertierung eines 3-Level Konverters (phase-to-neutral voltage) (Dickmader, 2012)	138
Abbildung 110: Sub-Modul (Allebrod, Hamerski, & Marquardt, 2008)	139
Abbildung 111: HGÜ mit einem modularen Multilevel Konverter (Allebrod, Hamerski, & Marquardt, 2008)	139
Abbildung 112: Kurzschluss eines DC-Kreises (Meyer, Kowal, & De Doncker, 2005)	140
Abbildung 113: Back-to-Back System (Melvold & Long, 1989)	141
Abbildung 114: Prinzipschaltung eines DC-Leistungsschalters in einem DC-Netz (Häfner & Jacobson, 2011)	142
Abbildung 115: Einsatzbereiche der HGÜ-Technik (Bahman, HVDC Transmission, An economical complement to ac transmission, 2009)	143
Abbildung 116: HGÜ-Freileitungen (Oeding & Oswald, 2011)	145
Abbildung 117: Verlauf eines statischen elektrischen Feldes (Oin, Sheng, Yan, & Gela, 1988)	148
Abbildung 118: Vergleich der magnetischen Feldstärke bei verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten. Daten von (Siemens AG, 2011)	149
Abbildung 119: Kabelgrabenbreite für $\pm 320$ kV, 1 GW, bipolar (Europacable, 2011)	150
Abbildung 120: Vergleich Freileitung Kabel mit verschiedenen Nennspannungen zur Übertragung von 5 GW (Europacable, 2011)	150
Abbildung 121: Instandhaltung und planmäßige Nichtverfügbarkeit der HG- Konverterstationen (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)	153
Abbildung 122: Prozentuelle Angabe der durchschnittlichen Fehler (FEU) einer netzgeführten HGÜ (2003-2004) (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)	154
Abbildung 123: Prozentuelle Angabe der durchschnittlichen Fehler (FEU) einer netzgeführten HGÜ (1983-2002) (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)	154
Abbildung 124: Ausfallszeiten 2003 (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)	155
Abbildung 125: Ausfallszeiten 2004 (Vancers, Christoffersen, Leirbukt, & Bennett, 2006)	155

Abbildung 126: Kostenvergleich mit Break-Even-Distanz (Siemens AG, 2011).....	156
Abbildung 127: Typische Kosten einer netzgeführten HGÜ Station (Furumasu, 2012) .....	157
Abbildung 128: Aufgliederung der Kosten (a) und der Verluste (b) einer netzgeführten HGÜ-Station (Furumasu, 2012) .....	157
Abbildung 129: Kostenvergleich für Szenario Low (Parson Brinckerhoff, 2012) .....	158
Abbildung 130: Kostenvergleich Szenario Medium (Parson Brinckerhoff, 2012) .....	158
Abbildung 131: Kostenvergleich Szenario High (Parson Brinckerhoff, 2012) .....	159
Abbildung 132: Leiterseile HTL vs HTLS (Krapp, 2012).....	160
Abbildung 133: TAL-Leiterseil (wiretec, 2012) .....	161
Abbildung 134: ACCR-Leiterseil (www.3mdeutschland.de, 2012).....	161
Abbildung 135: Joint Bay (Europacable, 2010) .....	163
Abbildung 136: Kabelmuffe für 400kV (Woschitz, 2008) .....	163
Abbildung 137: Aufbau eines Hochspannungskabels (Woschitz, 2008).....	164
Abbildung 138: Kabelverlegung (Chakir & Koch, 2002) .....	164
Abbildung 139: Crossbonding zur Verlustminderung (Woschitz, 2008).....	165
Abbildung 140: Auskreuzen der Schirme in Crossbonding -Kästen (Oswald B. R., 2005).....	165
Abbildung 141: Aufbau und Abmessungen einer GIL (Kröpfl, 2004) .....	166
Abbildung 142: Aufbau eines geraden Bausteins (Kröpfl, 2004) .....	166
Abbildung 143: Aufbau eines Winkelbausteins (Kröpfl, 2004) .....	167
Abbildung 144: Aufbau eines Trennbausteins (Kröpfl, 2004) .....	167
Abbildung 145: Aufbau eines Kompensatorbausteins (Kröpfl, 2004).....	168
Abbildung 146: Tunnelverlegung von zwei dreiphasigen GIL-Systemen (Kröpfl, 2004).....	169
Abbildung 147: Erdverlegung GIL (Oswald B. , 2005).....	169
Abbildung 148: Montagezelt (Kröpfl, 2004).....	170
Abbildung 149: Verschließen des Grabens (Chakir & Koch, 2002) .....	170
Abbildung 150: Passiver Korrosionsschutz (Chakir & Koch, 2002) .....	171
Abbildung 151: Leitungsauslastung des Netznutzungsfalls A-2022 AC L+W+P- im Startnetz.....	176
Abbildung 152: Netzausbau im Szenario A-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC).....	177
Abbildung 153: Leitungsauslastung des Netznutzungsfalls C-2022 L+W+P- im Startnetz .....	179
Abbildung 154: Netzausbau Szenario C-2022 AC, reiner Drehstromausbau (380 kV AC) .....	180
Abbildung 155: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, 2 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV- Netzausbau (NEP2K HGÜ+AC).....	182
Abbildung 156: Netzausbauvariante im Szenario B-2022, 3 HGÜ-Korridore in Anlehnung an NEP und begleitender 380-kV- Netzausbau (NEP3K HGÜ+AC).....	184
Abbildung 157: Unterschiede im Regionalisierungsergebnis der Offshorewindkraft in B-2022 (auf Basis der vorgesehenen Anlandernetzknuten)zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und der Kraftwerkliste zum NEP 2012 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012d): Die Zahlenwerte sind positiv, wenn in der eingekreisten Region der Summenwert laut NEMO über dem Summenwert der Übertragungsnetzbetreiber liegt. Im gegenteiligen Fall sind die Zahlenwerte negativ. ....	186
Abbildung 158: Unterschiede im Regionalisierungsergebnis der Offshorewindkraft (auf Basis der vorgesehenen Anlandernetzknuten) in B-2032 zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und der Kraftwerkliste zum NEP 2012 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e): Die Zahlenwerte sind positiv, wenn in der eingekreisten Region der Summenwert laut NEMO über dem Summenwert der Übertragungsnetzbetreiber liegt. Im gegenteiligen Fall sind die Zahlenwerte negativ. <sup>104</sup> .....	186
Abbildung 159: Unterschiede im Regionalisierungsergebnis der Onshorewindkraft in den nördlichen Bundesländern in B- 2022 (links) und in B-2032 (rechts) zwischen dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und dem ersten Entwurf des NEP der ÜNB (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e): Die Zahlenwerte sind positiv, wenn in der eingekreisten Region der Summenwert laut NEMO über dem Summenwert der Übertragungsnetzbetreiber liegt. Im gegenteiligen Fall sind die Zahlenwerte negativ. ....	186
Abbildung 160: Ergebnisnetz aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans des Übertragungsnetzbetreiber für B- 2022 (links) bzw. B-2032 (rechts) (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) .....	187
Abbildung 161: B-2022 Ergebnis der ATLANTIS-Rechnung B.NEP4K: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ- Korridore aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber für B-2022 (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (positive Auslastung entspricht der Nord-Süd-Richtung) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen .....	188
Abbildung 162: B-2032 Ergebnis der ATLANTIS-Rechnung B.NEP4K: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ- Korridore aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber für B-2032 mit 9,2 GW Summenleistung in Korridor C (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (positive Auslastung entspricht der Nord-Süd- Richtung) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	188
Abbildung 163: B-2032 Ergebnis der ATLANTIS-Rechnung B.NEP4K: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ- Korridore aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 der Übertragungsnetzbetreiber für B-2032 mit 11,8 GW Summenleistung in Korridor C (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) (positive Auslastung entspricht der Nord-Süd- Richtung) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	189
Abbildung 164: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus ATLANTIS-Rechnung B.NEP2K für zwei Korridore bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M06 und M07 in B-2022 (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	191

Abbildung 165: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus ATLANTIS-Rechnung B.NEP2K für zwei Korridore bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05 und M06 in B-2022 (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	192
Abbildung 166: Auslastungsdauerlinien der einzelnen HGÜ-Korridore aus ATLANTIS-Rechnung B.NEP3K für drei Korridore bestehend aus den Maßnahmen M01, M02, M05, M06 und M09 in B-2022 (positive Auslastung bedeutet Auslastung in Nord-Süd-Richtung) basierend auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	193
Abbildung 167: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in GWh/a im Jahr B-2022 in Szenariorechnung B.0, B.NEP2K, B.NEP3K und B.NEP4K. Ergebnisse basieren auf den Eingangsdaten aus dem Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) und ohne AC-NOVA-Maßnahmen.....	194
Abbildung 168: Netznutzungsfall L-W-P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	195
Abbildung 169: Netznutzungsfall L-W-P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	196
Abbildung 170: Netznutzungsfall L-W+P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	197
Abbildung 171: Netznutzungsfall L-W+P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	198
Abbildung 172: Netznutzungsfall L+W-P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	199
Abbildung 173: Netznutzungsfall L+W-P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	200
Abbildung 174: Netznutzungsfall L+W+P- in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	201
Abbildung 175: Netznutzungsfall L+W+P+ in B-2022, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	202
Abbildung 176: Netznutzungsfall L-W-P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	203
Abbildung 177: Netznutzungsfall L-W-P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	204
Abbildung 178: Netznutzungsfall L-W+P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	205
Abbildung 179: Netznutzungsfall L-W+P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	206
Abbildung 180: Netznutzungsfall L+W-P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	207
Abbildung 181: Netznutzungsfall L+W-P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	208
Abbildung 182: Netznutzungsfall L+W+P- in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	209
Abbildung 183: Netznutzungsfall L+W+P+ in B-2032, Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012).....	210

## 17.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Nettoleistung in GW je Kraftwerkstechnologie in den vier Szenarien des Netzentwicklungsprozesses 2012 (Consentec/IAEW, 2012) .....	20
Tabelle 2: Volllaststunden erneuerbarer Erzeugung. Datenquelle (Bundesnetzagentur, 2012a) .....	24
Tabelle 3: Installierte Nettoleistung in GW je Bundesland in B-2022 <sup>22</sup> .....	26
Tabelle 4: Installierte Nettoleistung in GW je Bundesland in B-2032 <sup>22,23,24</sup> .....	27
Tabelle 5: Netzknoten für die Einspeisung aus Offshorewindkraft laut Regionalisierung im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) .....	36
Tabelle 6: Netzknoten für die Einspeisung aus Offshorewindkraft in ATLANTIS .....	37
Tabelle 7: Vergleich der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise für Deutschland im Modell ATLANTIS mit jenen im Gutachten NEMO (Consentec/IAEW, 2012) .....	44
Tabelle 8: abschließender Vergleich der Lastflussverhältnisse in der 100MW-Sensitivitätsanalyse über die Wirkungsweise steuerbarer Nord-Süd-Transportkorridoren im deutschen Höchstspannungsnetz .....	52
Tabelle 9: Übersichtstabelle über die Szenariosimulationen in ATLANTIS .....	55
Tabelle 10: Gegenüberstellung der <i>fiktiv synthetisierten zeitlichen Entwicklung</i> der Offshore-Windkraftleistung in der Nordsee (bzw. an den Anlandeknoten Emden, Cloppenburg und Unterweser) und der daran angepassten gestaffelten Inbetriebnahme (jeweils 3 Systeme à 3 GW Übertragungsleistung) der Teilkorridore A1 und A2 aus der Overlayvariante TUG1K .....	70
Tabelle 11: Übersicht über die simulierten Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- für B-2022 .....	74
Tabelle 12: Übersicht über die simulierten Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- für B-2032 in B.1 .....	80
Tabelle 13: Übersicht über die Netzvarianten für den Extremfall L+W+P- für B-2032 in B.2.a .....	87
Tabelle 14: Auslastung der HGÜ-Korridore in der Overlayvariante TUG2K aus der DC-OPF-Rechnung in ATLANTIS für B-2032 in den unterschiedlichen Netzvarianten für den Extremfall L+W+P-. Die Prozentangaben in Klammern beziehen sich auf die Bemessungsleistung der einzelnen Korridore A1, A2 und B. ....	89
Tabelle 15: Summe der im Startnetz berücksichtigten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen (Startnetz-Maßnahmen) in Trassenkilometer, abgeleitet aus (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c) und (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012e) .....	92
Tabelle 16: Leistungsüberschuss in den unterschiedlichen Netznutzungsfällen .....	99
Tabelle 17: Anhebung des thermischen Grenzstroms bei Mittelwind (Netznutzungsfälle W+) .....	102
Tabelle 18: Default-Blindleistungsfaktoren je Netzgebiet .....	105
Tabelle 19: Ergebnisdarstellung AC-Lastflussberechnung (NEPLAN) .....	106
Tabelle 20: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario B-2022 380 kV AC, Trassenlängen .....	107
Tabelle 21: HGÜ-Korridore B-2022 TUG1K HGÜ+AC - Detailaufstellung .....	108
Tabelle 22: Eckdaten Netzausbau Szenario B-2022 TUG1K HGÜ+AC .....	109
Tabelle 23: Korridore B-2022 TUG1K 550 kV+AC - Detailaufstellung .....	110
Tabelle 24: Eckdaten Netzausbau Szenario B-2022 TUG1K 550 kV+AC .....	111
Tabelle 25: Transportbedarf und bestehende Transportkapazität für Szenario B-2032, NNF (L+W+P-) .....	113
Tabelle 26: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario B-2032 AC .....	113
Tabelle 27: HGÜ-Leitungslängen Gegenüberstellung B-2022 TUG1K und B-2032 TUG2K .....	115
Tabelle 28: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario B-2032 TUG2K HGÜ+AC .....	115
Tabelle 29: Kalkulationsbasis zur Abschätzung der Investitionsplanung .....	117
Tabelle 30: Zusammenfassung der Netzausbaumaßnahmen in Trassenkilometer .....	118
Tabelle 31: Investitionskostenabschätzung der Netzausbaumaßnahmen inklusive Startnetzmaßnahmen je Szenarienberechnung in Mrd. Euro .....	118
Tabelle 32: Vergleich der HGÜ-Technologien .....	144
Tabelle 33: Vor- und Nachteile der DC-Übertragung .....	146
Tabelle 34: Erdbewegungsdaten Kabelverlegung .....	151
Tabelle 35: Erdbewegungsdaten GIL .....	151
Tabelle 36: Szenarien der Kostenrechnung .....	157
Tabelle 37: Vergleich 1 Freileitung, Kabel, GIL .....	173
Tabelle 38: Vergleich 2 Freileitung, Kabel, GIL .....	173
Tabelle 39: Vergleich 3 Freileitung, Kabel, GIL .....	173
Tabelle 40: Vergleich 4 Freileitung, Kabel, GIL .....	174
Tabelle 41: Vergleich der übertragbaren Leistung bei unterschiedlichen Bedingungen .....	174
Tabelle 42: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario A-2022 AC .....	178
Tabelle 43: Eckdaten des Netzausbaus für Szenario C-2022 .....	180
Tabelle 44: Übersicht HGÜ-Leitungen – B-2022 HGÜ+AC .....	181
Tabelle 45: Eckdaten Netzausbau Szenario – B-2022 NEP2K HGÜ+AC .....	182
Tabelle 46: Übersicht HGÜ-Leitungen – B-2022 NEP3K HGÜ+AC .....	183
Tabelle 47: Eckdaten Netzausbau Szenario – B-2022 NEP3K HGÜ+AC .....	183
Tabelle 48: Übersichtstabelle über die ATLANTIS-Rechnungen mit den HGÜ-Korridoren entsprechend dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber basierend auf den Regionalisierungsdaten von NEMO (Consentec/IAEW, 2012) .....	185
Tabelle 49: Anpassungen am Integral-SQL-Datensatz in NEPLAN und ATLANTIS .....	211
Tabelle 50: Netzprojekte im Startnetz .....	212
Tabelle 51: Grenzüberschreitende Netzprojekte für ATLANTIS-Simulationen .....	213

## 17.3 Abkürzungsverzeichnis

AC-Lastfluss.....	exakte, nichtlineare Lastflussberechnung
ACCR.....	Aluminum Conductor Composite Reinforced
AtG.....	Atomgesetz
BNetzA.....	Bundesnetzagentur
CIM.....	Common Information Model
D2.....	Regelzone TenneT TSO GmbH
D4.....	Regelzone TransnetBW GmbH
D7.....	Regelzone Amprion GmbH
D8.....	Regelzone 50Hertz Transmission GmbH
DACF.....	Day Ahead Congestion Forecast
DC-Lastfluss.....	Näherungsweise, lineare Lastflussberechnung unter Vernachlässigung der Verluste und Annahme eines einheitlichen Spannungsniveaus
dena.....	Deutsche Energie-Agentur
DC-OPF.....	DC optimal power flow
DSM.....	Demand Side Management
DSO.....	Distribution System Operator
EEG.....	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG.....	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-E CE.....	ENTSO-E Continental Europe
EnWG.....	Energiewirtschaftsgesetz
EZG.....	Energie Zentrum Graz
FLM.....	Freileitungsmonitoring
GADM.....	Database of Global Administrative Areas
GHDl.....	Verbrauchergruppe Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie
GiL.....	Gasolierte Leitung (gas-insulated transmission line)
GIS.....	Geografisches Informationssystem
GW.....	Gigawatt
GWh.....	Gigawattstunden
HGÜ.....	Hochspannungsgleichstromübertragung (siehe HVDC)
HH.....	Verbrauchergruppe Haushalte
HTLS.....	High Temperature-Low Sag
HTL.....	Hochtemperaturleiter
HVDC.....	High Voltage Direct Current (siehe HGÜ)
IEA.....	International Energy Agency
kV.....	Kilovolt
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
LCC.....	Line Commutate Converter, netzgeführter Umrichter mit Stromzwischenkreis
MW.....	Megawatt
(n-1)-Sicherheit.....	Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes innerhalb der zulässigen Grenzen bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (Stromkreis, Transformator)
NEP.....	Netzentwicklungsplan
NERC.....	North American Electric Reliability Corporation
NNF.....	Netznutzungsfall
NOVA.....	Netzoptimierung, Netzverstärkung, Netzausbau
NTC.....	Net Transfer Capacity
NUTS.....	Nomenclature des unités territoriales statistiques
PQ-Element.....	Last oder Einspeisung mit konstanter vorgegebener Wirk- und Blindleistung
PV-Element.....	Einspeisung mit konstanter vorgegebener Wirkleistung und Spannungsamplitude
PST.....	Phasenschiebertransformator (phase shifting transformer)
PV.....	Photovoltaik
TAL.....	thermal-resistant aluminium (temperaturbeständiges Aluminium)
TRM.....	Transmission Reliability Margin
TSO.....	Transmission System Operator (siehe ÜNB)
TUG1K.....	Overlayvariante der TU Graz (TUG) mit einem leistungsstarken Nord-Süd-Korridor (9 GW)
TUG2K.....	Overlayvariante der TU Graz (TUG) mit zwei Nord-Süd-Korridoren (15 GW)
TWh.....	Terawattstunden
TYNDP.....	Ten-Year Network Development Plan (Herausgeber ENTSO-E)
UCTE.....	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
ÜNB.....	Übertragungsnetzbetreiber (siehe TSO)
VPE.....	vernetztes Polyethylen
VSC.....	Voltage Source Converter, selbstgeführter Umrichter mit Gleichspannungszwischenkreis
WEO.....	World Energy Outlook (Herausgeber IEA)
L+/L-.....	Starklast/Schwachlast
W+/W-.....	Starkwind/Schwachwind
P+/P-.....	hohe Erzeugung aus Photovoltaik/geringe Erzeugung aus Photovoltaik
L±W±P±.....	Kombinationen aus L+/L-, W+/W-, P+/P-



## 17.4 Quellen- und Literaturverzeichnis

- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012a). *EEG / KWK-G*. Abgerufen am 05. 06 2012 von <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012b). *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*. Von [www.50hertz.com](http://www.50hertz.com): [http://www.50hertz.com/de/file/2012.03.30\\_Planungsgrundsaeetze.pdf](http://www.50hertz.com/de/file/2012.03.30_Planungsgrundsaeetze.pdf) abgerufen
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012c). *Integral-Datensatz Höchstspannungsnetz - Startnetz für Deutschland*. nicht öffentlich zugänglicher Detaildatensatz für das Gutachten NEMO 2: von den Übertragungsnetzbetreibern über die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt.
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012d). *Kraftwerksliste zum NEP 2012 mit Glossar*. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/dokumentensammlung>: [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de).
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. (2012e). *Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (Stand 30. Mai 2012)*. [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de): 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW.
- ACER. (2011). *Draft cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling - WORK IN PROGRESS*. ACER.
- Allebrod, S., Hamerski, R., & Marquardt, R. (2008). *New Transformerless, Scalable Modular Multilevel Converters for HVDC-Transmission*. Institute of Power Electronics and Control. IEEE.
- AtG. (2012). *Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 5 Absatz 6 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist*.
- Aydin, B. (2010). *Neue IGBTs für 4,5kV*. ABB-Presskonferenz.
- Bahrman, M. (2002). *HVDC Technologies - The Right Fit for the Application*. ABB.
- Bahrman, M. (2006). *HVDC Transmission*. ABB Grid Systems.
- Bahrman, M. (2009). *HVDC Transmission, An economical complement to ac transmission*. ABB.
- Battistelli, C. (2009). *Deterministic and Risk-based Approaches to Power Systems Security Assessment*. Naples: University of Naples.
- Benato, R., Brunello, P., Carlini, E., Di Mario, C., Fellin L., Knollseisen, G., et al. (2006). *ITALY-AUSTRIA GIL IN THE NEW PLANNED RAILWAY GALLERIES FORTEZZA-INNSBRUCK UNDER BRENNER PASS*. Cigre.
- Benz, T. (2012). *Erfordernisse und Lösungen für ein europäisches Verbundnetz unter Nutzung solaren Stromes aus Nordafrika*.
- BMWi, BMWi, UVEK. (2012). *Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken (02.05.2012)*. Berlin, Wien, Bern: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/26737.pdf> (Zugriff am 14.11.2012).
- BTRDB. (2012). *Betreiber-Datenbasis - Betriebsdaten von Windanlagen (Stand März 2012)*.
- Bundesministerium für Arbeit und Soziales. (2011). *400-D Elektromagnetisches Feld am Arbeitsplatz*.
- Bundesnetzagentur. (2011). *Az. Abz. 6-1/2011/Szenarioahmen NEP Gas*.
- Bundesnetzagentur. (2012a). *Az.: 8121-12/Szenarioahmen 2011*. Bonn.
- Bundesnetzagentur. (2012b). *Bundesnetzagentur Kraftwerksliste*. Abgerufen am 05. 06 2012 von [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html)
- Chakir, A., & Koch, H. (2002). *Corrosion Protection for Gas-Insulated Transmission Lines*. IEEE.
- Consentec/IAEW. (2012). *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenario Rahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. IAEW und Consentec GmbH - Aachen: Die dem TU Graz-Gutachten zu Grunde gelegte Fassung von NEMO wurde der TU Graz von der Bundesnetzagentur anlässlich des Arbeitsgruppenmeetings am 3./4. April 2012 in Graz übergeben.
- dena. (2010). *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. Berlin.
- destatis. (2012). *Statistisches Bundesamt Deutschland*. Abgerufen am 2012 von <https://www.destatis.de/DE/Startseite.html>
- Dickmader, D. (2012). *WECC HVDC Task Force, Modeling of HVDC*.
- e.on Netz. (2007). *380kV Höchstspannungsverbindung Wahle-Mecklar*.
- Eder, H. (2007). *Statische Magnetfelder, Messung, Wirkung, Bewertung*. LfU / Referat 28.
- EN50182. (2001). *Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten*.
- EnLAG. (2011). *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG)*. Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist.
- ENTSO-E. (2012). *ENTSO-E 10-YEAR NETWORK DEVELOPEMENT PLAN 2012 PROJECT FOR CONSULTATION*. Draft - Version for public consultation 1 march - 26 april.
- ENTSO-E. (2012). *Guidelines for Grid Development - Anhang 3 zu TYDP2012*. Brüssel.
- ENTSO-E. (2011). *Operation Handbook*.
- ENTSO-E. (2010). *Ten-Year Net Development Plan 2010-2020*. Brüssel: ENTSO-E.
- EnWG. (2011). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Absatz 66 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.
- Europacable. (2011). *An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables*.
- Europacable. (2010). *Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines*. Brussels.
- European Commission. (2010). *Directorate-General for Energy - EU energy trends to 2030 - update 2009*.
- FGH. (2012). *INTEGRAL, Interaktives grafisches Netzplanungssystem, Kurzbeschreibung*. Abgerufen am 22. 5 2012 von [http://www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/upload/pdf/Beschreibung\\_Integral\\_2009-01\\_op.pdf](http://www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/upload/pdf/Beschreibung_Integral_2009-01_op.pdf)
- Furumasa, B. (2012). *HVDC Transmission, Integration & Implementation Issues for HVDC Converter Stations*.
- Gerdes, J. (2011). *Siemens Debuts HVDC PLUS with San Francisco's Trans Bay Cable*. Siemens AG.
- Görner, R. (2010). *Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen*. ABB.

- Gutschi, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, & Stigler. (2010). Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. *21st World Energy Congress*.
- Häfner, J., & Jacobson, B. (2011). *Proactive Hybrid HVDC Breakers - A key innovation for reliable HVDC grids*. Cigre.
- Hanson, J., & Sandeberg, P. (2005). *Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz*. ABB.
- Haß, D., Pels Leuden, G., Schwarz, J., & Zimmermann, H. (1981). Das (n-1)-Kriterium in der Planung von Übertragungsnetzen. *Elektrizitätswirtschaft EW, Heft 25*, S. 923-926.
- Haubrich, & Swoboda. (1998). *Grundlagen für Systemnutzungs-/tarif-/regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze*. Aachen/Graz.
- Hinteregger, M. (2011). *Insulation Coordination for Upgraded Overhead Lines*. TU Graz.
- Huber, C. (2011). *Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft*. Technische Universität Graz: Dissertation eingereicht am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Kirschen, D. (2005). Deterministic and Probabilistic Security Criteria in a Competitive Environment. *IEEE PES General meeting*.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaft. (2007). Entscheidung der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien).
- Kornhuber, S. (2005). *Evaluierung von akustischen Koronaemissionen am Beispiel eines Freileitungsseils*. TU Graz.
- Krapp, J. T. (2012). <http://www.fge.rwth-aachen.de>. Abgerufen am 20. 5. 2012 von [http://www.fge.rwth-aachen.de/fileadmin/Uploads/PDF/FGE\\_Kolloquium\\_2011-2012/Kolloquiumsvortrag\\_Krapp\\_final.pdf](http://www.fge.rwth-aachen.de/fileadmin/Uploads/PDF/FGE_Kolloquium_2011-2012/Kolloquiumsvortrag_Krapp_final.pdf)
- Kreusel, J. (2009). HGÜ - eine Technologie zur Lösung der Herausforderungen im europäischen Verbundnetz.
- Kröpfl, M. (2004). *Die gasisolierte Übertragungsleitung (GIL)*. TU Graz.
- Küchler, A. (2005). *Hochspannungstechnik* (2. Ausg.). Springer.
- May, N. (2005). *Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa*. TU Braunschweig.
- Melvold, D. J., & Long, W. (1989). *Back-to-Back HVDC Systems Performance with different smoothing Reactors*. IEEE.
- Meyer, C., Kowal, M., & De Doncker, R. (2005). *Circuit Breaker Concepts for Future High-Power DC-Applications*. Institute for Power Electronics and Electrical Drives. IEEE.
- Muhr, M. (2012). *The Enlargement of Transmission Capability as an Important Environmental Challenge*. Ljubljana / SLO.
- Nipkov, M. (2011). <http://www.die-klima-allianz.de>. Von [http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/2011/06/Stromnetze\\_Standards-zum-Vogelschutz.pdf](http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/2011/06/Stromnetze_Standards-zum-Vogelschutz.pdf) abgerufen
- Nischler, G., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2012). *Nutzen von Verbundleitungen*. 12. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 15.-17. Februar 2012: IEE - TU Graz.
- Noman, A., Van Hertem, D., Zhang, L., & Nee, H.-P. (2011). *Prospects and Challenges of Future HVDC SuperGrids with Modular*.
- Oeding, D., & Oswald, B. (2011). *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer 2011.
- Oin, B., Sheng, J., Yan, Z., & Gela, G. (1988). *ACCURATE CALCULATION OF ION FLOW FIELD UNDER HVDC BIPOLAR TRANSMISSION LINES*. IEEE.
- Oswald, B. R. (2005). *Vorlesungsskriptum Elektrische Energiesysteme 1*. Hannover.
- Oswald, B. (2005). *Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz*. Hannover & Oldenburg.
- Parson Brinckerhoff. (2012). *Electricity Transmission Costing Study*.
- Prognos AG. (2011). *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber*. [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/110822\\_Prognos\\_Szenariorahmen\\_NEP\\_F.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/110822_Prognos_Szenariorahmen_NEP_F.pdf).
- Rasmussen, J. (2012). *HVDC Transmission, HVDC Classic and Light*. Philadelphia.
- Schlesinger, Lindenberger, & Lutz. (2011). *Energieszenarien 2011*. Basel/Köln/Osnabrück: PROGNOSE/EWI/GWS - für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- Schröder, D. (1998). *Elektrische Antriebe 4, Leistungselektronische Schaltungen*. Springer.
- Schüppel, A. (2010). *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung*. Graz: Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE der TU Graz.
- Schwab, A. (2009). *Elektro-Energiesysteme* (2. Ausg.). Springer.
- Siemens AG. (2010). *High Voltage Direct Current Transmission, Proven Technology for power exchange*.
- Siemens AG. (2008). *HVDC Technology*.
- Siemens AG. (2011). *Power Engineering Guide*.
- Sillaber, A., & Renner, H. (2007). Sicherheitsorientierte Betriebsführung in Elektroenergiesystemen. *Elektrizitätswirtschaft EW, Heft 8*, S. 50-57.
- Valentin, C., & Westermann, D. (2012). *Elektrische Energieversorgung 3*. Springer.
- Vancers, I., Christoffersen, D., Leirbukt, A., & Bennett, M. (2006). *A SURVEY OF THE RELIABILITY OF HVDC SYSTEMS THROUGHOUT THE A SURVEY OF THE RELIABILITY OF HVDC SYSTEMS THROUGHOUT THE*. Cigre.
- von Sengbusch, K., & Hanson, J. (2007). *Einbindung von HGÜ-Systemen in Wechselstromnetze- Erfahrungen und Potentiale*. ABB.
- wiretec. (2012). <http://www.wiretec.de>. Abgerufen am 18. 5. 2012 von [http://www.wiretec.de/dpconhot\\_hochtemperatur\\_seil.htm](http://www.wiretec.de/dpconhot_hochtemperatur_seil.htm)
- Woschitz, R. (2008). *Hochspannungsübertraugsleitungen für die Verlegung in langen Tunneln*.
- [www.3mdeutschland.de](http://www.3mdeutschland.de). (2012). Abgerufen am 20. 5. 2012 von [http://solutions.3mdeutschland.de/wps/portal/3M/de\\_DE/EU\\_ElectricalMarkets/Home/DidYouKnow/ACCR/](http://solutions.3mdeutschland.de/wps/portal/3M/de_DE/EU_ElectricalMarkets/Home/DidYouKnow/ACCR/)





