

Hannes Wolf, BSc

# Analyse des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzes

## MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

Eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

Betreuerin

**Petra Ochensberger, BSc MSc**

Begutachter

**Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl**

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Juni 2018

# EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

## AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

*I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.*

---

Datum / Date

---

Unterschrift / Signature

## Danksagung

Mein herzlicher Dank gilt Frau Petra Ochensberger, BSc MSc, die mir in fachlichen Gesprächen immer mit Rat zur Seite gestanden ist und somit zur gedeihlichen Entwicklung dieser Arbeit beigetragen hat.

Einen besonderen Dank möchte ich Herrn Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler und Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für ihre lehrreichen Gespräche sowie Vorlesungen aussprechen, deren Substanz einen wesentlichen Beitrag zum Inhalt dieser Arbeit geleistet hat.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei Herrn Dipl.-Ing. Robert Gaugl, BSc sowie bei Herrn Karthik Subramanya Bhat, MSc, die mich mit ihrem technischen Fachwissen in etlichen Diskussionen auf neue Anregungen und Ideen gebracht haben.

Auch herzlichst danken möchte ich meiner Freundin Simone, meinem Bruder Andreas und Marianne, die mit jeglichem Entgegenkommen zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Ebenso möchte ich mich bei meinen Freunden für die Unterstützung bedanken. Vor allem bei Andreas, Christian, Christof, Edith, Evi, Herbert, Matthias, Sebastian, Stefan und Christine, die auch bei knapper Zeit immer wieder für einen Ausgleich während des Erstellens dieser Arbeit gesorgt haben.

Der größte Dank gilt meinen Eltern Alois und Ingrid, als auch meinen Großeltern Johann und Johanna sowie Waldemar und Erwine, denen ich diese Arbeit widme.

## Kurzfassung

In der Europäischen Union findet bei der Erzeugung elektrischer Energie ein Umstieg der verwendeten Energieträger statt (Energiewende). Es werden Kernenergie sowie fossile Energieträger, zum Beispiel Öl und Kohle, immer mehr durch Erneuerbare bzw. CO<sub>2</sub>-neutrale Träger wie Wasser-, Wind- oder Sonnenenergie ersetzt. Aufgrund der immer dezentralisierteren Kraftwerksstandorte in Abhängigkeit der dort vorkommenden dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energieträger entstehen neue Anforderungen an die Energieübertragung, welche zu gewährleisten sind. Es ist daher von größter Wichtigkeit, die europäischen Übertragungsnetze permanent durch Umbau an die neuen Gegebenheiten anzupassen bzw. diese auszubauen, um einen stabilen sowie störungsfreien Transport der elektrischen Energie zwischen Erzeuger und Verbraucher aufrechtzuerhalten.

Um negative wirtschaftliche Auswirkungen zu vermeiden, werden vor Neueinführung bzw. Änderung von Elementen des europäischen Übertragungsnetzes Simulationswerkzeuge angewendet. Mit Hilfe dieser können Auswirkungen geänderter technischer, wirtschaftlicher oder organisatorischer Rahmenbedingungen vor ihrer Umsetzung besser abgeschätzt werden. Aufgrund dessen lassen sich bei Bedarf auch noch Änderungen vor der endgültigen Realisierung durchführen und somit kapitalintensive Fehlplanungen vermeiden.

Die Parameter der simulationsrelevanten Datenbanken für Netzknoten, Leitungen, grenzüberschreitende Austauschleistungen und Transformatoren sind im Zuge dieser Masterarbeit aktualisiert worden, um eine Simulation des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzes zu ermöglichen. Das in dieser Arbeit im AC- sowie DC-Hochspannungsbereich bis zum Jahr 2050 simulierte europäische Gebiet umfasst mehr als 6.400 Leitungen, 1.300 Transformatoren sowie 25.000 Kraftwerke.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen Lastflussverschiebungen aufgrund der Änderung der eingesetzten Kraftwerkstechnologien auf. Es ist ersichtlich, dass der überwiegende Großteil des zukünftigen Netzausbaues den Transport von treibhausgasneutral hergestellter, elektrischer Energie begünstigt. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen, welche aufgrund des Technologiewandels bei der elektrischen Energieerzeugung eintritt, wird ebenfalls verdeutlicht. Des Weiteren zeigt sich, dass durch die Anpassungen bzw. Ausbauten der zukünftigen Netzelemente Engpässe von Leitungen und Transformatoren vermieden sowie beseitigt werden.

## Abstract

In the European Union, there is a change in the energy sources used in the generation of electrical energy (energy transition). Nuclear energy and fossil energy carriers, such as oil and coal, are increasingly being replaced by renewable or CO<sub>2</sub>-neutral carriers such as hydro, wind or solar energy. Due to the increasingly decentralized power plant locations as a function of the supply-dependent renewable energy sources occurring there, new requirements are imposed on the energy transfer, which must be ensured. It is therefore of the utmost importance to permanently adapt or extend the European transmission grids to the new conditions in order to maintain a stable and trouble-free transport of electricity between generator and consumer.

In order to avoid negative economic effects, simulation tools will be used before the introduction or modification of elements of the European transmission system. With the help of these, the effects of changed technical, economic or organizational framework conditions can be better estimated before their implementation. Therefore, if necessary, changes can be made before the final implementation, thus avoiding capital-intensive planning errors.

The parameters of the simulation-relevant databases for network nodes, lines, cross-border net-transfer-capacities and transformers have been updated in the course of this master thesis in order to enable a simulation of the future European transmission network. The European area simulated in this work in the AC and DC high-voltage areas until 2050 comprises more than 6.400 cables, 1.300 transformers and 25.000 power plants.

The results of the simulation show load flow shifts due to the change in the installed power plant technologies. It can be seen that the vast majority of future network expansion favors the transport of greenhouse gas-neutral electrical energy. The reduction of greenhouse gas emissions, which occurs as a result of the technological change in the generation of electrical energy, is also made clearer. Furthermore, it can be seen that the adaptations and extensions of the future network elements avoid and eliminate bottlenecks of lines and transformers.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>7</b>
1.1	Klimaschutz: Strategien und Ziele .....	13
1.2	Europäische und globale Situation .....	15
1.3	Problemstellung.....	21
1.4	Forschungsfragen .....	22
1.5	Methodik .....	24
1.5.1	ATLANTIS-Modell Weiterentwicklung .....	25
1.5.2	Ten Year Network Development Plan.....	26
1.5.3	Internet- und Literaturrecherche .....	26
1.6	Aufbau der Arbeit .....	27
<b>2</b>	<b>Netzausbau</b> .....	<b>28</b>
2.1	Sinnhaftigkeit von Simulation vor Netzausbau.....	31
<b>3</b>	<b>Parameterermittlung der Netzkomponenten</b> .....	<b>32</b>
3.1	ENTSO-E .....	32
3.1.1	Ten Year Network Development Plan (TYNDP) .....	34
3.2	Europäische Kommission - Energieunion .....	36
3.2.1	Project of Common Interest .....	38
3.3	Nationale Netzbetreiber .....	42
3.3.1	Net Transfer Capacity .....	42
<b>4</b>	<b>Beschreibung des Modells ATLANTIS</b> .....	<b>46</b>
4.1	Anwendungsmöglichkeiten von ATLANTIS.....	47
4.2	Schematischer Simulationsablauf.....	47
4.3	Markt- und Handelsmodelle.....	49
4.3.1	Börsenmodell (Europa als Kupferplatte) .....	50
4.3.2	Gesamtmarktmodell (Kupferplatte und Netze).....	52
4.3.3	Zonenpreismodell (Kupferplatten und NTC`s).....	52
4.3.4	Redispatch-Zonenpreismodell (Netze und NTC`s).....	53
4.4	Methoden zur Berechnung von Lastflüssen .....	55
4.4.1	AC-Lastflussrechnung .....	55
4.4.2	DC-Lastflussrechnung .....	59
4.5	Daten-Visualisierung mit VISU .....	61
4.5.1	Gegenüberstellung der beiden Visualisierungsarten.....	63
<b>5</b>	<b>Analyse der Simulationsergebnisse</b> .....	<b>65</b>
5.1	Engpassbeseitigung durch Bau einer 320 kV HVDC-Freileitung .....	67
5.2	Engpassbeseitigung durch Bau einer 400 kV AC-Freileitung .....	71
5.3	Erhöhung der Übertragungskapazität durch Verlegung eines 400 kV HVDC-Kabels .....	74
5.4	Zusätzliche Netzanpassungen.....	80
5.4.1	Beseitigung eines Leitungsentpasses .....	80
5.5	Allgemeine Simulationsergebnisse.....	83
5.5.1	Technologiewandel der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten .....	83
5.5.2	Trägerwechsel bei der Energie-Produktion .....	89

5.5.3	Überblick der installierten Leistungen sowie produzierten Energien .....	94
5.5.4	Verringerung der Treibhausgasemissionen durch Energieträgerwechsel.....	99
5.6	Zusammenfassung .....	102
<b>6</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>104</b>
<b>7</b>	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>109</b>
<b>8</b>	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>112</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>113</b>

# 1 Einleitung

*E*he viele Generationen vergehen, wird unsere Maschinerie durch Energie angetrieben werden, die an jedem Punkt im Universum erhältlich ist – es ist nur eine Frage der Zeit, wann der Mensch seine Maschinerie erfolgreich an das Räderwerk der Natur selbst angeschlossen haben wird.<sup>1</sup>

In der Geschichte der technischen Entwicklung wurden in unterschiedlichen Fachdisziplinen **Energieformen** definiert, welche in ihrem Anwendungsbereich zweckmäßig sind.<sup>2</sup>

**Mechanische Energie** herrscht aufgrund der Lage eines Körpers im Gravitationsfeld eines anderen Körpers (potentielle Energie), oder aufgrund dessen Geschwindigkeit in Bezug auf einen anderen Körper (kinetische Energie).

**Thermische Energie** ist jene Energieform, welche aus der Teilchenbewegung (Atome und Moleküle) resultiert.

**Chemische Energie** entspricht einer Bindungsenergie, die in der Verbindung von Teilchen (Atome und Moleküle) gespeichert ist.

**Elektrische Energie** entsteht aufgrund der in einem Leiter bewegten oder ruhenden Ladungen.

**Strahlungsenergie** wird durch zeitliche und räumliche Veränderungen von elektromagnetischen Feldern hervorgerufen.

**Kernenergie** definiert die Bindungsenergie der Atomkerne bzw. die Anordnung der Elementarteilchen im Atomkern.

**Massenenergie** beschreibt die Äquivalenz von Energie und Masse nach den Erkenntnissen der Relativitätstheorie und besagt somit, dass die Masse  $m$  und die Ruheenergie  $E$  eines Objekts zueinander proportional sind:

$$E = m \cdot c^2.$$

---

<sup>1</sup> (Nikola Tesla, Erfinder, Physiker und Elektroingenieur, 1856 - 1943)

<sup>2</sup> (Stigler, 1999)

In dieser Masterarbeit wird das Hauptaugenmerk auf die **elektrische Form der Energie** gelegt, die mit Hilfe des europäischen Übertragungsnetzes zwischen Erzeugern und Verbrauchern über weite Distanzen transportiert wird.

**Elektrische Energie** ist ein wichtiger Bestandteil unserer Gesellschaft bzw. des menschlichen Lebens und wird tagtäglich von uns in den verschiedensten Sparten verwendet:<sup>3</sup>

- Beheizung von Gebäuden (z.B. Wohn- und Industriebereich)
- Erwärmung von Wasser (z.B. beim Kochen, Duschen)
- Mobilität (z.B. Straßenbahn, e-Mobility)
- Beleuchtung von Räumen (z.B. LED Leuchtmittel, Leuchtstoffröhren)
- Automatisierung (z.B. Küchengeräte, Rasenmäroboter)
- Telekommunikation (z.B. Datenverbindungen, Telefonieren)
- Freizeit (z.B. Skilift, Kinovorstellung)
- Gesundheitsversorgung (z.B. Krankenhaus, Zahnarzt)
- Produktion von Gütern und Dienstleistungen (z.B. Produktionsroboter, Simulationsrechner)

Wichtige Eigenschaften der elektrischen Energieversorgung werden am besten mit folgenden **Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft**<sup>3</sup> beschrieben:

- **Mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie**

Elektrische Energie muss aufgrund dessen, dass sie in großem Maßstab nicht wirtschaftlich gespeichert werden kann, permanent zeitgleich zum Verbrauch bereitgestellt werden.<sup>3</sup>

Die Kapazitäten sind auf die maximale Nachfrage auszulegen und es müssen Reservekapazitäten für eventuell auftretende Anlagenausfälle vorhanden sein, um eine unterbrechungsfreie Versorgung zu gewährleisten. Die Minimierung der von den einzelnen Elektrizitätsunternehmen vorzuhaltenden Reservekapazität wird vor allem mittels **Übertragungsnetze** ermöglicht.<sup>3</sup>

- **Langlebigkeit der Anlagen**

Im Allgemeinen ist das Anlagenvermögen der Energiewirtschaft durch sehr hohe Lebensdauern geprägt.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> (Stigler, 1999)

Besonders lange Zeiträume für Planung, Genehmigung und Errichtung sind Charakteristika für Anlagen der Elektrizitätswirtschaft im Vergleich zu anderen Wirtschaftsbranchen. Auch weisen die Anlagen in der Energiewirtschaft im Vergleich zu anderen Sparten hohe Werte bezüglich der Nutzungs- sowie Lebensdauer auf (z.B. Lebensdauer von Wasserkraftwerken im Bereich von über 50 Jahren).<sup>4</sup>

### - **Leitungsgebundenheit**

Die Versorgung mit Energie ist zumeist ohne Übertragungs- bzw. Transportleitungen nicht möglich (Strom, Gas, Fernwärme etc.).<sup>4</sup>

Durch die Zuständigkeit eines einzigen Netzbetreibers für die leitungsmäßige Versorgung eines bestimmten Gebietes mit leitungsgebundenen Energiearten wie Strom, Gas und Fernwärme werden Doppel- bzw. Mehrfachinvestitionen vermieden.<sup>4</sup>

Der etwas unglücklich gewählte Ausdruck „Marktversagen“ bezeichnet in der Wirtschaftstheorie den Umstand, dass es bei leitungsgebundenen Gütern mehrerer Anbieter nicht zielführend ist, diese untereinander konkurrieren zu lassen. Der Ausdruck „natürliches Monopol“ bezeichnet die wirtschaftstheoretisch zielführende Marktform eines einzigen Netzbetreibers. Treffender wäre es, von „natürlichem Gebietsmonopol“ zu sprechen. Dieser Ausdruck sagt genau aus, dass es „natürlich“, sinnvoll und zielführend ist, wenn nur ein einziger („mono“) Leitungsanbieter für ein definiertes Gebiet bzw. einen definierten Markt („pol“), die Versorgung übernimmt.<sup>4</sup>

Bei der Abdeckung der Bedürfnisse des Konsumenten in der Energieversorgung mittels entsprechender Bereitstellung von Nutzenergie, was durch unterschiedliche Energiearten möglich ist, zeigt sich, dass eine Abstimmung zwischen den jeweiligen leitungsgebundenen Energiearten (ein- und auch mehrschienige Versorgung) zielführend ist.<sup>4</sup>

Aufgrund dessen, dass das Netz alle Konsumenten mit allen Erzeugungsanlagen direkt verbindet, ergibt sich eine besonders hohe Versorgungssicherheit und es wird eine Aufbringungsoptimierung ermöglicht.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> (Stigler, 1999)

### - **Kapitalintensität**

Verglichen mit anderen Wirtschaftsbranchen weist die Energiewirtschaft sehr hohe Kapitalintensitäten (Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilereinrichtungen) auf. Diese fordert eine optimierte Vorgehensweise, um den bestmöglichen Einsatz des investierten Kapitals zu gewährleisten.<sup>5</sup>

Aufgrund dessen ergeben sich hohe Anforderungen an die Planungsqualität (sowohl bei Erzeugung, beim Transport und der Verteilung) hinsichtlich der Wiedergewinnung des eingesetzten Kapitals und der künftigen Anlagennutzung. Risikoverringerung erfolgt durch Flexibilität der Erzeugungsanlagen bezüglich eingesetzter Primärenergieträger und langfristig mittels Diversifizierung der Anlagenarten.<sup>5</sup>

Energiewirtschaftliche Strukturen ändern sich aufgrund der Kapitalintensität und Langlebigkeit im Vergleich mit anderen Branchen nur langsam. Daher geschehen Anpassungen an neue Anforderungen mit einer gewissen Verzögerung.<sup>5</sup>

Vor allem die Optimierung der Gesamtkosten ist die beherrschende Aufgabenstellung. Vorrangig mit dem Aspekt, dass spezifische Kosten eines Kraftwerks im Vergleich zu denen der Übertragung adäquater Leistung um ein Vielfaches höher sind.<sup>5</sup>

### - **Stromerzeugung aus Wasserkraft**

Die Wasserkraft entspricht einer Erneuerbaren Energiequelle<sup>6</sup>, welche bei der Nutzung sehr geringe laufende Betriebskosten verursacht. Laufwasserkrafterzeugung ist aufgrund der Dargebotsabhängigkeit leider nicht bedarfsgerecht. Diese Eigenschaft bedingt den Einsatz entsprechender methodischer Instrumente, gerade in Österreich, da ungefähr 70 % der elektrischen Energie aus der Wasserkraft kommen. Speicherkraftwerke sind in der Lage, der saisonalen Erzeugung der Laufwasserkraftwerke entgegenzuwirken.<sup>5</sup>

### - **Strom als essentielles Wirtschaftsgut und als Produkt**

Sowohl für wirtschaftliche Produkte als auch für Haushalte stellt elektrische Energie ein wichtiges Wirtschaftsgut dar. In vielen Industriesparten wäre hochqualitative Produktion mit Hilfe der Automatisierungstechnik ohne Strom nicht möglich. Ebenso wird elektrische

---

<sup>5</sup> (Stigler, 1999)

<sup>6</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

Energie für Beleuchtung und elektrische Datenverarbeitung (EDV) benötigt. Bei der in der Produktion verwendeten Antriebstechnik bzw. bei elektrischen Maschinen ist elektrische Energie ebenso unabdingbar.<sup>8</sup>

### - **Lange Vorlaufzeiten bzw. Projektdauern**

Verhältnismäßig lange Vorbereitungs- sowie Bauzeiten werden bei der Errichtung von Anlagen zur Bereitstellung, Umwandlung und zum Transport von Energie benötigt. Oftmals fußen diese im Bereich der Genehmigungsverfahren, welche sich über Jahre ziehen können.<sup>7</sup>

### - **Herstellbarkeit von Strom aus allen Primärenergieträgern**

Strom kann als nicht materialgebundene Sekundärenergieform aus allen Primärenergieformen hergestellt werden, was eine hohe Diversifizierung der Erzeugung ermöglicht. Dadurch wird die Versorgungssicherheit deutlich erhöht. Gewisse Primärenergiearten können sinnvoll über die Erzeugung der elektrischen Energie genutzt werden, wie zum Beispiel Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Fusionsenergie, mindere Braunkohle etc.<sup>8</sup>

### - **Gesamtsystemabhängigkeit**

Nur, wenn ein einzelner Netzbetreiber für ein großes Netzgebiet zuständig ist und dieser einen entsprechenden Zugriff auf Produktionsmittel hat, sind ein zuverlässiger Netzbetrieb und die Stabilität eines ausgedehnten Netzes möglich.<sup>7</sup>

### - **Dargebotsabhängige und bedarfsgerechte Erzeugung**

Bei einer zeitlichen Betrachtung kann die Energieerzeugung in zwei Bereiche unterteilt werden, in bedarfsgerechte und dargebotsabhängige Erzeugung. Bedarfsgerechte Erzeugung entspricht der Erzeugungsregelung entsprechend dem aktuellen Bedarf und ist möglich, wenn der Energieträger in gespeicherter Form vorhanden ist, zum Beispiel Biomasse als Erneuerbare Energiequelle<sup>9</sup> sowie alle fossilen Energieträger.<sup>7</sup>

Insbesondere bei Erneuerbaren Energieträgern<sup>9</sup> liegt dargebotsabhängige Erzeugung vor, zum Beispiel bei Wasserkraft, Sonnenenergie und Windkraft. Hierbei unterliegt die Ener-

---

<sup>7</sup> (Huber, 2010)

<sup>8</sup> (Stigler, 1999)

<sup>9</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

gieerzeugung je nach Energieträger Schwankungen, die vom aktuellen Dargebot des Trägers abhängig sind. Durch Vergleich der unterschiedlichen dargebotsabhängigen Energieträger, stellen sich unterschiedlich ausgeprägte Schwankungen dar, welche die Prognostizierbarkeit erschweren.<sup>10</sup>

In dieser Masterarbeit wird das Hauptaugenmerk auf die **Leitungsgebundenheit** gelegt. Mit Hilfe des europäischen Übertragungsnetzes wird der Transport der elektrischen Energie realisiert. Die Verschiebung der bei der Elektrizitätserzeugung verwendeten Energieträger von fossilen, wie zum Beispiel Kohle und Öl, hin zu dargebotsabhängigen, wie etwa Wasser, Wind und Sonnenenergie, verlangt aufgrund der sich ändernden Lastflusshöhen sowie -wege wegen anderer Kraftwerksstandorte und Erzeugungsschwankungen, **permanente Anpassungen des europäischen Übertragungsnetzes** an diese, damit eine **stabile und fehlerfreie Energieübertragung** gewährleistet wird.

---

<sup>10</sup> (Huber, 2010)

## 1.1 Klimaschutz: Strategien und Ziele

Die Europäische Union ist aufgrund ihrer **Abhängigkeit von Energieimporten** bestrebt, ihre eigene Strategie im Bereich der Klima- und Energiepolitik durchzusetzen. Diese Politik setzt maßgeblich auf **Reduktion der Treibhausgasemissionen** bei der elektrischen Energiegewinnung, mittels Substitution der teilweise noch existenten emissionsintensiveren Primärenergieformen, durch CO<sub>2</sub>-neutrale **Erneuerbare Energieträger**<sup>11</sup>. Diese Ziele wurden von der Europäischen Union wie folgt definiert:<sup>12</sup>

### Klima- und Energiepaket 2020

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 20 % (vgl. Stand von 1990)
- 20 % Energie aus Erneuerbaren Quellen
- Verbesserung der Energieeffizienz um 20 %

### Rahmen für Klima- und Energiepolitik bis 2030

- Mindestens 40 % geringere Treibhausgasemissionen (vgl. Stand 1990)
- Mindestens 27 % des Energieanteils aus Erneuerbaren Quellen
- Mindestens 27 % Erhöhung der Energieeffizienz bzw. Energieeinsparung

### CO<sub>2</sub>-arme Wirtschaft bis 2050

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 80 % (vgl. Stand von 1990)
- Etappenziele sind, Emissionen um 40 % bis 2030 und um 60 % bis 2040 zu senken
- Alle Wirtschaftszweige müssen dazu beitragen
- Realisierung einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft ist machbar und bezahlbar

Des Weiteren hat die nukleare **Katastrophe von Fukushima**<sup>13</sup> ebenso zum Umdenken einzelner Mitgliedstaaten der Europäischen Union geführt, sodass zum Beispiel Deutschland entschied, bis 2022 alle Kernkraftwerke stillzulegen<sup>14</sup> und die Erzeugung der elektrischen Energie aus **Erneuerbaren Energieträgern**<sup>11</sup> voranzutreiben, was wiederum **Netzanpassungen** nach sich zieht.

---

<sup>11</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>12</sup> (Europäische Kommission, 2018a)

<sup>13</sup> (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland, 2018a)

<sup>14</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018c)

Von Vorteil bei der **Nutzung Erneuerbarer Primärenergiequellen**<sup>15</sup> wären die Diversifizierung der Energieversorgung ebenso wie eine **geringere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen**<sup>16</sup>, insbesondere von Kohle, Öl oder Gas. Vermehrter Einsatz Erneuerbarer Energiequellen<sup>15</sup> kann auch die Beschäftigung in Europa positiv stimulieren, indem weitere Arbeitsplätze in diesem Segment geschaffen werden.<sup>17</sup>

---

<sup>15</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>16</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018b)

<sup>17</sup> (Europäische Kommission, 2018a)

## 1.2 Europäische und globale Situation

Global gesehen gab es mit 161 GWe im Jahr 2016 den größten Kapazitätsanstieg der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen<sup>18</sup>. Bei Analyse der einzelnen Wachstumsraten von den in Abbildung 1 dargestellten jährlichen Ausbauten der installierten Leistungen aus Erneuerbaren Energiequellen<sup>18</sup> nimmt die Europäische Union nach China im internationalen Vergleich den zweiten Platz ein.<sup>19</sup>

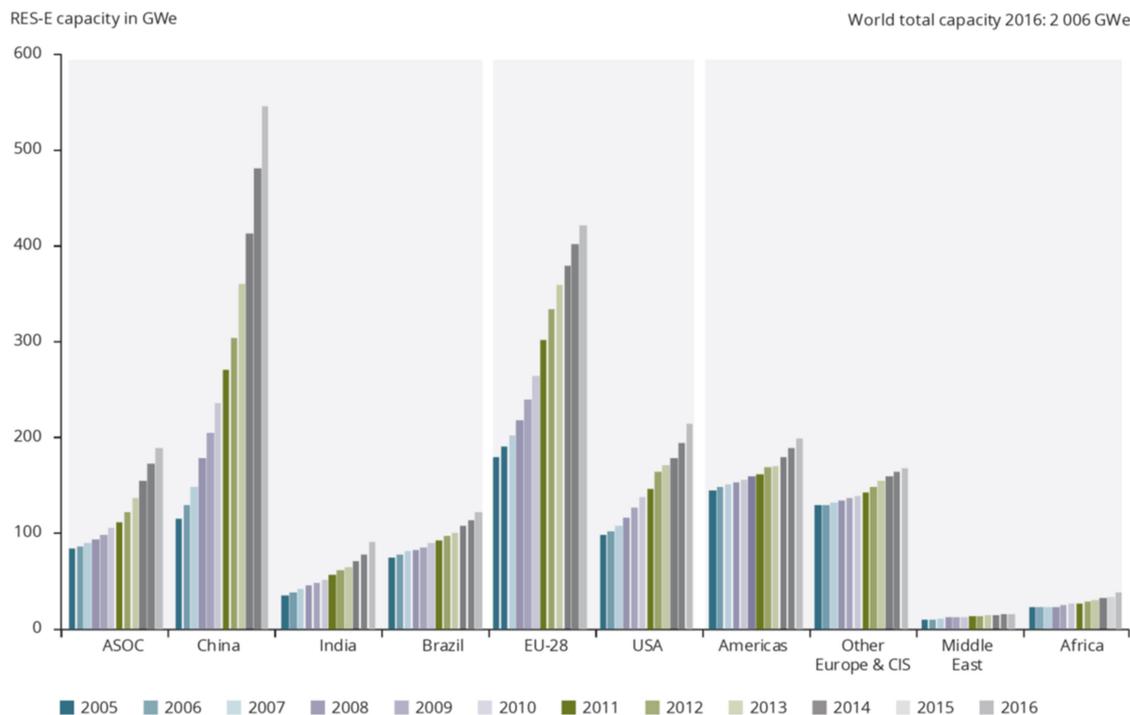


Abbildung 1: Gesamt installierte Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke<sup>19</sup>

Mehr als die Hälfte der **global neu installierten Leistung** weist zum zweiten Mal in Folge Quellen erneuerbaren Ursprungs<sup>18</sup> auf. Infolgedessen stieg bis Ende 2016 der Anteil installierter Leistung aus Erneuerbaren Primärenergiequellen<sup>18</sup> auf 24,5 %, wobei 16,6 % auf Wasserkraft entfielen.<sup>19</sup>

Ebenfalls stieg global die Nettokapazität der Kohlekraftwerke um 54 GWe und die von Gaskraftwerken um 37 GWe im Jahr 2016. Im Allgemeinen werden die meisten der neuen Kohlekraftwerke in Entwicklungsländern, wie zum Beispiel Indien oder China, in Betrieb genommen, während die meisten Stilllegungen dieser in höherentwickelten Volkswirtschaften, wie jenen in der Europäischen Union, vonstattengehen.<sup>19</sup>

<sup>18</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>19</sup> (European Environment Agency, 2017)

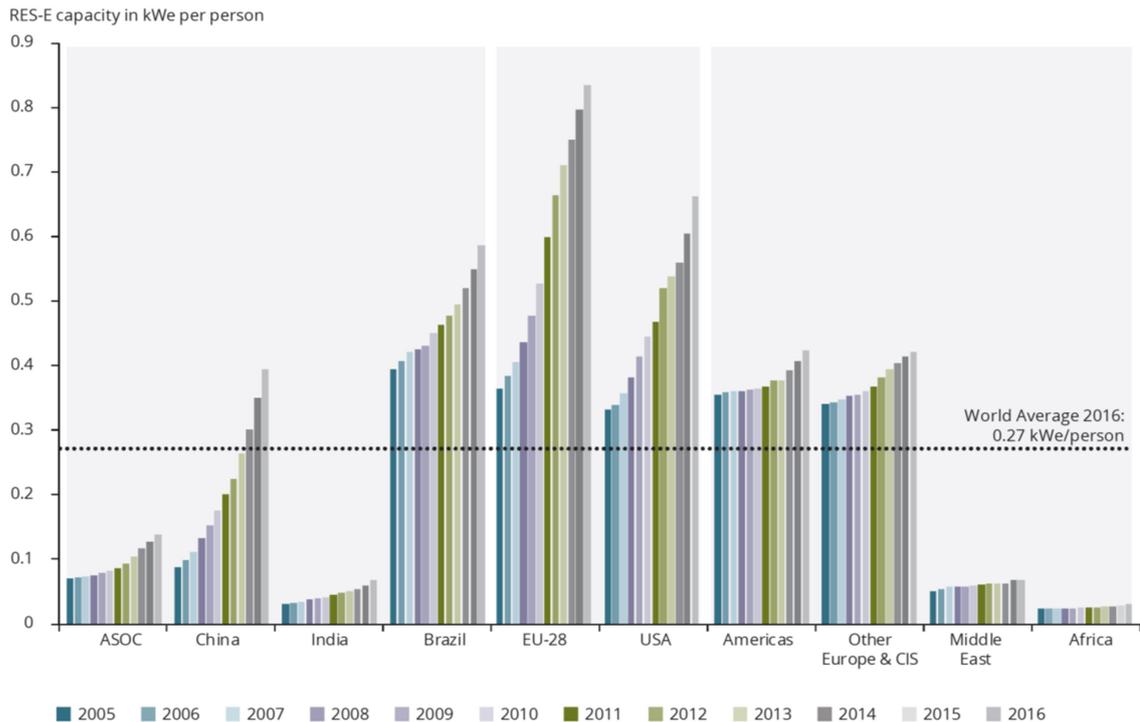


Abbildung 2: Pro Kopf installierte Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen<sup>21</sup>

Wird die in Abbildung 2 dargestellte **pro Kopf installierte Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen**<sup>20</sup> betrachtet, weist die Europäische Union gefolgt von den USA und Brasilien die größten Kapazitätswerte auf und nimmt somit eine Vorreiterrolle ein.<sup>21</sup>

Wird der Blick nun von der globalen, auf die europäische Situation in Abbildung 3 gerichtet, ist ersichtlich, dass die elektrische Netto-Energieerzeugung in der Europäischen Union im Jahr 2015 insgesamt 3,07 Mio. GWh betrug und somit mit 1,3 % über dem Vorjahreswert lag. Jedoch blieb sie 2015 um 4,5 % unter dem im Jahr 2008 erreichten Höchstwert von 3,22 GWh. Der größte Teil der elektrischen Netto-Energieerzeugung entfiel auf Deutschland (19,9 %), gefolgt von Frankreich (17,7 %) und dem Vereinigten Königreich (10,5 %).<sup>22</sup>

<sup>20</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>21</sup> (European Environment Agency, 2017)

<sup>22</sup> (eurostat, 2017b)

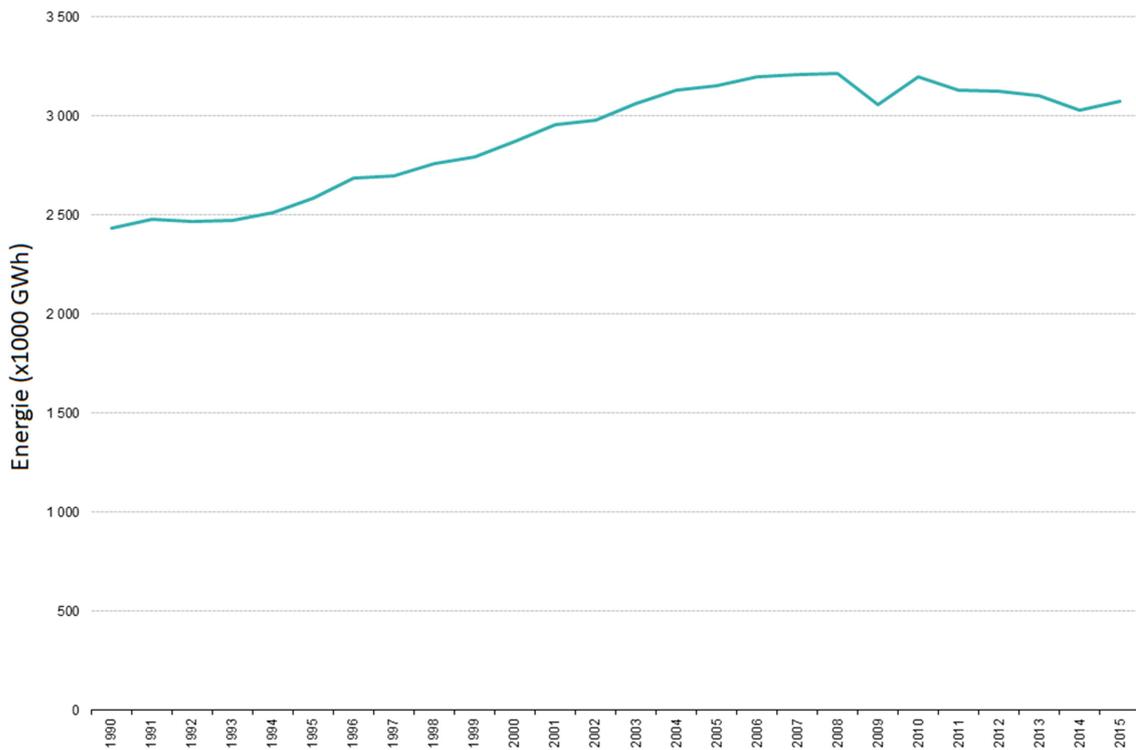


Abbildung 3: Elektrische Netto-Energieerzeugung, EU-28, 1990-2015<sup>24</sup>

Wie Abbildung 4 zeigt, stammen mittlerweile mehr als ein Viertel der gesamt erzeugten elektrischen Energie in der Europäischen Union aus Erneuerbaren Quellen<sup>23 24</sup>.

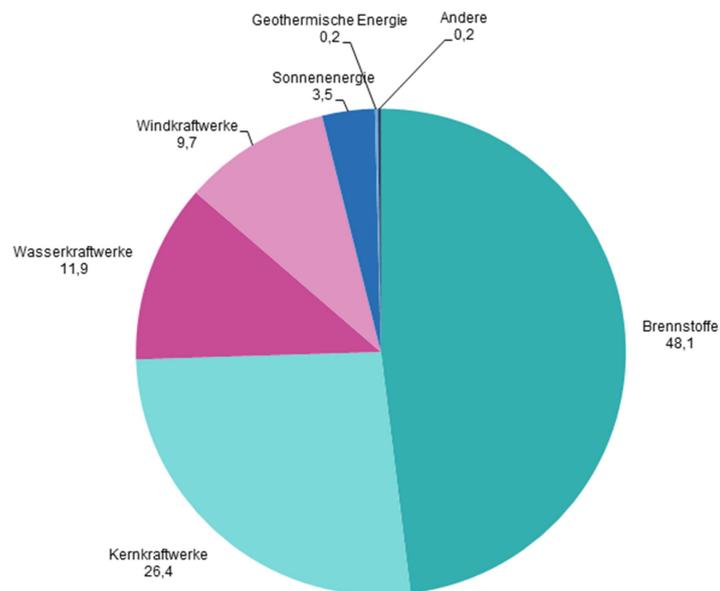


Abbildung 4: Elektrische Netto-Energieerzeugung, EU-28, 2015 (in % der Gesamterzeugung, basierend auf GWh)<sup>24</sup>

<sup>23</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>24</sup> (eurostat, 2017b)

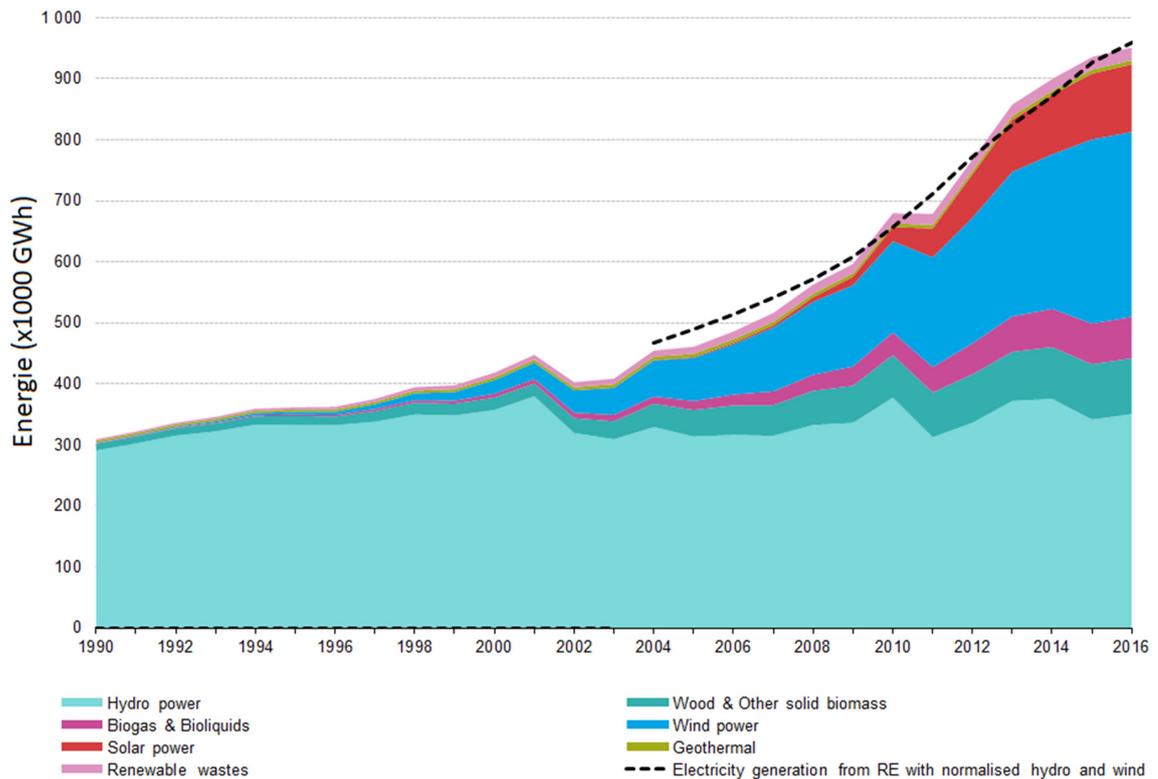


Abbildung 5: Erzeugung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energiequellen, EU-28<sup>26</sup>

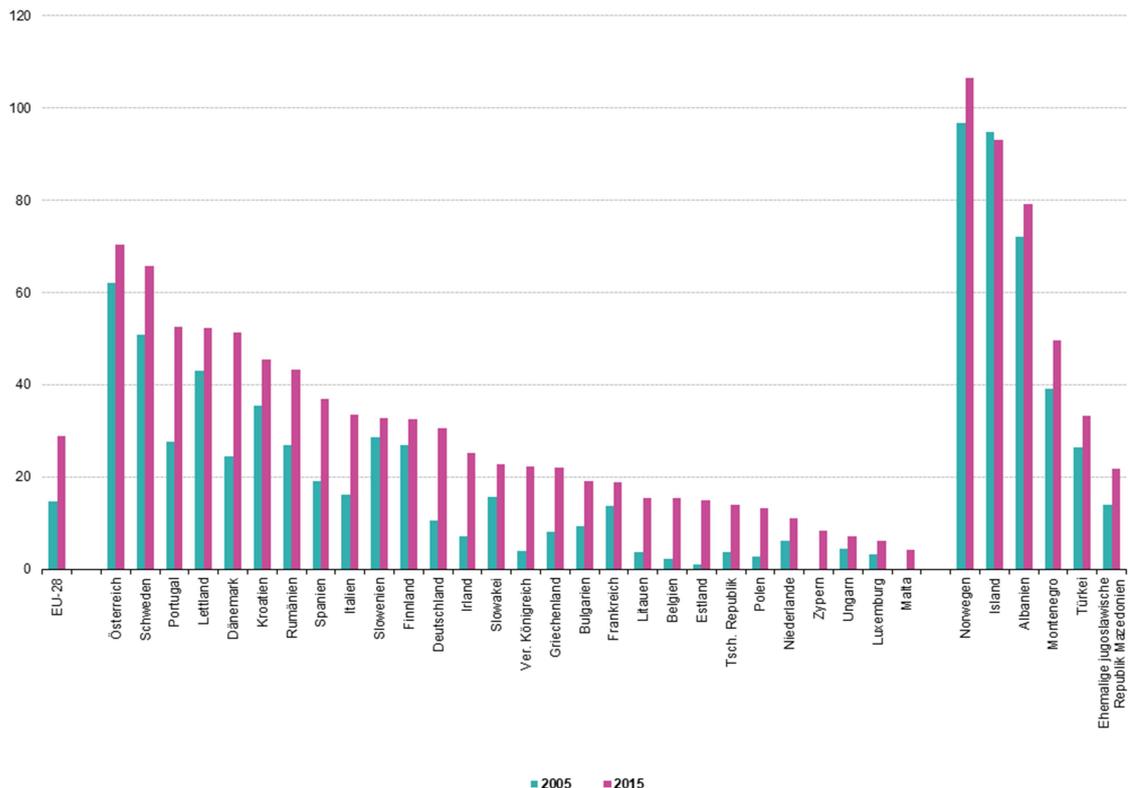
Wie in Abbildung 5 dargestellt ist die wichtigste Energiequelle hierbei Wasserkraft, dicht gefolgt von Windkraft. Der Anstieg der elektrischen Energieerzeugung aus Erneuerbaren Primärenergiequellen<sup>25</sup> ab dem Jahr 2006 ist in erster Linie dem Ausbau von Windkraft zu verdanken. Ebenfalls, jedoch in kleinerem Maße, trägt der Ausbau von Photovoltaikanlagen sowie der Anlagen zur Energiegewinnung aus Biomasse, Biogas und Biokraftstoffen dem Anstieg bei.<sup>26</sup>

Die Wasserkraft (36,9 %) hatte im Jahr 2016 bei der elektrischen Energieerzeugung EU-weit den größten Anteil unter den Erneuerbaren Primärenergiequellen<sup>25</sup> und blieb annähernd konstant bzw. ähnlich wie ein Jahrzehnt davor. Im Vergleich dazu war im Jahr 2016 die mittels Photovoltaik erzeugte elektrische Energie 44,4-mal und die durch Windkraft 3,7-mal so hoch als im Jahr 2006. Somit stiegen der Anteil von Photovoltaik auf 11,6 % und die von Windkraft auf 31,8 %, bezogen auf elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren Primärenergiequellen<sup>25</sup>. Gezeiten- sowie Wellenkraftwerke trugen nur 0,05 % zur elektrischen Energieerzeugung als Erneuerbare Energieträger<sup>25</sup> bei.<sup>26</sup>

<sup>25</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>26</sup> (eurostat, 2018)

Die EU-Mitgliedstaaten unterscheiden sich erheblich in der Nutzung Erneuerbarer Energiequellen<sup>27</sup>. So werden in Österreich (72,6 %) und Schweden (64,9 %) rund zwei Drittel des gesamten elektrischen Energieverbrauchs durch Wasserkraft und feste Biokraftstoffe erzeugt, während Portugal (54,1 %), Dänemark (53,7 %) und Lettland (51,3 %) näherungsweise die Hälfte aus Erneuerbaren Energiequellen<sup>27</sup> bereitstellt. In Ungarn, Luxemburg, Zypern sowie Malta beträgt der Anteil hingegen weniger als 10 %.<sup>28</sup>



Quelle: Eurostat (Online-Datencode: nrg\_ind\_335a)

Abbildung 6: Anteil der elektrischen Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen, 2015 und 2020 in Europa (in % des elektrischen Bruttoenergieverbrauchs)<sup>29</sup>

Der Anteil der elektrischen Energie durch Erzeugung aus Erneuerbaren Primärquellen<sup>27</sup> in Europa hat sich in den letzten Jahren verdoppelt (siehe Abbildung 6). Diese positive Entwicklung ist auf die von der Europäischen Union erlassenen, gesetzlich verbindlichen Klimaziele zur Förderung der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Quellen<sup>27</sup>, laut **Richtlinie 2009/28/EG**, zurückzuführen.<sup>29</sup>

<sup>27</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>28</sup> (eurostat, 2018)

<sup>29</sup> (eurostat, 2017a)

Die Richtlinie setzt für jedes Mitgliedsland gesondert den Anteil der Erneuerbaren Energien<sup>30</sup> am gesamten Endenergieverbrauch fest, der von dem Mitgliedsland 2020 erreicht werden muss, damit sich der EU-Anteil dann auf 20 % beläuft. Diese Quoten sind verbindlich und die Europäische Union kann bei Nichteinhaltung dieser Sanktionen gegen die einzelnen Mitgliedstaaten verhängen.<sup>31</sup>

Während, wie in Abbildung 6 ersichtlich, die Europäische Union als Gesamtheit auf gutem Weg ist, ihre Klimaziele bis zum Jahr 2020 zu erreichen, werden einige Mitgliedstaaten zusätzliche Anstrengungen unternehmen müssen, um ihren Verpflichtungen gerecht zu werden.

---

<sup>30</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>31</sup> (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Deutschland - Referat Öffentlichkeitsarbeit, 2018)

## 1.3 Problemstellung

In der Europäischen Union findet bei der Erzeugung elektrischer Energie ein Umstieg der verwendeten Energieträger statt (Energiewende). Es werden Kernenergie sowie fossile Energieträger, zum Beispiel Öl und Kohle, immer mehr durch Erneuerbare bzw. CO<sub>2</sub>-neutrale Träger<sup>30</sup> wie Wasser-, Wind- oder Sonnenenergie ersetzt. Aufgrund der immer mehr dezentralisierten Kraftwerksstandorte in Abhängigkeit der dort vorkommenden Erneuerbaren Energieträger<sup>30</sup> entstehen neue Anforderungen an die Energieübertragung, welche zu gewährleisten sind. Es ist daher von größter Wichtigkeit, die **Übertragungsnetze permanent durch Umbau an die neuen Gegebenheiten anzupassen bzw. diese auszubauen**, um eine stabile sowie störungsfreie Energieversorgung zwischen Erzeuger und Verbraucher aufrechtzuerhalten.<sup>32, 33</sup>

Als Leitfaden der zukünftigen Netzausbauten bzw. –umbauten dienen die Projekte im von der ENTSO-E<sup>34</sup> veröffentlichten Ten Year Network Development Plan, siehe Kapitel 1.5.2 und 3.1.1.

Bedeutend hierbei ist es, das zukünftige europäische Übertragungsnetz mit Hilfe geeigneter Simulation darzustellen. Dadurch werden Erkenntnisse über das zukünftige reale System gewonnen. Infolgedessen können oft schon weit vor der Inbetriebnahme gewisser Netzelemente Planungsfehler erkannt werden, und somit negative wirtschaftliche sowie sicherheitsrelevante Auswirkungen vermieden werden.

Die simulationsrelevanten Parameter der einzelnen Netzelemente wurden im Zuge dieser Masterarbeit ermittelt, um eine Darstellung des zukünftigen Übertragungsnetzes zu erhalten.

---

<sup>32</sup> (eurostat, 2018)

<sup>33</sup> (ENTSO-E, 2018b)

<sup>34</sup> (ENTSO-E, 2018e)

## 1.4 Forschungsfragen

Damit sich Lösungen für die unter Kapitel 1.3 erwähnte Problemstellung ergeben, müssen die simulationsrelevanten Modellparameter ermittelt und anschließend mit Hilfe von Datenbanken ins Simulationsmodell implementiert werden. Daher ergeben sich für die verwendeten Netzelemente wie Leitungen, Transformatoren sowie Netzknoten folgende Forschungsfragen, die im Rahmen dieser Masterarbeit behandelt werden:

1. **Wie sehen die Zukunftsprojekte des europäischen Übertragungsnetzausbaues hinsichtlich ihrer technischen bzw. physikalischen Parameter aus?**
2. **Wie sehen die Zukunftsprojekte des europäischen Übertragungsnetzausbaues hinsichtlich ihres Inbetrieb- sowie Außerbetriebnahmejahres, ihrer geografischen Lage, ihres Verlaufs bzw. ihrer Position aus?**
3. **Welche zukünftigen grenzüberschreitenden Austauschleistungen zwischen den europäischen Nationalstaaten sind zu erwarten?**
4. **Wie werden die ermittelten bzw. berechneten technischen sowie geografischen Parameter der Projekte bzw. Teilprojekte in ATLANTIS-Datenbank implementiert?**
5. **Wie sieht das zukünftige europäische Übertragungsnetz anhand der Simulationsergebnisse aus?**

**Zu Frage 1.:** Wichtige technische Daten sind die Spannungsebene, die induktive Längsreaktanz, der thermische Grenzstrom sowie der maximale Steuerwinkel der Phasenschieber- und Querregeltransformatoren. Weitere Informationen sind der ohmsche Längswiderstand, die kapazitive Querreaktanz, die Leitungslänge, die Leistung (auch grenzüberschreitend) und die technische Spannungsebene.<sup>35, 36</sup>

**Zu Frage 2.:** Ebenso simulationsrelevant sind Daten bezüglich des Inbetriebnahmejahres sowie des letzten Betriebsjahres, die Koordinaten der verwendeten Knotenpunkte, die Gewichtung der Bevölkerung, das Gewicht des Zusatzverbrauches und in welchem Land das Projekt realisiert werden soll.<sup>35, 36</sup>

---

<sup>35</sup> (ENTSO-E, 2018b)

<sup>36</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

**Zu Frage 3.:** Unter „Net Transfer Capacity“ wird die maximale Übertragungskapazität zwischen zwei Gebieten bzw. Ländern unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten verstanden. Diese Parameter sind simulationsrelevant und wurden zum Großteil von den Internetseiten der nationalen Netzbetreiber herangezogen.<sup>37</sup>

**Zu Frage 4.:** Hierfür werden alle zuvor ermittelten Parameter, durch diese alle geänderten oder neuen Netzelemente des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzes definiert werden, in entsprechenden Datenbanken hinterlegt. Es handelt sich um detaillierte Datensätze für Knoten, Leitungen, Transformatoren sowie Net Transfer Capacities.<sup>37</sup>

**Zu Frage 5.:** Dabei wird anhand der Simulationsergebnisse das zukünftige europäische Übertragungsnetz bezüglich der Lastflussverteilungen, Netzaus- und Netzentlastungen sowie Lastflussveränderungen aufgrund neu hinzugekommener Netzelemente betrachtet. Ebenfalls wird die Beseitigung von Netzengpässen durch neuen Leitungsausbau im AC- sowie DC-Hochspannungsbereich veranschaulicht. Des Weiteren wird ein gesamteuropäischer Ausblick auf die zukünftigen Änderungen der zur elektrischen Energieerzeugung verwendeten Technologien dargestellt. Dieser Technologiewandel ist für eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, welche ebenfalls im Kapitel 4.5 betrachtet wird.

---

<sup>37</sup> (Feichtinger, 2017)

## 1.5 Methodik

Seit vielen Jahren wird am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz an einem Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft gearbeitet. Entstanden ist ein Simulationsprogramm namens ATLANTIS<sup>38</sup>, welches die hohe Komplexität der Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft transparent abbildet. Das Resultat ist ein Paket von Datenbanken sowie Modellen, welche bei der Simulation der Elektrizitätswirtschaft mittels ATLANTIS<sup>38</sup> eine möglichst hohe Realitätsnähe erreichen.<sup>39</sup>

Das vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz entwickelte Simulationsmodell ATLANTIS<sup>38</sup> ist unabhängig, eigenfinanziert und seit dem Jahr 2010 in internationalen sowie nationalen Projekten für Übertragungsnetzbetreiber, Behörden und bei Elektrizitätsunternehmen im Einsatz.<sup>39</sup>

Um ein möglichst realitätsnahes Modell der europäischen Elektrizitätswirtschaft zu erhalten, werden die für die Simulation mittels ATLANTIS<sup>38</sup> benötigten Datenbanken permanent durch Aktualisierung ihrer enthaltenen Parameter weiterentwickelt.<sup>39</sup>

Im Zuge dieser Masterarbeit wurden die entsprechenden Datenbanken anhand der im TYNDP 2016<sup>40</sup> vorkommenden Projekte, welche das europäische Übertragungsnetz betreffen, aktualisiert.<sup>39</sup>

---

<sup>38</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>39</sup> (Gutschi & Stigler, 2012)

<sup>40</sup> (ENTSO-E, 2018c)

### 1.5.1 ATLANTIS-Modell Weiterentwicklung

Im Allgemeinen lässt sich die Projektimplementierung in die ATLANTIS-Datenbank<sup>41</sup> mit Hilfe des Flussdiagramms in Abbildung 7 darstellen:

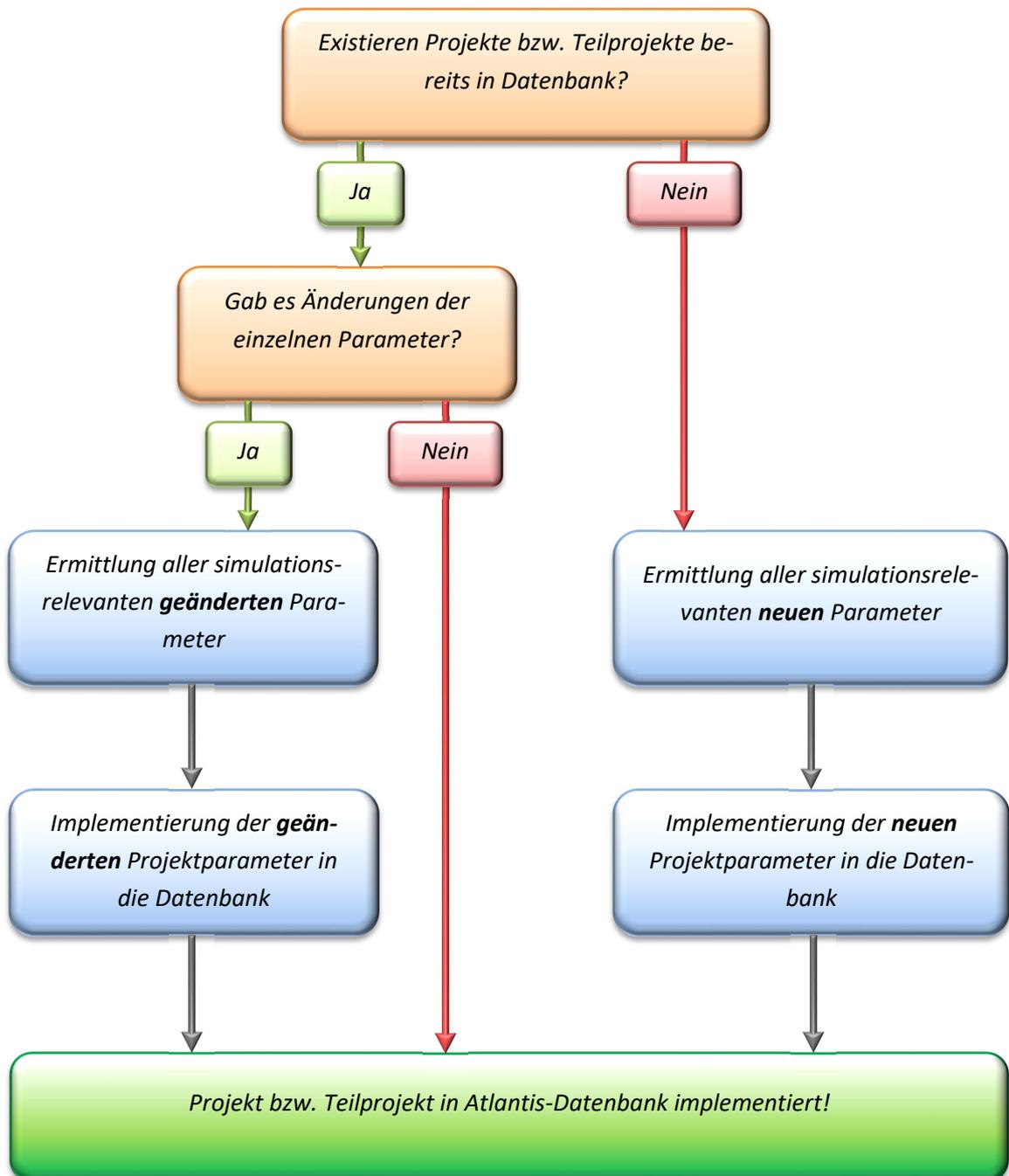


Abbildung 7: Herangehensweise zur Bearbeitung der ATLANTIS-Datenbank<sup>41</sup>

<sup>41</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

## 1.5.2 Ten Year Network Development Plan

Der zweijährig von der ENTSO-E<sup>42</sup> veröffentlichte Ten Year Network Development Plan entspricht immer einer Weiterentwicklung der vorigen Version und beinhaltet alle zukünftig nötigen Aus- sowie Umbauten des europäischen Übertragungsnetzes. Diese sind nötig, um den Transport der erzeugten elektrischen Energie, zum Beispiel aus Erneuerbaren Energiequellen<sup>43</sup>, zwischen Erzeuger und Verbraucher quer durch Europa zu gewährleisten. Dabei waren die zukünftigen Projekte des Übertragungsnetzes, also kommende Neubauten bzw. Änderungen von Komponenten wie Netzknoten, Leitungen sowie Transformatoren für eine erfolgreiche Implementierung in die ATLANTIS-Datenbank<sup>44</sup> und der darauffolgenden Simulation von Interesse.<sup>45, 46</sup>

## 1.5.3 Internet- und Literaturrecherche

Um die aus dem „Ten Year Network Development Plan“<sup>45</sup> nicht ersichtlichen simulationsrelevanten Parameter zu ermitteln, wurde unter anderem die online verfügbare „TYNDP Project Map“<sup>46</sup> der ENTSO-E<sup>42</sup> aufgerufen. Des Weiteren wurden zur Informationsbereitstellung die Online-Präsenzen der nationalen Netzbetreiber<sup>47</sup>, sowie bei einem „Project Of Common Interest“<sup>48</sup> die „Interactive Map“<sup>49</sup> dieser Projekte, welche die „European Commission“<sup>50</sup> veröffentlicht, aufgesucht. Ebenso wurden bei Projekten mit geringer Informationsdichte Online-Suchmaschinen verwendet. Alle gesammelten Daten wurden bei mehrmaligem Auffinden derselben Information von unterschiedlichen Quellen untereinander abgeglichen.

---

<sup>42</sup> (ENTSO-E, 2018e)

<sup>43</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>44</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>45</sup> (ENTSO-E, 2018c)

<sup>46</sup> (ENTSO-E, 2018d)

<sup>47</sup> (ENTSO-E, 2018a)

<sup>48</sup> (Europäische Kommission, 2017b)

<sup>49</sup> (Europäische Kommission, 2017a)

<sup>50</sup> (Europäische Kommission, 2018c)

## 1.6 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 1 wird auf die Klimaziele der Europäischen Union und die Strategien zum Erreichen dieser eingegangen. Des Weiteren wird ein kurzer Überblick über den Anstieg des Einsatzes von Erneuerbaren Energieträgern bei der Erzeugung elektrischer Energie, global sowie in der Europäischen Union, betrachtet. Genauer beobachtet wird die Energieerzeugung in Europa, sowie die Verteilung der eingesetzten Energieträger bei dieser. Ebenso wird die sich dadurch ergebende Problemstellung erörtert, sowie die aus dieser resultierenden Forschungsfragen und die genaue Methodik zum Lösen der Fragestellungen.

Unter Kapitel 2 werden Veränderung der elektrischen Energieerzeugung der einzelnen EU-Staaten dargestellt und Beispiele für Netzausbauten sowie –anpassungen angeführt. Es wird die essentielle Bedeutung zur Erhaltung des Ausbaues bzw. der Anpassung des europäischen Übertragungsnetzes an die sich ändernden Kraftwerkstechnologien (Energiewende) untermauert. Ebenso wird die Wichtigkeit einer Simulation der zukünftigen Netzausbauten vor dessen realer Umsetzung bzw. Bau fundamentiert.

Kapitel 3 beschreibt die Ermittlung aller simulationsrelevanten Parameter der Netzkomponenten. Es werden die Literaturrecherchen sowie Berechnungen anhand eines Beispiels der benötigten Parameter erläutert.

In Kapitel 4 wird das verwendete Simulationsprogramm erklärt. Es werden die Anwendungsmöglichkeiten aufgezeigt und kurz auf den schematischen Simulationsablauf eingegangen. Ebenso wird das in dieser Arbeit verwendete Visualisierungstool vorgestellt, mit dessen Hilfe die Simulationsergebnisse auf zwei Arten grafisch dargestellt werden können. Auch wird auf die bei der Simulation verwendeten Markt- und Handelsmodelle kurz eingegangen. Ein weiteres Unterkapitel behandelt die AC- sowie DC-Lastflussberechnung und stellt die Vereinfachungen von der im Simulationsprogramm verwendeten DC-Lastflussberechnung dar.

Kapitel 5 befasst sich mit den Simulationsergebnissen des europäischen Übertragungsnetzes. Es wird ein kurzer Überblick der Anzahl der in der Arbeit verwendeten Netzelemente gegeben. Anschließend wird auf einzelne Projektergebnisse wie Engpassbeseitigungen, Änderungen der Übertragungskapazitäten, Lastflussverschiebungen etc. eingegangen. Auch werden zukünftige Änderungen bei Kraftwerkstechnologien, die Netzanpassungen erfordern, hinsichtlich produzierter Energie, installierter Leistung und der Kohlendioxidemissionen dargestellt.

## 2 Netzausbau

**W**ie bereits in Kapitel 1 erwähnt, wird in der Europäischen Union die Verwendung fossiler Energieträger sowie Technologien, die auf Kernenergie fußen, immer mehr zurückgefahren und der Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Erneuerbarer Energiequellen<sup>51</sup> zur elektrischen Energieerzeugung vorangetrieben bzw. diese Kraftwerkstechnologien ausgebaut.

Ein Beispiel für Netzausbau aufgrund Energiegewinnung aus Erneuerbaren Primärenergieträgern<sup>51</sup> wäre in Deutschland unter dem Namen „Südlink“ zu finden:

*Die notwendige große Strommenge für städtische Ballungsgebiete und energieintensive Industriestandorte wird immer mehr von Windkraftparks vor der Küste und im windreichen Norden abgedeckt – eben da, wo die Bedingungen am günstigsten sind. Große, überregionale Übertragungsnetze müssen den lokal produzierten Strom deshalb künftig bündeln und in die verbrauchsstarken Zentren transportieren. SuedLink als einer von insgesamt drei leistungsstarken Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen trägt damit dazu bei, die erneuerbaren Energien besser in unser Stromnetz zu integrieren.<sup>52</sup>*

Um den hier zum Beispiel benötigten **Transport** der in Norddeutschland erzeugten elektrischen Energie nach Süddeutschland und die Integration der volatilen Energieerzeugung durch dargebotsabhängige **Erneuerbare Energieträger**<sup>51</sup> zu gewährleisten, ist es von essentieller Bedeutung, den permanenten Ausbau bzw. die permanente Weiterentwicklung des **europäischen Übertragungsnetzes voranzutreiben**.<sup>33</sup>

Wie in Abbildung 8 dargestellt, war zwischen 2005 bis 2015 bei der europäischen elektrischen Netto-Energieerzeugung ein Rückgang von 2,6 % zu beobachten. Die stärksten Rückgänge verzeichneten Litauen (-65,6 %), Malta (-41,4 %) sowie Luxemburg (-33,5 %). Es gab 12 Staaten, in denen die Erzeugung 2015 höher ausfiel als 2005, unter anderem in Rumänien, Bulgarien, Irland, Portugal und Lettland.<sup>53</sup>

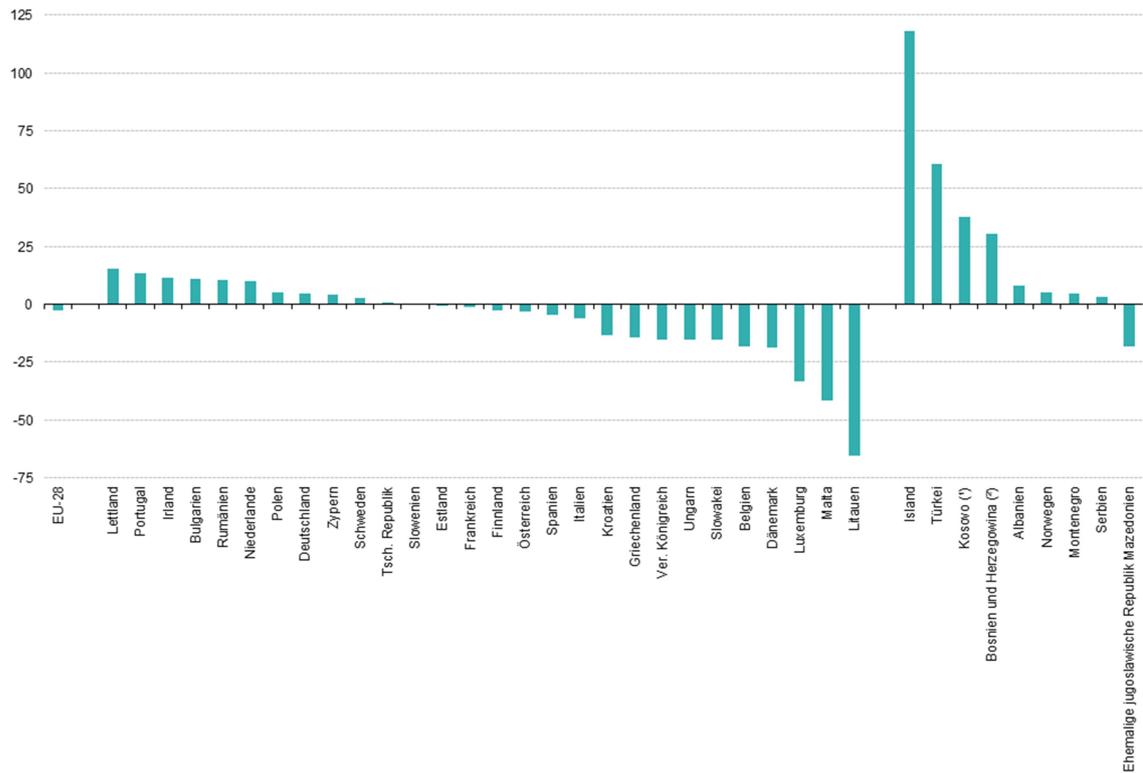
---

<sup>51</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>52</sup> (TransnetBW, 2018)

<sup>53</sup> (eurostat, 2017b)

## 2 Netzausbau



(\*) Diese Bezeichnung berührt nicht die Standpunkte zum Status und steht im Einklang mit der Resolution 1244/1999 des VN-Sicherheitsrates und dem Gutachten des Internationalen Gerichtshofs zur Unabhängigkeitserklärung des Kosovos.  
 (\*) Vorläufige Daten.  
 Quelle: Eurostat (Online-Datencode: nrg\_105a)

Abbildung 8: Veränderung der elektrischen Netto-Energieerzeugung, 2005-2015 (in %, basierend auf GWh)<sup>54</sup>

Veränderungen in der elektrischen Energieerzeugung müssen nicht immer mit einem veränderten elektrischen Energieverbrauch einhergehen. Diese können auch durch veränderte Energieeinfuhren sowie -ausfuhren einzelner Nationalstaaten bedingt sein. Ein Beispiel wäre die 2009 durchgeführte Stilllegung von Litauens einzigem Kernkraftwerk Ignalina<sup>55</sup>, welche zu einem starken Rückgang der elektrischen Energieerzeugung in diesem Land, sowie zu einem starken Erzeugungsanstieg in Lettland beitrug, was zum Ausgleich für die zuvor aus Litauen importierte elektrische Energie führte.<sup>54</sup>

<sup>54</sup> (eurostat, 2017b)

<sup>55</sup> (State Enterprise Ignalina Nuclear Power Plant, 2018)

Ein weiteres Beispiel wäre das Ölkraftwerk Marsa<sup>56</sup> in Malta. Es wurde im März 2015 geschlossen, wodurch ebenfalls die elektrische Energieerzeugung im Land zurückging. Infolgedessen nahmen die Energieimporte aus Italien zu. Diese Beispiele zeigen recht deutlich auf, wie wichtig die **permanenten Anpassungen** des in Abbildung 9 dargestellten europäischen Übertragungsnetzes an die sich ändernden Gegebenheiten sind, um eine fehler- bzw. störungsfreie Energieversorgung zu gewährleisten.<sup>57</sup>

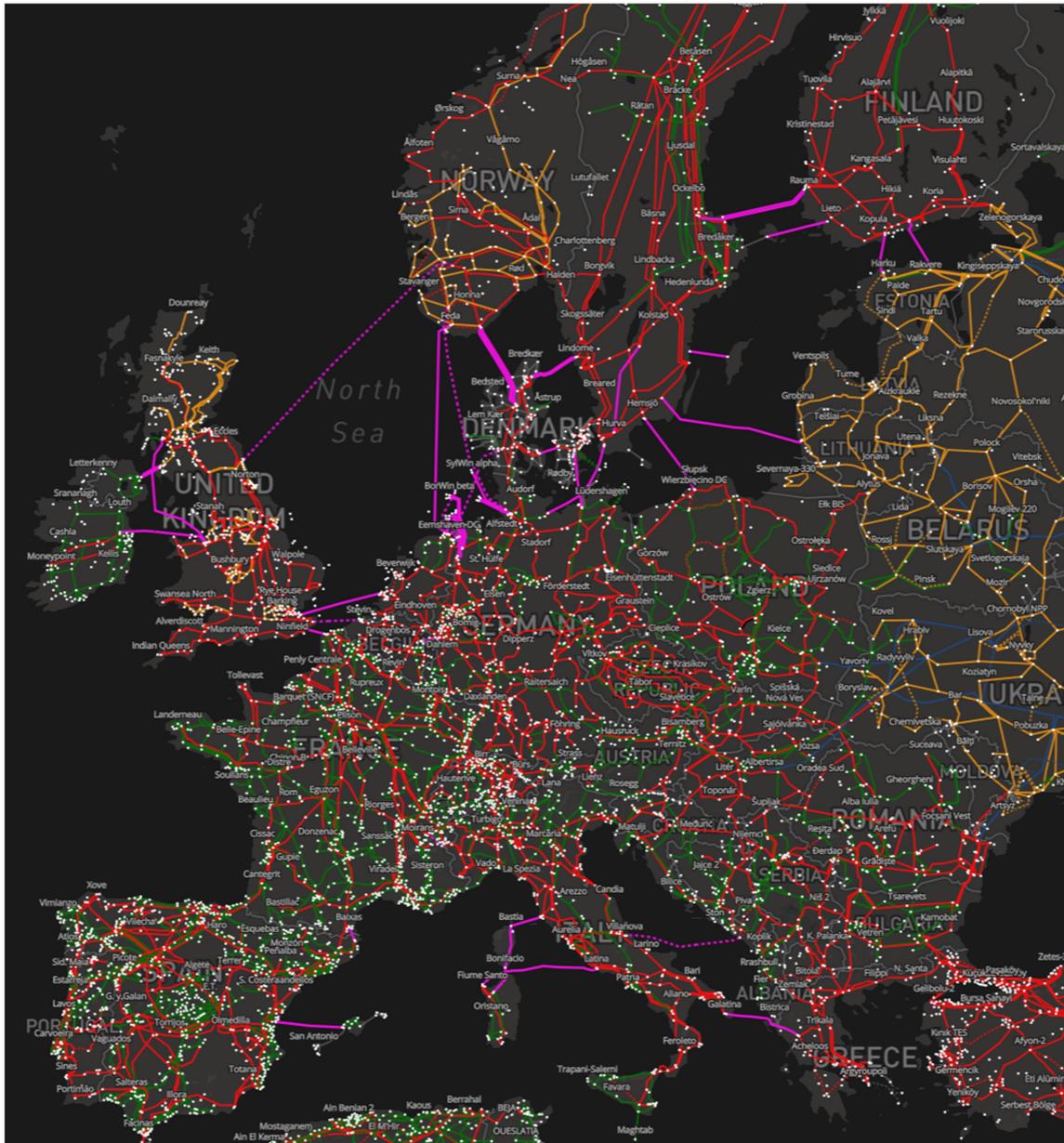


Abbildung 9: Europäisches Übertragungsnetz inklusive Zukunftsprojekte<sup>58</sup>

<sup>56</sup> (Enemalta, 2018)

<sup>57</sup> (eurostat, 2017b)

<sup>58</sup> (ENTSO-E, 2018b)

## 2.1 Sinnhaftigkeit von Simulation vor Netzausbau

Für unser heutiges Gesellschafts- und Wirtschaftssystem ist ein zuverlässig funktionierendes Elektrizitätssystem von immenser Bedeutung. Daher ist eine der wichtigsten Aufgaben der Energietechnik, Energiewirtschaft und der Wissenschaft, die mittelfristige Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen sowie umweltschonenden elektrischen Energieversorgung zu gewährleisten. Jedoch sind Planungsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft mit sehr langfristigen sowie kapitalintensiven Auswirkungen behaftet. Die Wirkung heute getätigter Entscheidungen kann technisch, ökologisch und wirtschaftlich langfristige Auswirkungen haben. Um ein technisch-wirtschaftlich optimales Übertragungsnetz zu erhalten, sind sorgfältige und langfristige Planungen von essentieller Wichtigkeit.<sup>59</sup>

Um **negative wirtschaftliche Auswirkungen** zu vermeiden, sollte bei Neueinführung bzw. Änderung von Elementen des europäischen Übertragungsnetzes nicht nach dem Prinzip „Trial and Error“ vorgegangen werden. Viel eher sollten, wie in anderen technischen Disziplinen, in der zukünftigen Planung Simulationswerkzeuge angewendet werden. Mit Hilfe dieser lassen sich Auswirkungen geänderter technischer, wirtschaftlicher oder organisatorischer Rahmenbedingungen vor ihrer Umsetzung besser abschätzen. Aufgrund dessen lassen sich bei Bedarf auch noch Änderungen vor der endgültigen Realisierung durchführen und somit kapitalintensive Effekte vermeiden.<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> (Gutschi & Stigler, 2012)

## 3 Parameterermittlung der Netzkomponenten

Als Leitfaden dieser Arbeit dienen die im „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP 2016)<sup>62</sup> enthaltenen Zukunftsprojekte. In dem befinden sich alle zukünftig nötigen Änderungen des Übertragungsnetzes, um eine stabile sowie fehlerfreie europäische Energieversorgung zu gewährleisten. Dieser wird zweijährig von der ENTSO-E<sup>60</sup> veröffentlicht und entspricht immer einer Weiterentwicklung der vorigen Version.

### 3.1 ENTSO-E

Der Dachverband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber wird ENTSO-E genannt und sitzt in Brüssel (Belgien). Dieser repräsentiert heute, wie in Abbildung 10 dargestellt, 43 Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operators = TSO) aus 36 europäischen Ländern, wobei hier anzumerken ist, dass die Türkei als außerordentliches Mitglied geführt wird.<sup>60,61</sup>

Die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes ist das Ziel der ENTSO-E Mitglieder. Dieser soll die Energie- und Klimapolitik durch den vermehrten Einsatz Erneuerbarer Energieträger vorantreiben. Durch die maßgebliche Beteiligung der ENTSO-E beim Aufbau des weltweit größten Elektrizitätsbinnenmarktes profitieren nicht nur Akteure der eigenen Branche, sondern auch die europäische Gesamtwirtschaft.<sup>60</sup>

Der von der ENTSO-E veröffentlichte **TYNDP 2016** bzw. dessen Projekte weisen folgende Kern-  
daten auf:<sup>62</sup>

- 150.000.000.000 €                      Investment, davon 70-80 % bis 2030
- 1,5 bis 5 €/MWh                      Mögliche Senkung der Großhandelspreise (Energie)
- 50 bis 80 %                              Emissionsverringerng, je nach Vision

---

<sup>60</sup> (ENTSO-E, 2018e)

<sup>61</sup> (ENTSO-E, 2018a)

<sup>62</sup> (ENTSO-E, 2018c)

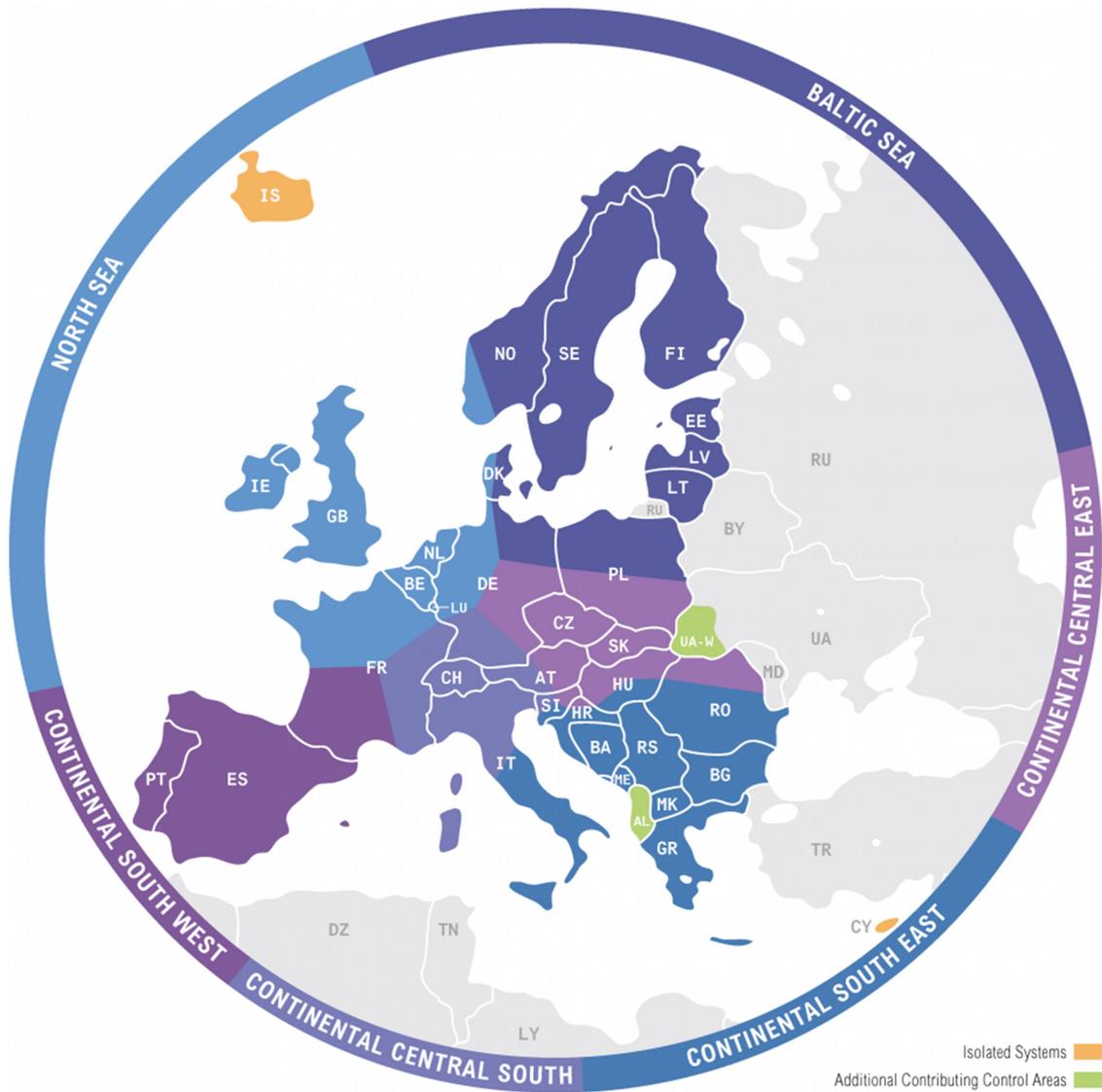


Abbildung 10: Mitgliedstaaten der ENTSO-E<sup>63</sup>

<sup>63</sup> (Bernard Energy, 2017)

### 3.1.1 Ten Year Network Development Plan (TYNDP)

Seit 2009 ist die ENTSO-E<sup>65</sup> mit der Bereitstellung eines europäischen Netzentwicklungsplans beauftragt. Dieser baut auf Informationen der nationalen Netzbetreiber auf und enthält regionale Investmentpläne. Die Zusammenführung dieser zu einem europäischen Ansatz gewährleistet Konsistenz, Kosteneffizienz und dient der Schaffung einer europäischen Wirtschaft, die auf eine CO<sub>2</sub>-freie elektrische Energieerzeugung setzt. Die im TYNDP<sup>66</sup> vorkommenden Zukunftsprojekte beinhalten Informationen zu den zukünftigen Aus- bzw. Umbauten bezüglich ihrer Hochspannungsleitungen, Transformatoren sowie Netzknoten.<sup>64</sup>

Aus dem von der ENTSO-E<sup>65</sup> veröffentlichten „TYNDP Project Sheet“<sup>66</sup>, welches alle Projekte des TYNDP 2016<sup>66</sup>, beginnend mit Projektnummer 1 bis 1022, des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzausbaues sortiert und nummeriert beinhaltet, wurden diese zur Gänze in die ATLANTIS-Datenbank<sup>67</sup> implementiert. Durchgeführt wurde die Implementierung mittels projektbeschreibender technischer, örtlicher sowie temporaler ermittelter bzw. berechneter Parameter, welche aufgrund des in ATLANTIS implementierten DC-OPF-Algorithmus<sup>68</sup> simulationsrelevant sind.

In Abbildung 11 ist ein kurzes Einzelprojektbeispiel aus dem „TYNDP Project Sheet“<sup>66</sup> dargestellt. Es beinhaltet den Bau einer grenzüberschreitenden 400 kV **AC-Doppelfreileitung** zwischen der Slowakei und Ungarn. Der Zweck dieses Projektes ist der nötige Netzausbau bzw. die Unterstützung des Nord-Süd-Leistungsflusses aufgrund der im Norden steigenden Energieerzeugung aus Erneuerbaren Primärenergiequellen<sup>69</sup>. Dies beinhaltet die dadurch realisierte Erhöhung der Übertragungssicherheit sowie Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes. Das Projekt soll durch die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber beider Länder, MAVIR<sup>70</sup> (HU) und SEPS<sup>71</sup> (SK), bis 2029 realisiert werden. Hierbei handelt es sich um ein grenzüberschreitendes Projekt von gemeinschaftlichem Interesse, also um ein „Projekt of Common Interest“ (PCI)<sup>72, 66</sup>.

---

<sup>64</sup> (ENTSO-E, 2018f)

<sup>65</sup> (ENTSO-E, 2018e)

<sup>66</sup> (ENTSO-E, 2018c)

<sup>67</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>68</sup> (Nacht, 2010)

<sup>69</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>70</sup> (MAVIR, HU, 2017)

<sup>71</sup> (SEPS, SK, 2017)

<sup>72</sup> (Europäische Kommission, 2017b)

#### Project 54 - New SK-HU intercon. - phase 2

This project will increase the transfer capacity between Slovak and Hungarian transmission systems, improve security and reliability of operation both transmission systems and support North - South RES power flows in CCE region. Realization of this project is tightly connected to the negotiations between Slovak and Ukrainian TSOs regarding future operation of the existing Slovak interconnection with Ukraine. Main and only investment of this project is double circuit AC OHL 400 kV from Velke Kapusany (Slovakia) substation to Kisvárda region (Hungary).

Classification Future Project  
 Boundary Slovakia - Hungary  
 PCI label 3.18  
 Promoted by MAVIR;SEPS



Investments								
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
720	Erection of new 2x400kV line between SK and HU.	100%	Velké Kapušany (SK)	Kisvárda area (HU)	Under Consideration	2029	Rescheduled	Investment is dependant on the future operation of the SK-UA existing cross-border line, which has been prolonged till around 2030 based on the diagnostics.

Abbildung 11: Projekt 54 aus „TYNDP Project Sheet“<sup>75</sup>

Wie in Abbildung 11 dargestellt, ist nun in dem von der ENTSO-E<sup>73</sup> veröffentlichten „TYNDP Project Sheet“<sup>75</sup>, ein Teil der **relevanten Parameter**<sup>76</sup> für die ATLANTIS<sup>74</sup> Simulation ersichtlich:

PARAMETER	WERT
$U_{NENN}$	2x 400 kV
LÄNDER	Slowakei (SK) und Ungarn (HU)
KNOTENPUNKTE BZW. KOORDINATEN	Velké Kapušany (SK) und Kisvárda (HU)
INBETRIEBNAHMEJAHR	2029

Tabelle 1: Ermittelte Parameter mit Hilfe des „TYNDP Project Sheet“<sup>75</sup>.

Weitere simulationsrelevante Parameter sind nicht direkt im „TYNDP Project Sheet“ enthalten, sondern müssen durch Berechnung bzw. zusätzliche Recherche, wie in Kapitel 3.2.1 ersichtlich, ermittelt werden.<sup>76</sup>

<sup>73</sup> (ENTSO-E, 2018e)

<sup>74</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>75</sup> (ENTSO-E, 2018c)

<sup>76</sup> (Nacht, 2010)

## 3.2 Europäische Kommission - Energieunion

Die Europäische Kommission wurde im Jahr 1958 gegründet, ist eine politisch unabhängig Exekutive der Europäischen Union und fördert die allgemeinen Interessen dieser durch Vorschläge für neue europäische Rechtsvorschriften sowie deren Durchsetzung. Sie sitzt in Brüssel (Belgien), verwaltet den EU-Haushalt und setzt Strategien um. Ihre Mitglieder setzen sich aus 28 Kommissionsmitgliedern bzw. einem Mitglied aus jedem der EU-Mitgliedstaaten zusammen.<sup>77</sup>

Die Prioritäten der Kommission werden durch folgende Punkte definiert:

- *Beschäftigung, Wachstum und Investition*
- *Digitaler Binnenmarkt*
- ***Energieunion und Klimaschutz***
- *Binnenmarkt*
- *Eine vertiefte und faire Wirtschafts- und Währungsunion*
- *Eine ausgewogene und fortschrittliche Handelspolitik – der Schlüssel zur Bewältigung der Globalisierung*
- *Justiz und Grundrechte*
- *Migration*
- *Mehr Gewicht auf der internationalen Bühne*
- *Demokratischer Wandel*<sup>78</sup>

Der Prioritätspunkt **Energieunion und Klimaschutz** umfasst fünf Aspekte (Politikbereiche), welche miteinander verknüpft sind und infolgedessen untereinander korrelieren:<sup>79</sup>

Unter „**Sicherheit, Solidarität und Vertrauen**“ wird die Gewährleistung der Energiesicherheit durch Zusammenarbeit sowie Solidarität zwischen den EU-Ländern und die Diversifizierung der Energiequellen Europas behandelt.<sup>79</sup>

Durch Beseitigung regulatorischer sowie technischer Hemmnisse soll ein „**vollständig integrierter Energiebinnenmarkt**“, der einen europaweiten ungehinderten Energiefluss ermöglicht, geschaffen werden. Dieser gewährleistet eine sichere Energieversorgung zum besten Preis.<sup>79</sup>

---

<sup>77</sup> (Europäische Union, 2018)

<sup>78</sup> (Europäische Kommission, 2018c)

<sup>79</sup> (Europäische Kommission, 2018b)

Mittels Vorrang für „**Energieeffizienz**“ bzw. dessen Steigerung werden Emissionen gesenkt, Wachstum und Beschäftigung gefördert und die Abhängigkeit von Energieimporten verringert.<sup>80</sup>

„**Klimaschutz – Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen**“ ist ein wesentliches Element bei der Errichtung der Energieunion. Die Europäische Union unterstützt die rasche Ratifizierung des Übereinkommens von Paris<sup>81</sup>, ein neues, globales und ambitioniertes Klimaschutzabkommen, welches am 12. Dezember 2015 in Paris angenommen wurde. Als Kernpunkt verfolgt es das Ziel, den Anstieg der Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen, da schon eine Anstiegsbegrenzung der Temperatur auf 1,5 °C die Risiken und Folgen des Klimawandels deutlich verringern würde.<sup>80</sup>

Mit Hilfe „**Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit**“ werden Neuerungen bei CO<sub>2</sub>-emissionsarmen und sauberen Energietechnologien durch Forschungs- und Innovationsprioritäten, welche die Umstellung des Energiesystems vorantreiben und die Wettbewerbsfähigkeit steigern, unterstützt.<sup>80</sup>

Die **Ziele der Energieunion** umfassen die Bündelung von Ressourcen, Verbindung von Netzen und Konzentration der Durchsetzungskraft der Europäischen Union bei Verhandlungen mit Nicht-EU-Ländern. Weiteres Augenmerk wird auf die Diversifizierung der Energiequellen gelegt, damit die Europäische Union, im Falle einer monetären oder politischen Preissteigerung für Energieimporte, schnell auf andere Primärenergieträger ausweichen kann. Ebenso wird eine Verringerung der Importabhängigkeit der einzelnen EU-Länder unterstützt. Des Weiteren wird eine Führungsrolle bei der Nutzung Erneuerbarer Energieträger<sup>82</sup> im Kampf gegen die Erderwärmung mit den in Kapitel 1.1 genannten Zielen und Strategien priorisiert.<sup>80</sup>

Es soll eine **erschwingliche, sichere und nachhaltige Energieversorgung** durch die Energieunion gewährleistet werden. Diese soll die Energieversorgung der Bevölkerung in allen Ländern der Europäischen Union sichern und einen freien **Energiefluss über die Grenzen der Nationalstaaten** ermöglichen. Erneuerte Infrastruktur, wie der in dieser Masterarbeit behandelte **Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes**, sowie neue Technologien, wie mehr Einsatz von Erneuerbaren Energieträgern, senken Kosten für Haushalte und lassen neue Arbeitsplätze ent-

---

<sup>80</sup> (Europäische Kommission, 2018b)

<sup>81</sup> (Europäische Kommission, 2018d)

<sup>82</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

stehen. Folge dessen kann eine nachhaltige, CO<sub>2</sub>-reduzierte, sowie umweltfreundliche Wirtschaft entstehen, welche Europa ganz vorne im Kampf gegen die Erderwärmung und in der Erzeugung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energieträgern platziert.<sup>83</sup>

#### 3.2.1 Project of Common Interest

Um die unter Kapitel 3.1.1 erwähnten restlichen, noch fehlenden simulationsrelevanten Leistungsparameter für den zukünftigen Netzausbau zu ermitteln, wurden weitere Informationen von den nationalen Netzbetreibern<sup>84</sup> und/oder der **Europäischen Kommission**<sup>85</sup> sowie zusätzliche Internetrecherchen herangezogen.

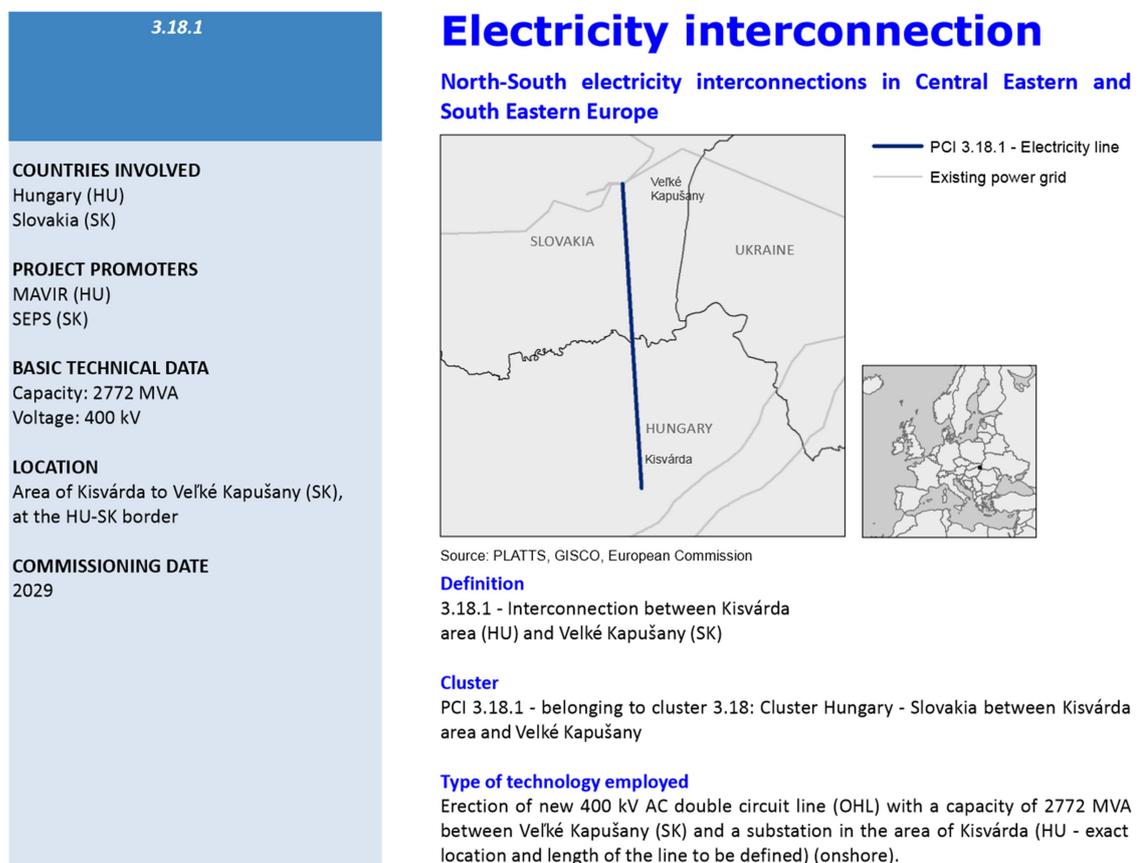


Abbildung 12: Zu Projekt 54 gehörendes „PCI Fiche File“<sup>86</sup>

Da es sich bei dem unter Kapitel 3.1.1 als Beispiel erwähnten Projekt um ein grenzüberschreitendes „**Project of Common Interest**“<sup>87</sup> handelt, wurden in diesem Fall die noch nicht vorhan-

<sup>83</sup> (Europäische Kommission, 2018b)

<sup>84</sup> (ENTSO-E, 2018a)

<sup>85</sup> (Europäische Kommission, 2018c)

<sup>86</sup> (Europäische Kommission, 2017a)

<sup>87</sup> (Europäische Kommission, 2017b)

denen, jedoch für die Simulation benötigten Informationen, mittels unter dem im „TYNDP Project Sheet“<sup>88</sup> deklarierten „PCI label 3.18“ zugehörigen „**PCI Fiche File**“<sup>89</sup> auf der Online-Präsenz der **Europäischen Kommission**<sup>90</sup> veröffentlicht.

Mit Hilfe der in Abbildung 12 dargestellten Informationen lassen sich nun die restlichen noch fehlenden simulationsrelevanten Leitungsparameter<sup>92</sup> für die ATLANTIS<sup>91</sup> Simulation ermitteln:

PARAMETER	WERT
$S_{therm}$	2772 MVA = 2x 1386 MVA
$I_{therm}$	2x 2000,51 A
$X_L$	10,2025 $\Omega$

Tabelle 2: Ermittelte Parameter mit Hilfe des „PCI Fiche File“<sup>89</sup>

Der einer Leitung zugehörige thermische AC-Grenzstrom (siehe Tabelle 2) wurde unter Berücksichtigung des für die Simulation in ATLANTIS<sup>91</sup> implementierten DC-OPF-Algorithmus<sup>92</sup> berechnet. Daher gilt unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.4.2 beschriebenen Simplifizierungen dieses Berechnungsalgorithmus folgende Beziehung zwischen der **thermischen AC-Schein-** und **thermischen AC-Wirkleistung**.<sup>93</sup>

$$S_{therm\_AC} = \sqrt{3} \cdot I_{therm\_AC} \cdot U_{NENN} \approx P_{therm\_AC} \quad (1)$$

Umgeformt stellt sich der **thermische AC-Grenzstrom** folgendermaßen dar:<sup>93</sup>

$$I_{therm\_AC} = \frac{S_{therm\_AC}}{\sqrt{3} \cdot U_{NENN}} \quad (2)$$

---

<sup>88</sup> (ENTSO-E, 2018c)

<sup>89</sup> (Europäische Kommission, 2017a)

<sup>90</sup> (Europäische Kommission, 2018c)

<sup>91</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>92</sup> (Nacht, 2010)

<sup>93</sup> (IEE, 2017)

Aufgrund der im Simulationsalgorithmus verallgemeinert angenommenen AC-Leitungsauslastung von 70 % und der Tatsache, dass HVDC-Leitungen jedoch immer mit 100 % Auslastung betrieben werden, erhöht sich in diesem Fall der **thermische DC-Grenzstrom** wie folgt:<sup>94</sup>

$$I_{therm\_DC} = \frac{P_{therm\_DC}}{\frac{\sqrt{3} \cdot U_{NENN}}{0,7}} \quad (3)$$

Dies kommt daher, da das [n-1]-Kriterium, welches Netzsicherheit auch bei Ausfall eines Betriebsmittels garantiert, bei HVDC-Leitungen nicht angewendet wird.<sup>94</sup>

Für die **AC-Längsreaktanz**, welche proportional zur Leitungslänge ist, gilt:<sup>94</sup>

$$X_L = X_L' \cdot L \quad (4)$$

Eine Übersicht der zur Vervollständigung der Leitungsdatenbank benötigten physikalischen Parameter liefert Tabelle 3:

PARAMETER	BEZEICHNUNG	DIMENSION
$S_{therm}$	thermische Scheinleistung	MVA
$P_{therm}$	thermische Wirkleistung	MW
$I_{therm}$	thermischer Grenzstrom	A
$U_{NENN}$	Nennspannung	kV
$X_L'$	Reaktanzbelag	$\Omega/\text{km}$
$X_L$	Längsreaktanz (induktiv)	$\Omega$
$L$	Leitungslänge	km

Tabelle 3: Definition der in der Berechnung benötigten physikalischen Parameter

Im Falle einer HVDC-Leitung wird aufgrund der Gleichspannung die **Längsreaktanz** unwirksam, und aufgrund des in ATLANTIS implementierten Berechnungsalgorithmus in der zugehörigen Datenbank 1 gesetzt.<sup>94</sup>

Bei der Erörterung der zur Berechnung der Längsreaktanz benötigten **Leitungslänge** wurden, falls vorhanden, gegebene Längen verwendet. Andernfalls wurden die Leitungslängen, so gut als möglich näherungsweise, durch das Messen des Trassenverlaufs zwischen den einzelnen

---

<sup>94</sup> (IEE, 2017)

Knotenpunkten bestimmt. Für den zur Ermittlung der simulationsrelevanten **Längsreaktanz** benötigten **Reaktanzbelag**, sowie für die restlichen nicht simulationsrelevanten Leitungsparameter, wie den ohmschen Längswiderstand und die kapazitive Querreaktanz, wurden entsprechend dem Mast- bzw. Leiterseiltyp gängige Referenzwerte<sup>94</sup> herangezogen.

Ebenso wurden wie laut „PCI Fiche File“<sup>95</sup> gefordert, die Parameter für ein Umspannwerk (Substation) mittels Transformator, welcher den elektrischen Energieaustausch zwischen den in Kisvárda (HU) existenten Spannungsebenen<sup>96</sup> (400 kV und 220 kV) ermöglicht, ermittelt. Verwendet wurden hierfür Referenzwerte<sup>94</sup> entsprechend den Spannungsebenen<sup>96</sup> sowie der geforderten thermischen Transformatorscheinleistung.

---

<sup>95</sup> (Europäische Kommission, 2017a)

<sup>96</sup> (ENTSO-E, 2018b)

### 3.3 Nationale Netzbetreiber

Die Veröffentlichung bzw. Aufzeichnung der bidirektionalen sowie grenzüberschreitenden Austauschleistungen zwischen den einzelnen europäischen Ländern wurde laut ENTSO-E von ihrer Organisation eingestellt und es wurde zur Datenermittlung auf die Onlinepräsenzen der nationalen Netzbetreiber verwiesen.<sup>97</sup>

#### 3.3.1 Net Transfer Capacity

Die zu erwartende maximale Fahrplanleistung, welche unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten („**Transmission Reliability Margin**“, *TRM*) über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch Engpässe in einem der beiden Systeme entstehen, wird „**Net Transfer Capacity**“ (*NTC*) genannt.<sup>98</sup>

Der mathematische Zusammenhang der Transportkapazitäten zwischen zwei Übertragungsnetzbetreiber-Systemen wird wie folgt beschrieben:<sup>98</sup>

$$TTC = BCE + \Delta EC \quad (5)$$

$$NTC = TTC - TRM \quad (6)$$

Aufgrund des im Simulationsprogramm verwendeten DC-OPF-Algorithmus<sup>99</sup> entspricht die Total Transfer Capacity<sup>98</sup> (*TTC*) der thermischen Scheinleistung ( $S_{therm}$ ).

“**Total Transfer Capacity**“ (*TTC*) definiert die maximale Fahrplanleistung, die über die Verbindungsleitungen zwischen zwei Übertragungsnetzbetreiber-Systemen transportiert werden kann, ohne gewisse Unsicherheiten (**Transmission Reliability Margin**, *TRM*) zu berücksichtigen.<sup>100</sup>

Die aufgrund von naturgemäßen und unvorhersehbaren Unsicherheiten zu Erhaltung der Netzstabilität definierte Sicherheitsmarge, wird „**Transmission Reliability Margin**“ (*TRM*) genannt.<sup>101</sup>

---

<sup>97</sup> (ENTSO-E, 2018a)

<sup>98</sup> (EnBW Transportnetze AG, 2012)

<sup>99</sup> (Nacht, 2010)

<sup>100</sup> (EnBW Transportnetze AG, 2012)

<sup>101</sup> (Feichtinger, 2017)

Eine Übersicht der benötigten Parameter zur Vervollständigung der Datenbank, welche die grenzüberschreitenden Austauschleistungen beinhaltet, liefert Tabelle 4:

PARAMETER	BEZEICHNUNG	DIMENSION
<i>TTC</i>	Total Transfer Capacity	MW
<i>BCE</i>	Base Case Exchange	MW
<i>ΔEC</i>	Additional Exchange Program	MW
<i>NTC</i>	Net Transfer Capacity	MW
<i>TRM</i>	Transmission Reliability Margin	MW
<i>ATC</i>	Available Transfer Capacity	MW
<i>AAC</i>	Already Allocated Capacity	MW

Tabelle 4: Definition der zur Berechnung der *NTC*-Werte benötigten Parameter

„**Additional Exchange Program**“ (*ΔEC*) definiert die zusätzlich maximale Fahrplanänderung, die zwischen zwei Systemen durch gleichzeitige Mehr- und Minderproduktion im jeweiligen System erzeugt wird.<sup>102</sup>

Die im Grundfall zur Bestimmung der *TTC* bestehende Fahrplanleistung zwischen zwei Systemen wird „**Base Case Exchange**“ (*BCE*) genannt.<sup>102</sup>

Unter „**Available Transfer Capacity**“ (*ATC*) wird die Übertragungsleistung zwischen zwei Systemen verstanden, welche über die gegebene Benutzung der Transportnetze, infolge der (zum Berechnungszeitpunkt) bereits vereinbarten Energiegeschäfte („**Already Allocated Capacity**“, *AAC*) hinaus, für kommerzielle Aktivitäten verbleibt.<sup>102</sup>

Bei der **Bestimmung der grenzüberschreitenden *NTC*-Werte** zwischen den einzelnen Nationalstaaten wurden die veröffentlichten Daten der jeweiligen nationalen Netzbetreiber<sup>103</sup> verwendet. Zu finden waren meist Werte bis zur Gegenwart bzw. dem Jahr 2018, sowie ein einjähriger Forecast dieser.

---

<sup>102</sup> (EnBW Transportnetze AG, 2012)

<sup>103</sup> (ENTSO-E, 2018a)

Abbildung 13 zeigt den Zusammenhang der Transportkapazitäten<sup>104</sup> sowie dessen Richtungen zwischen den zwei Systemen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):

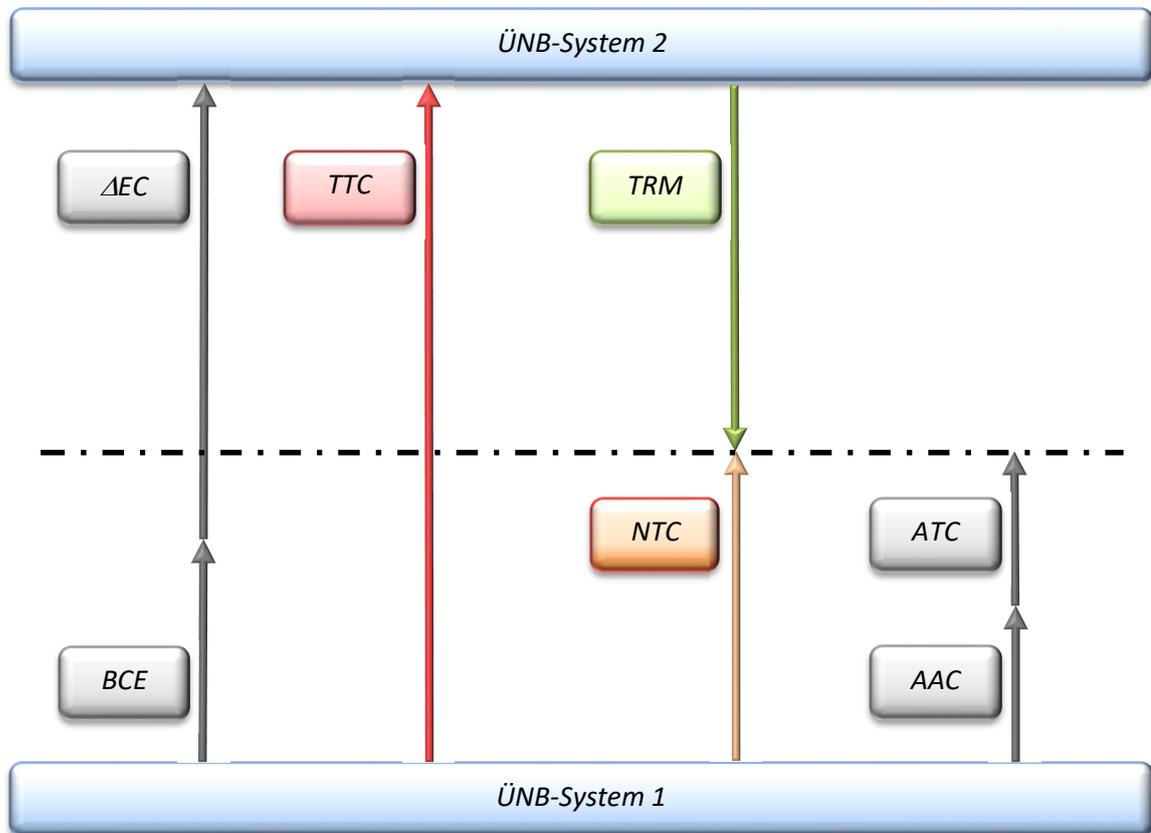


Abbildung 13: Net Transfer Capacity ( $NTC$ )<sup>104</sup>

Für weiter **in der Zukunft liegende Projekte**, die noch nicht umgesetzt sind, wurde der zukünftige Leitungsausbau bzw. -abbau der grenzüberschreitenden sogenannten „Cross-Boarder-Leitungen“ untersucht. Hierbei wurden anhand der je Leitung bekannten  $TTC$ -Werte, abzüglich einer gewissen  $TRM$ , die  $NTC$ -Werte der einzelnen grenzüberschreitenden Leitungen ermittelt.<sup>105</sup>

Unterschieden wurde bei der Ermittlung der zur Bestimmung der einzelnen  $NTC$ -Werte pro Leitung benötigten  $TRM$  zwischen AC- und DC-Leitungen:<sup>105</sup>

$$TRM_{ZUKUNFT\_AC} = TTC_{ZUKUNFT\_AC} \cdot 0,7 \quad (7)$$

$$TRM_{ZUKUNFT\_DC} = 0 \quad (8)$$

<sup>104</sup> (EnBW Transportnetze AG, 2012)

<sup>105</sup> (IEE, 2017)

Der Wert der Transmission Reliability Margin **bei HVDC-Leitungen** von Null ergibt sich aufgrund dessen, dass bei HVDC-Leitungen **keine ungeplanten Lastflüsse** auftreten. Dies rührt daher, dass diese direkt einstellbare Einzelleitungen ohne Vermaschungen sind. Des Weiteren existieren bei einer Übertragung mittels HVDC-Leitung keine induktiven Blindverluste wie bei AC-Leitungen, sondern nur thermische, rein ohmsche Wirkleistungsverluste, die jedoch sehr gering (vernachlässigbar) sind und sich, verglichen mit AC-Leitungen, etwa halbieren.<sup>106, 107</sup>

Durch jeweilige Implizierung der Gleichungen (7) bzw. (8) in Gleichung (6) ergeben sich für die Berechnung der *NTC*-Werte der einzelnen zukünftigen, grenzüberschreitenden AC- und HVDC-Leitungen folgende Vereinfachungen:<sup>107</sup>

$$NTC_{ZUKUNFT\_AC} = TTC_{ZUKUNFT\_AC} \cdot 0,3 \quad (9)$$

$$NTC_{ZUKUNFT\_DC} = TTC_{ZUKUNFT\_DC} \quad (10)$$

Nach deren Berechnung wurden diese zukünftigen, grenzüberschreitenden Austauschleistungen jährlich, sowie nach Ländergrenzen in beide Richtungen (z.B. Österreich → Italien sowie Italien → Österreich) aufsummiert, sodass sich ein bidirektionaler Wert pro Jahr am spezifischen Grenzübergang ergab. Dieser wurde dann in der entsprechenden Datenbank eingetragen beziehungsweise aktualisiert.<sup>107</sup>

Wie in Abbildung 14 ersichtlich, kann prinzipiell gesagt werden, dass der *NTC*-Wert jene Austauschleistung darstellt, die mindestens 80 % der Zeit, bezogen auf das gesamte Jahr, aufgetreten ist bzw. in Zukunft auftreten wird.<sup>108</sup>

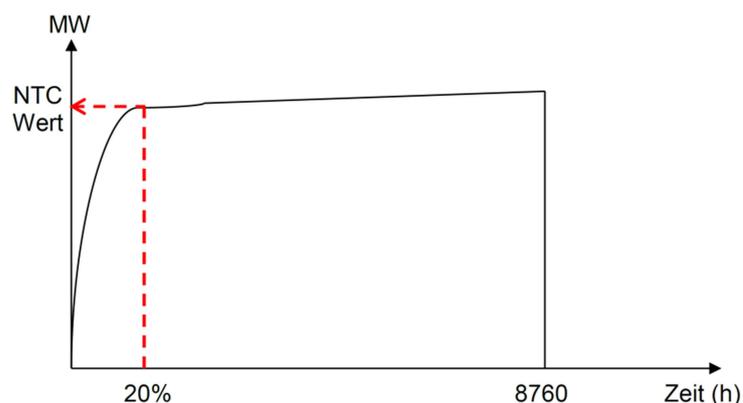


Abbildung 14: Definition der realen *NTC*-Werte<sup>108</sup>

---

<sup>106</sup> (Siemens, 2012)

<sup>107</sup> (IEE, 2017)

<sup>108</sup> (Feichtinger, 2017)

## 4 Beschreibung des Modells ATLANTIS

Die Elektrizitätswirtschaft ist sehr komplex und kann durch die in Kapitel 1 erwähnten Paradigmen beschrieben werden. Das Simulationsmodell ATLANTIS ermöglicht eine vereinfachte Veranschaulichung dieser Komplexität, um auf gewisse Fragen der Elektrizitätswirtschaft, wie etwa Netzauslastungen, Entwicklung der Strompreise, Systemintegration von Erneuerbaren Energieträgern<sup>109</sup> etc. Antworten geben zu können.<sup>110</sup>

Mit Hilfe der Simulationsumgebung ATLANTIS<sup>110</sup> wird die europäische Elektrizitätswirtschaft inklusive ihren grundlegenden Gegebenheiten und Systemzusammenhängen abgebildet. Das übergeordnete europäische Übertragungsnetz (400kV und 220kV), der Kraftwerkspark sowie der regionale Bedarf der Endkunden stellen wesentliche Elemente der realwirtschaftlichen Seite des Simulationsmodells dar. Ebenso werden europäische Elektrizitätsunternehmen inklusive ihrer Bilanzen sowie Gewinn- und Verlustrechnungen dargestellt und somit auch die nominalwirtschaftliche Seite abgebildet.<sup>110</sup>

### Historischer Hintergrund zur Namensgebung ATLANTIS

In der Geschichte lieferte die erste Erwähnung sowie Beschreibung des Inselreichs Atlantis der griechische Philosoph Platon in der Mitte des 4. Jahrhunderts vor Christus. Diese Beschreibung diente als Vorzeigemodell der praktischen Bewährung eines Idealstaates. Hierbei handelte es sich um eine mythische und fiktive Darstellungen von Platon, einen sogenannten **platonischen Mythos**.<sup>111</sup>

Nach herrschender Auffassung ist der Zweck des platonischen Mythos, eine zuvor diskutierte Theorie auf eine praktische Ebene zu bringen, um die Funktionalität und Richtigkeit dieser zu verifizieren.<sup>111</sup>

---

<sup>109</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>110</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>111</sup> (Guthrie, 1978)

## 4.1 Anwendungsmöglichkeiten von ATLANTIS

Die mittels ATLANTIS durchführbaren Betrachtungsmöglichkeiten gliedern sich in:

- *Entwicklung regionaler Strompreise*
- *Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens von Leitungs- und Kraftwerksbauten*
- *Erfordernisse hinsichtlich Infrastrukturentwicklung*
- *Szenarioanalyse für die Integration Erneuerbarer Energien*
- *Systemgrenzkosten Erneuerbarer Energien*
- *Stresstest zur Simulation von Energieverknappung*
- *Wirkung von Power-Demand-Side-Management*
- *Vorab-Analysen von verschiedenen Regulierungen und Marktorganisationen (zum Beispiel neue Richtlinien, CO<sub>2</sub>-Regelungen)*
- *Etc.*<sup>112</sup>

Der Schwerpunkt dieser Masterarbeit liegt auf der Aktualisierung des europäischen Übertragungsnetzes. Dies beinhaltet eine Überarbeitung der Netzknoten, Leitungen, grenzüberschreitenden Austauschleistungen sowie Transformatoren des europäischen Übertragungsnetzes mittels dessen Parameteranpassung in den jeweiligen Datenbanken.

Das Simulationsmodell ATLANTIS ist in der Lage, wissenschaftlich fundierte Aussagen, basierend auf Szenarioanalysen, zu treffen. Somit ergibt sich ein hochqualitatives Gesamtmodell der Elektrizitätswirtschaft und es wird mit diesem Erkenntnisgewinn ein Beitrag zur Entwicklung der Energie- bzw. Elektrizitätswirtschaft geleistet.<sup>112</sup>

## 4.2 Schematischer Simulationsablauf

Die Basis einer Simulation bilden die Datenbanken. Diese beinhalten Daten über Kraftwerke, Netze, Unternehmen, den Verbrauch etc. Anschließend wird ein Simulationsszenario vom Benutzer definiert, welches die Stammdaten der Datenbanken und zusätzlich verschiedenste wirtschaftliche Parameter (z.B. CO<sub>2</sub>-Preise, Brennstoffpreise, Verbrauchszuwachsrate etc.) beinhaltet.<sup>113</sup>

---

<sup>112</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>113</sup> (Feichtinger, 2017)

Wie in Abbildung 15 schematisch dargestellt, erfolgt als erstes direkt nach dem Start der Simulation eine Leistungsdeckung für die Sommer- sowie Jahreshöchstlast. Falls gewünscht, kann ein automatischer Kraftwerksausbau erfolgen, wenn die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten hierfür nicht ausreichen. Bei ausreichender Leistungsdeckung wird nach der monatlichen Energiedeckung das nächste Jahr simuliert bzw. dessen Simulation begonnen. Nach der Leistungsdeckung wird eine monatliche Energiedeckungsrechnung, eine Lastflussrechnung sowie der Redispatch durchgeführt. Danach erfolgt die Erstellung der Unternehmensmodelle mit dem Jahresabschluss sowie die Ermittlung der Kohlendioxidemissionen. Nach beendetem Simulationsdurchlauf werden die Ergebnisse in Datenbanken und Programmen (VISU) zur visuellen Darstellung übergeben.<sup>114</sup>

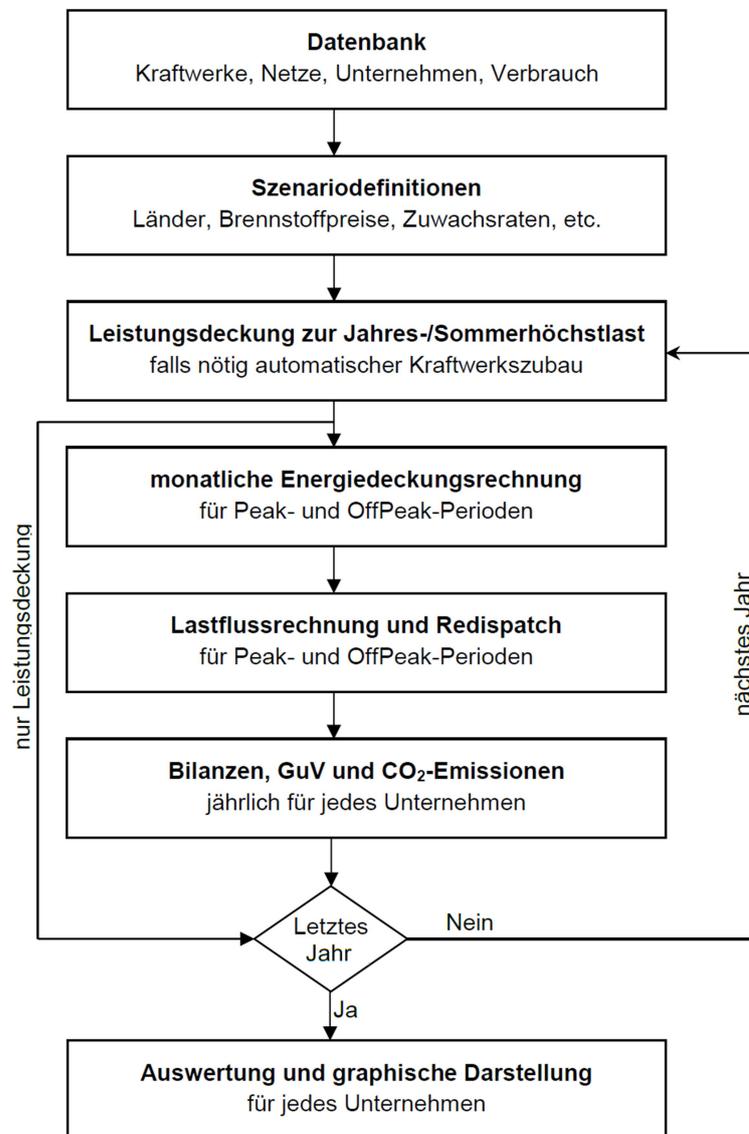


Abbildung 15: Schematischer Simualtionsablauf<sup>114</sup>

<sup>114</sup> (Feichtinger, 2017)

### 4.3 Markt- und Handelsmodelle

Anhand der als Fundament dienenden umfassenden Datenbanken lassen sich Simulationen im Bereich der Elektrotechnik und der Elektrizitätswirtschaft durchführen.<sup>115</sup>

Hierfür benötigt ATLANTIS mehrere Modelle, um Simulationsergebnisse zu erhalten. Der Simulationsablauf ist laut Abbildung 15 unter Kapitel 4.2 in drei Hauptschleifen (Jahres-, Monats- und Periodenschleife) unterteilt.<sup>115</sup>

Zuerst werden die Kraftwerkspreise in der **Jahresschleife** gesetzt und eine Überprüfung einer notwendigen Kraftwerkwiedererrichtung durchgeführt. Danach erfolgt die Verbrauchsberechnung, bevor die Leistungsdeckung der Jahres- und Sommerspitze durchgeführt wird. Im Anschluss wird der Einsatz von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken ermittelt.<sup>115</sup>

Einspeisefaktoren für Wind und Photovoltaik sowie die Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke werden in der **Monatsschleife** behandelt. Danach werden je Kraftwerkstyp die Energiemengen und auch der Kundenbedarf ermittelt.<sup>116</sup>

Die **Periodenschleife** berechnet gegebenenfalls aufkommende Anfahrtkosten je Kraftwerk für Peak- sowie Off-Peak-Perioden. Danach wird mittels **Börsenmodell** (Europa als Kupferplatte) der Market Clearing Price (MCP) ermittelt. Im **Gesamtmarktmodell** (Kupferplatte und Netze) wird anschließend, ohne Berücksichtigung von Marktrestriktionen, ein kostenoptimierter Kraftwerkseinsatz berechnet. Danach wird unter Beachtung vorgegebener physikalischer Import- sowie Exportrestriktionen durch das **Zonenpreismodell** (Kupferplatten und *NTC*'s), ein Marktpreis je Zone (Land bzw. Marktgebiet) ermittelt. Die hier berechneten Nettoexporte je Land dienen im **Redispatch-Zonenpreismodell** (Netze und *NTC*'s) der Berücksichtigung der Import- und Export-Restriktionen. Mit Hilfe dieses Modells wird dann, unter Beachtung der grenzüberschreitenden Restriktionen, ebenfalls ein kostenoptimierter Kraftwerkseinsatz und Lastfluss berechnet.<sup>115</sup>

Ist die Periodenschleife fertiggestellt, wird für Bilanzerstellung sowie Gewinn- und Verlustrechnung ein essentieller **Jahresabschluss** durchgeführt. Hierbei werden Jahressummen ( $\text{CO}_2$ -Emissionen, Produktion etc.) und der Stromhandel ermittelt.<sup>115</sup>

---

<sup>115</sup> (Feichtinger, 2017)

<sup>116</sup> (Schüppel, 2014)

### 4.3.1 Börsenmodell (Europa als Kupferplatte)

Bei diesem Modell wird Europa als „Kupferplatte“ (physikalische Restriktionen der Übertragungsstruktur werden vernachlässigt) gesehen und abhängig von Nachfrage und Angebot ein Marktpreis einer gewissen Periode eines spezifischen Jahres eruiert. Hierfür wird eine Reihung aller Angebots- und Nachfragekraftwerke aufgrund des Preises aufsteigend (Angebotskurve) sowie absteigend (Nachfragekurve) durchgeführt.<sup>117</sup>

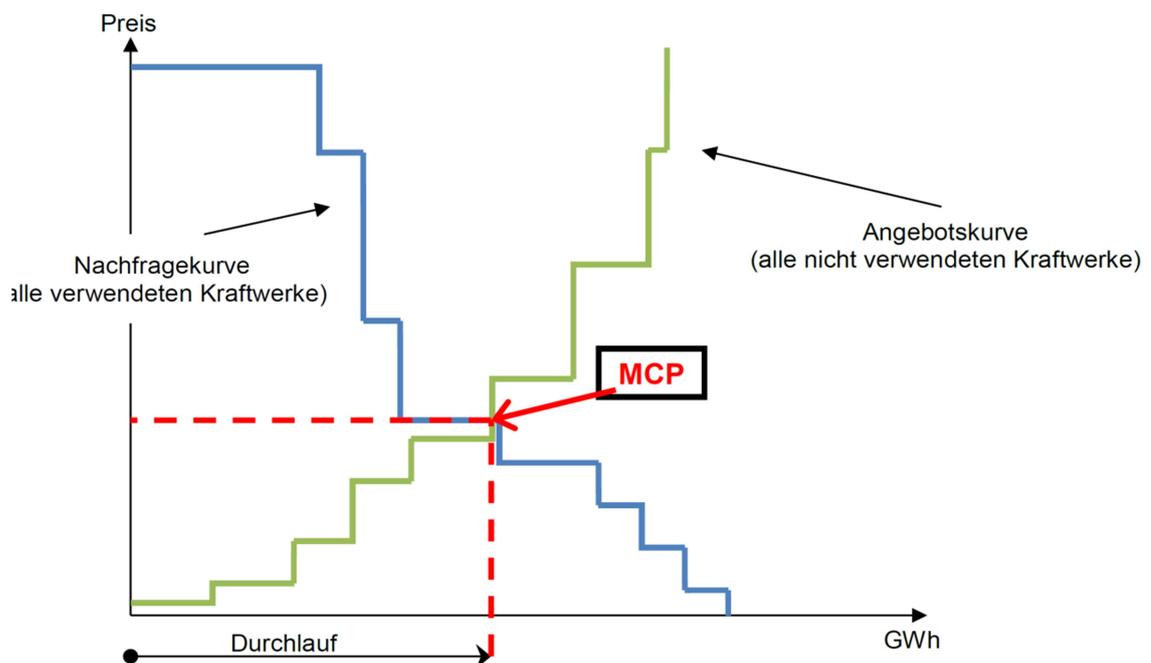


Abbildung 16: Schematische Darstellung des Gesamtmodells (MCP)<sup>117</sup>

Der Algorithmus, welcher in dieser Methode verwendet wird, nennt sich aufgrund der stufenförmigen Angebots- und Nachfragekurve Treppenalgorithmus. Dieser läuft, wie in Abbildung 16 dargestellt, von links nach rechts durch. Der durch den Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve ermittelte Market Clearing Price (MCP) definiert den optimalen Preis, zu welchem eine kostenoptimale (günstigste) Deckung des gesamteuropäischen Bedarfs erreicht wird.<sup>117</sup>

<sup>117</sup> (Feichtinger, 2017)

Bei der Festlegung der Angebots- und Nachfragekurve wird jedes Unternehmen „überprüft“, ob in diesem genügend verfügbare Kraftwerkskapazität zur Deckung des Kundenbedarfs vorhanden ist. Somit ergeben sich zwei Situationen:<sup>118</sup>

- Falls der **Bedarf vom Unternehmen gedeckt** werden kann, bildet sich wie links in Abbildung 17 ersichtlich, ein optimaler Preis  $P^*$  für ein bestimmtes Kraftwerk  $KWID^*$ . Die dargestellten Angebotskurven entsprechen den aufsteigend sortierten Angebotspreisen (**Merit Order**) der einem Unternehmen zugehörigen Kraftwerke. Für die Nachfragedeckung eingesetzte Kraftwerke, also die links der Bedarfskurve, sind in der unter Abbildung 16 dargestellten Nachfragekurve enthalten. Nicht für die Nachfragedeckung eingesetzte, jene rechts der Bedarfskurve, sind in derselben Abbildung in der Angebotskurve impliziert.<sup>118</sup>

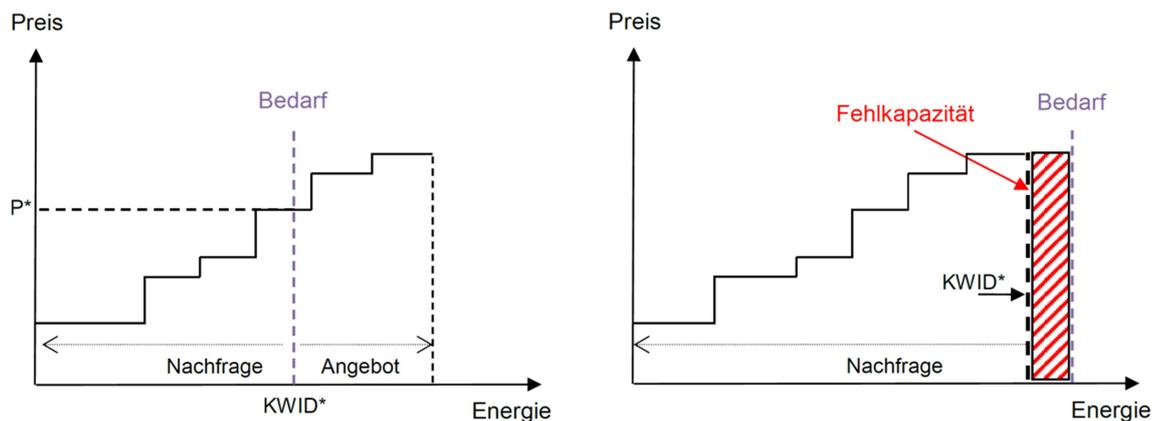


Abbildung 17: Angebots- und Nachfragekurve bei gedecktem (links) sowie ungedecktem Bedarf (rechts)<sup>118</sup>

- Wenn der **Bedarf nicht gedeckt** werden kann, ergibt sich die rechts in Abbildung 17 visualisierte Situation. Diese entsteht aufgrund dessen, dass das Unternehmen die zur Deckung des Bedarfs benötigten Kraftwerkskapazitäten nicht aufbringen kann. Die Fehlkapazität wird durch das teuerste Kraftwerk eines anderen Unternehmens gedeckt. Der Kapazitätspreis entsteht aus dem teuersten Kraftwerk und einem zusätzlichen Aufschlag, um den höchsten Preis für diese Energiemenge zu garantieren.<sup>118</sup>

<sup>118</sup> (Feichtinger, 2017)

### 4.3.2 Gesamtmarktmodell (Kupferplatte und Netze)

In diesem Modell wird ein wirtschaftlich kosteneffizienter Optimierungsansatz verfolgt. Es wird ein kostenoptimaler (günstigster) Kraftwerkseinsatz unter Beachtung einer gegebenen Produktions- (Kraftwerke), Übertragungs- sowie Verbrauchsstruktur, und ohne Berücksichtigung möglicher Marktrestriktionen, ermittelt.<sup>119</sup>

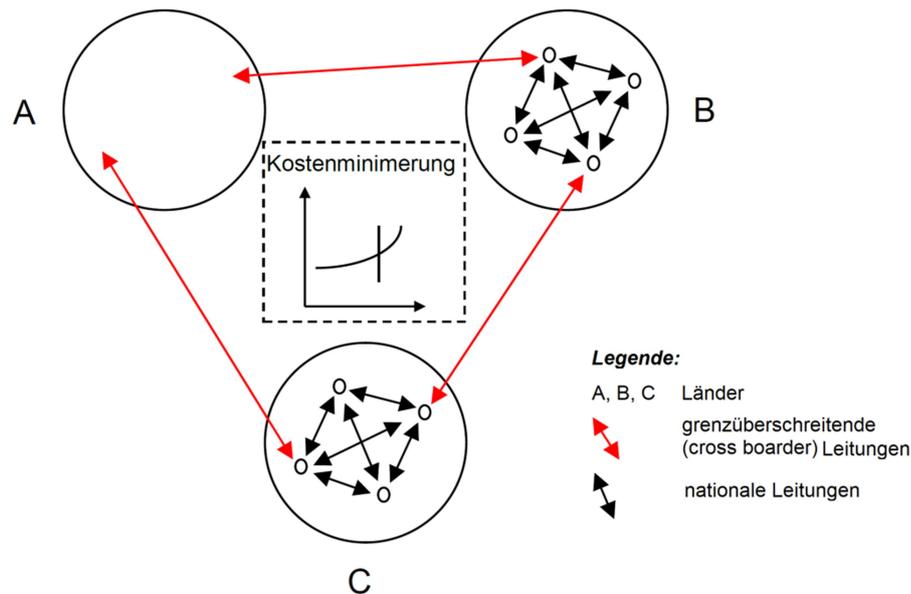


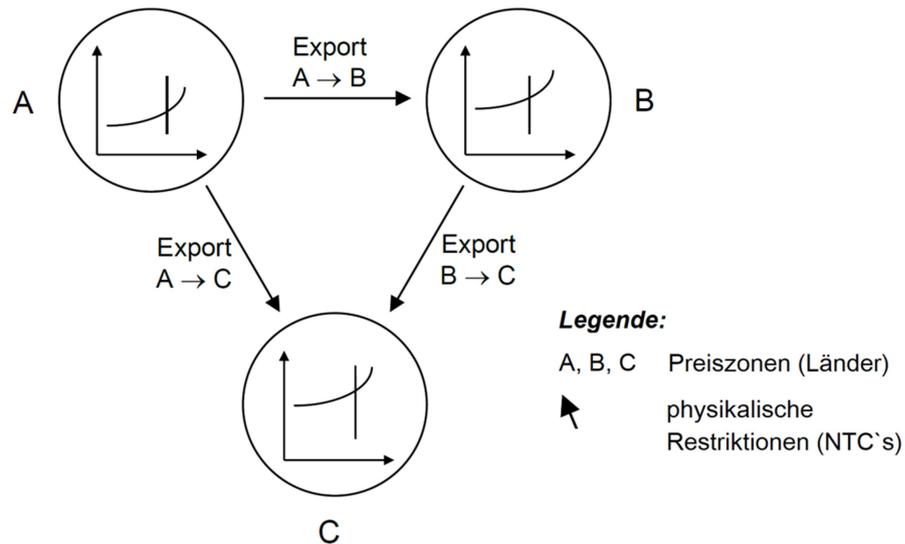
Abbildung 18: Schematische Darstellung des Gesamtmarktmodells<sup>119</sup>

Anhand der in Abbildung 18 visualisierten Konstellation wird nun mittels gegebener Verbraucher- und Produktionsstrukturen (Kraftwerke) und unter Beachtung der gegebenen nationalen sowie grenzüberschreitenden (cross boarder) Leitungen ein grenzüberschreitender kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz mit dem in ATLANTIS implementierten Optimierungsalgorithmus gefunden. Diese Ergebnisse stellen, unter Beachtung der physikalischen Netzrestriktionen, den günstigsten erreichbaren Kraftwerkseinsatz dar.<sup>119</sup>

### 4.3.3 Zonenpreismodell (Kupferplatten und NTC`s)

Dieses Modell beinhaltet einen „wohlfahrtsökonomischen“ Optimierungsansatz, in welchem für jedes Land (Markt) unter Beachtung von physikalischen Einschränkungen bei Importen und Exporten (Net Transfer Capacities) sowie der Angebots- und Nachfragekurve eine Nettostromexport- sowie -importmenge als auch der Markträumungspreis ermittelt werden.<sup>119</sup>

<sup>119</sup> (Feichtinger, 2017)

Abbildung 19: Schematische Darstellung des Zonenpreismodells<sup>120</sup>

Hierbei werden die Preiszonen einzeln als Kupferplatte mit jeweils einem Markt (Angebots- und Nachfragekurve) angesehen. Diese sind über die *NTC* untereinander verbunden. Ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz kann anhand der gegebenen physikalischen Restriktionen ermittelt werden. Hierbei kann zwischen den Preiszonen ein Handel aufkommen, welcher immer von der „günstigeren“ in die „teurere“ Preiszone durchgeführt wird. Die Funktionsdarstellung hierzu liefert Abbildung 19. In dieser ist ersichtlich, dass der Handel zwischen  $A \rightarrow B$ ,  $A \rightarrow C$  und  $B \rightarrow C$  unter Berücksichtigung der physikalischen Restriktionen bei Importen und Exporten (*NTC's*) stattfindet.<sup>120</sup>

#### 4.3.4 Redispatch-Zonenpreismodell (Netze und *NTC's*)

Um Leitungsabschnitte vor Überlast zu schützen, kann ein Eingriff in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken erfolgen (Redispatch). Besteht die Möglichkeit eines auftretenden Engpasses an einer bestimmten Netzstelle, erfolgt an Kraftwerke die Anweisung, ihre Einspeisung zu verringern (diesseits des Engpasses) oder zu erhöhen (jenseits des Engpasses).<sup>121</sup>

Dieses Modell entspricht einer Erweiterung des unter Kapitel 4.3.2 erwähnten Gesamtmarktmodells. Beim Redispatch-Zonenpreismodell wird ein kostenoptimierter Ansatz verfolgt, mittels dessen ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt wird. Hierfür werden die vorhandenen Produktions- (Kraftwerke), Verbrauchs- sowie Übertragungsstrukturen (Leitungen) berücksichtigt.<sup>120</sup>

<sup>120</sup> (Feichtinger, 2017)

<sup>121</sup> (Bundesnetzagentur Deutschland, 2018)

Wie in Abbildung 20 dargestellt, erfolgt der nationale Redispatch immer innerhalb eines Landes, der internationale immer zwischen zwei Ländern. Bei auftretenden Netzengpässen wird ein kostenminimaler Redispatch im Simulationsprogramm ATLANTIS angestrebt. Unter Berücksichtigung der *NTC's* werden die Netto-Exporte pro Land vom Zonenpreismodell wie unter Kapitel 4.3.3 berechnet und werden als neue Bedingungen im Redispatch-Zonenpreismodell berücksichtigt.<sup>122</sup>

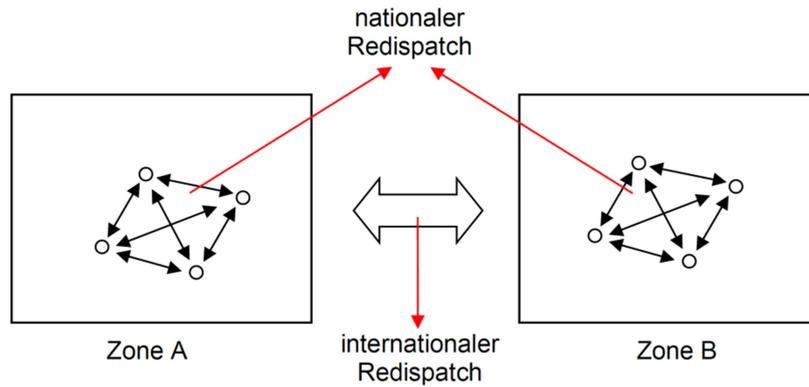


Abbildung 20: Internationaler vs. nationaler Redispatch<sup>122</sup>

---

<sup>122</sup> (Feichtinger, 2017)

## 4.4 Methoden zur Berechnung von Lastflüssen

Um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, sind Daten über die physikalische bzw. über die tatsächliche Auslastung der einzelnen Elemente des Netzes von essentieller Bedeutung. Diese sind vonnöten, da durch ein überlastetes Netzelement ein unerlaubter Netzzustand entsteht und somit die Möglichkeit besteht, den Ausfall eines Netzelementes, zum Beispiel einer Leitung oder eines größeren Netzgebietes, zu verursachen.<sup>123</sup>

Somit ist es für die Netzstabilität von essentieller Wichtigkeit, die Lastflüsse der einzelnen Elemente im gesamten Netzsystem zu kennen bzw. diese zu berechnen. Unterschieden wird zwischen zwei Berechnungsmethoden, der AC-Lastflussrechnung und der DC-Lastflussrechnung.<sup>123</sup>

Die in diesem Kapitel verwendeten Darstellungen bzw. Formeln gelten bei einphasiger Betrachtung. Bei dreiphasigen Netzen gilt eine analoge Vorgangsweise.

### 4.4.1 AC-Lastflussrechnung

Die AC-Lastflussrechnung entspricht einer realen Darstellung der Vorgänge im Übertragungsnetz, wenn Daten der Erzeuger sowie der Verbraucher, wie zum Beispiel Blind- und Wirkleistung, bekannt sind. Ebenso stellt die Ermittlung und Darstellung von Blind- und Wirklastflüssen einen Vorteil dieser Methode dar.<sup>123</sup>

Von Nachteil bei der AC-Lastflussrechnung ist deren hoher Rechenaufwand. Dieser ergibt sich durch die zur Lösung notwendige iterative Berechnung aufgrund eines **nichtlinearen Gleichungssystems**.<sup>123</sup>

In den meisten Fällen sind jedoch **schnelle Simulationsergebnisse durch kürzere Rechenzeiten** gewollt, die mittels gewissen Vereinfachungen der AC-Lastflussberechnung und Akzeptanz der infolgedessen auftretenden marginalen Minderungen der Akribie erreicht werden.<sup>123</sup>

---

<sup>123</sup> (Nacht, 2010)

Durch folgende Vereinfachungen wird eine **Linearisierung der AC-Lastflussrechnung** erreicht:<sup>124</sup>

- Mittels der Annahme eines „**ebenen Spannungsprofils**“ ergeben sich für das gesamt-betrachtete Netz Knotenspannungen, die vom Betrag her gleich groß sind.<sup>124</sup>

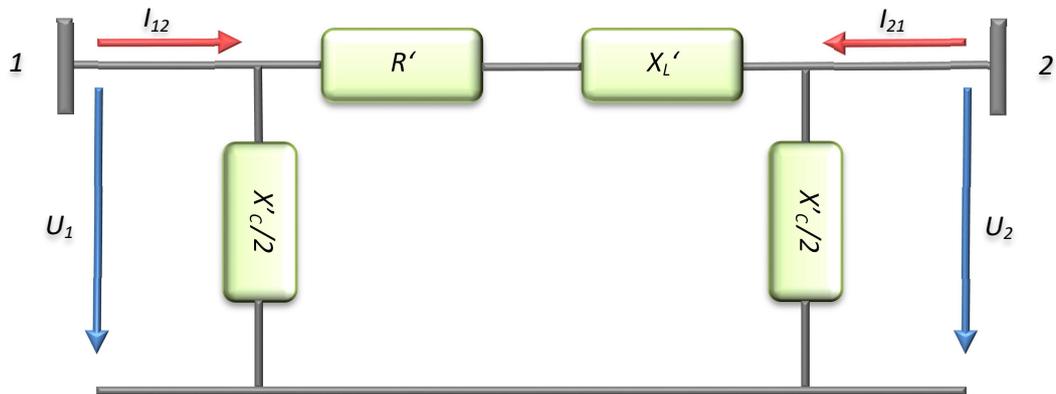


Abbildung 21:  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer AC-Leitung ohne Simplifizierungen<sup>124</sup>

Die in Abbildung 21 ersichtlichen physikalischen Parameter sind in Tabelle 5 definiert:

PARAMETER	BEZEICHNUNG	DIMENSION
$R'$	ohmscher Widerstandsbelag	$\Omega/\text{km}$
$X_L'$	Reaktanzbelag (induktiv)	$\Omega/\text{km}$
$X_C'$	Reaktanzbelag (kapazitiv)	$\text{nF}/\text{km}$
$U_1$	Spannungsebene Knoten 1	kV
$U_2$	Spannungsebene Knoten 2	kV
$I_{12}$	Strom von Knoten 1 zu Knoten 2	A
$I_{21}$	Strom von Knoten 2 zu Knoten 1	A

Tabelle 5: Definition der bei der AC-Lastflussrechnung verwendeten physikalischen Parameter

Somit ergibt sich für die Nennspannung der jeweiligen Spannungsebene:<sup>124</sup>

$$U_{NENN} = U_1 = U_2 = 1 \text{ p.u.} \quad (11)$$

$U_{NENN}$  Nennspannung in p.u.

<sup>124</sup> (Nacht, 2010)

- Bei der Lastflussrechnung kann die **Vernachlässigung der Blindleistungsübertragung** erfolgen, wenn angenommen wird, dass die an einem Knoten benötigte Blindleistung an einem der benachbarten Knoten, oder exakt an diesem erzeugt wird. Bei der AC-Lastflussrechnung müssten aufgrund der fehlenden Informationen bezüglich des Blindleistungsbedarfs der singulären Knoten Annahmen getroffen werden, die bei der Berechnung wiederum Minderungen der Akribie nach sich ziehen würden.<sup>125</sup>

$$Q_{12} = 0 \tag{12}$$

$Q_{12}$  Blindleistungsfluss Leitung in MVar

Bei Betrachtung der in Abbildung 22 dargestellten drei Leistungsarten im sinusförmigen AC-Übertragungsnetz, kann für vernachlässigte Blindleistungsübertragung, eine weitere wesentliche Simplifizierung des in ATLANTIS implementierten DC-OPF-Algorithmus veranschaulicht werden:<sup>125</sup>

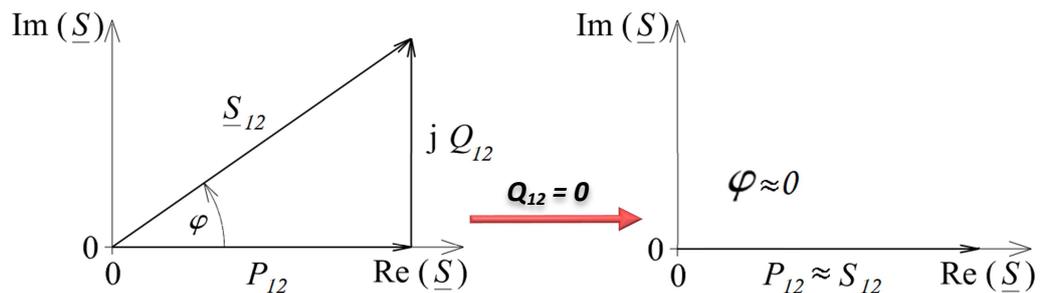


Abbildung 22: Zusammenhang der Leistungen ohne und mit Vernachlässigung der übertragenen Blindleistung<sup>125</sup>

$\varphi$  Phasenverschiebung in Grad

Die komplexe Scheinleistung, ihr imaginärer Anteil, die sogenannte Blindleistung sowie ihr Realteil, die Wirkleistung, definieren sich ohne Blindleistungsfluss zwischen zwei Netzknoten bzw. in der Leitung wie folgt:<sup>125</sup>

$$\underline{S}_{12} = U \cdot I \tag{13}$$

$$Q_{12} = U \cdot I \cdot \underbrace{\sin \varphi}_{\approx 0} \approx 0 \Rightarrow \varphi \approx 0 \tag{14}$$

<sup>125</sup> (Nacht, 2010)

$$P_{12} = U \cdot I \cdot \underbrace{\cos \varphi}_{\approx 1} \approx U \cdot I \quad (15)$$

Unter Berücksichtigung der Gleichungen (13), (14) und (15) ergibt sich folgender Zusammenhang zwischen übertragener Schein- und Wirkleistung:<sup>126</sup>

$$\underline{S}_{12} = P_{12} + j \underbrace{Q_{12}}_{\approx 0} \approx \sqrt{P_{12}^2 + \underbrace{Q_{12}^2}_{\approx 0}} \approx S_{12} \Rightarrow \mathbf{P}_{12} \approx \mathbf{S}_{12} \quad (16)$$

Wie hier mittels Gleichung (16) dargestellt, entspricht, durch die Annahme der vernachlässigten Blindleistungsübertragung bei der DC-Lastflussrechnung, die übertragene Scheinleistung der übertragenen Wirkleistung.<sup>126</sup>

- Eine **Vernachlässigung der Wirkleistungsverluste entlang der Leitung** erfolgt aufgrund dessen, dass bei Hochspannungsleitungen der ohmsche Widerstand  $R'$  viel kleiner ist, als der induktive Reaktanzbelag  $X_L'$ . Daher können der ohmsche Widerstand und in- folgedessen die durch ihn hervorgerufenen Wirkleistungsverluste der Leitung vernach- lässigt werden.<sup>126</sup>

$$\frac{X_L'}{R'} \gg \Rightarrow R' \rightarrow 0 \quad (17)$$

$$P'_{VERLUST} = I^2 \cdot \underbrace{R'}_{\approx 0} \Rightarrow P_{VERLUST}' \approx P_{VERLUST} \approx 0 \quad (18)$$

$P'_{VERLUST}$  spezifische Wirkleistungsverluste in MW/km

$P_{VERLUST}$  Wirkleistungsverluste in MW

- Die Annahme eines **sehr kleinen Leitungsspannungswinkels** vereinfacht den Sinus des Winkels auf dessen Radiant-Wert:<sup>126</sup>

$$\theta \rightarrow 0 \Rightarrow \sin \theta \approx \theta \approx 0 \quad (19)$$

$$\theta \rightarrow 0 \Rightarrow \cos \theta \approx 1 \quad (20)$$

$\theta$  Leitungsspannungswinkel in Grad

<sup>126</sup> (Nacht, 2010)

## 4.4.2 DC-Lastflussrechnung

Mittels Einhaltung der unter Kapitel 4.4.1 erwähnten Vereinfachung bzw. mit Hilfe dieser durchgeführten Linearisierung ergibt sich die DC-Lastflussrechnung, nach deren Prinzip der in ATLANTIS implementierte DC-OPF-Simulationsalgorithmus arbeitet. Kurz zusammengefasst beinhaltet dieser Algorithmus folgende Simplifizierungen:<sup>127</sup>

- Keine Berücksichtigung der Netzverluste ( $R \approx 0 \rightarrow P_{VERLUST} \approx 0$ )
- Keine Berücksichtigung der übertragenen Blindleistungen ( $Q_{12} \approx 0$ )
- Sehr kleine Leitungsspannungswinkel entlang einer Leitung ( $\theta \approx 0$ )
- Die Gesamtheit der Netzknoten einer Spannungsebene besitzt eine exakt gleich hohe Spannung ( $U_{NENN} = U_1 = U_2 = 1 \text{ p.u.}$ )

Unter dem Aspekt der **Vernachlässigung der Netzverluste**, ergibt sich folgender mathematischer Zusammenhang:<sup>127</sup>

$$Z = \sqrt{\underbrace{R^2}_{\approx 0} + X_L^2} \Rightarrow Z \approx X_L \quad (21)$$

Z                                      Leitungslängsimpedanz                                      in  $\Omega$

Somit kann die Aussage getroffen werden, dass die Leitungsimpedanz nur über die simulationsrelevante Längsreaktanz (induktiv) und nicht auch über den ohmschen Wirkwiderstand modelliert wird.<sup>127</sup>

Die Aussage, dass der **Sinus des Leitungsspannungswinkels seinem Radiant entspricht**, gilt nur für sehr kleine Winkel ( $\sin \theta \approx \theta$ ). Hierbei muss zwischen zwei Auslastungszuständen des Übertragungsnetzes unterschieden werden:<sup>127</sup>

- Bei **geringer Auslastung** des Übertragungsnetzes ist die Spannungswinkeldifferenz zwischen zwei mittels Leitung verbundenen Knoten sehr gering, da diese einen Indikator für den Lastfluss bzw. den Auslastungsgrad der Übertragungsleitung darstellt.<sup>127</sup>

---

<sup>127</sup> (Nacht, 2010)

- Falls eine **starke Leitungsauslastung** herrscht bzw. der Auslastungsgrad des Netzes groß ist, entsteht zwischen den Netzknoten eine adäquat der Auslastung höhere Winkeldifferenz. Selbst in diesem Fall liegt der Fehler durch die Linearisierung des Winkels bei maximal möglicher Winkeldifferenz unter 5 %. Anhand dessen wird ersichtlich, dass sich kein bedeutender Fehler durch die angenommenen Vereinfachungen der DC-Lastflussrechnung, verglichen mit der AC-Lastflussrechnung, ergibt.<sup>128</sup>

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die DC-Lastflussrechnung, welche in ATLANTIS durch den implementierten DC-OPF-Algorithmus zum Einsatz kommt, aufgrund der im Simulationsalgorithmus verwendeten Simplifikationen das reale AC-Übertragungsnetz wie ein Gleichstromnetz behandelt. Für die DC-Lastflussberechnung werden aufgrund der Vernachlässigung der übertragenen Blindleistung wie in Gleichung (16) ersichtlich, reine Wirkleistungen herangezogen. Verglichen mit der AC-Lastflussrechnung, liefert die **DC-Lastflussrechnung schneller Simulationsergebnisse durch kürzere Rechenzeiten, bei nur minimalen bzw. irrelevanten Genauigkeitseinbußen.**<sup>128</sup>

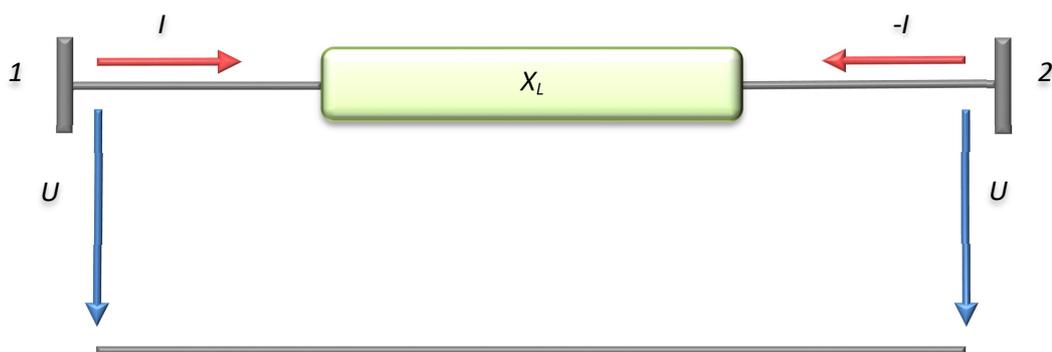


Abbildung 23: Ersatzschaltbild einer Leitung zwischen zwei Netzknoten nach Simplifizierungen für die DC-Lastflussberechnung<sup>128</sup>

Die in Abbildung 23 ersichtlichen physikalischen Parameter sind in Tabelle 6 definiert:

PARAMETER	DEFINITION	DIMENSION
$X_L$	Längsreaktanz (induktiv)	$\Omega$
$U$	Spannungsebene der Netzknoten	p.u.
$I$	Leitungsstrom	A

Tabelle 6: Definition der bei der DC-Lastflussrechnung verwendeten physikalischen Parameter

<sup>128</sup> (Nacht, 2010)

## 4.5 Daten-Visualisierung mit VISU

Der gesamte Planungsprozess bei der Netzentwicklung ist eine zeitintensive sowie komplexe Aufgabe. Um diesen aufwändigen Prozess mit der Simulationsumgebung ATLANTIS zu vereinfachen, wurde ein Visualisierungstool mit dem Titel VISU entwickelt. Mit Hilfe dieses Tools ergeben sich eine Reihe von Möglichkeiten, komplexe Simulationsergebnisse einfach darzustellen.<sup>129</sup>

Abbildung 24 zeigt die Darstellung der Stammdaten mittels **Google Earth**:

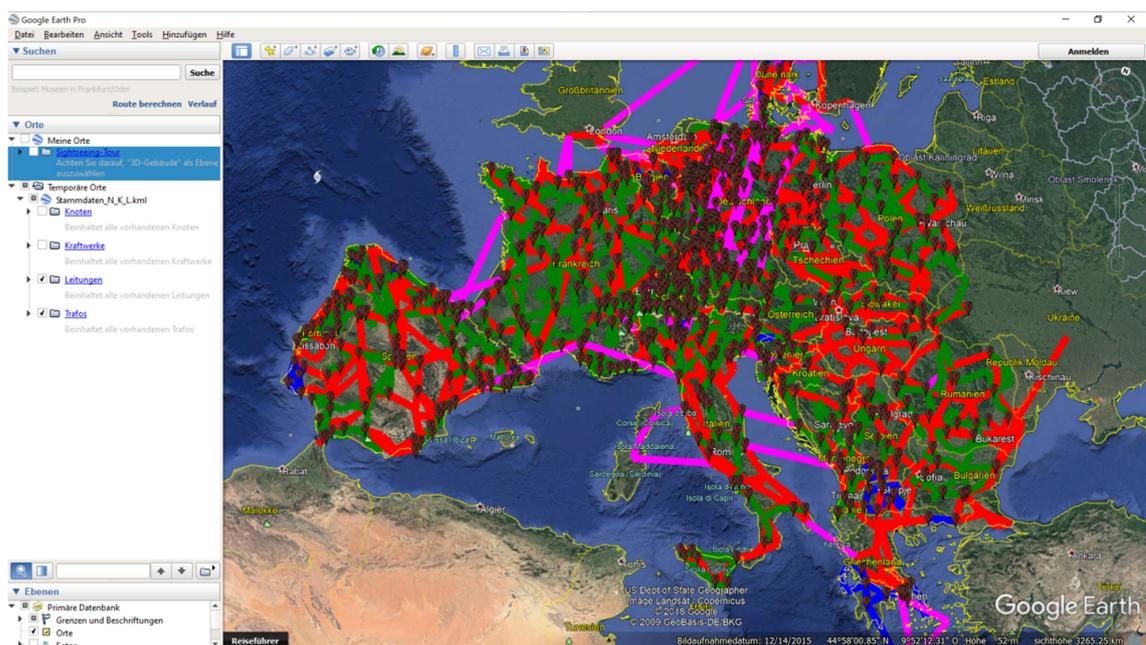


Abbildung 24: Stammdaten inklusive Leitungen und Transformatoren mittels VISU dargestellt (Google Earth KML-Datei)<sup>129</sup>

Die Basisillustration von VISU beinhaltet eine allgemeine Visualisierung, ähnlich einem Layout Plan, inklusive Darstellung der Kraftwerke, des Übertragungsnetzes und der regionalen Netzknoten, welche auch den Verbrauch bzw. die Nachfrage repräsentieren. Um diese Basisillustration zu erhalten, können die Parameter der Netzkomponenten schon **vor einer Simulation** (Stammdaten) zu einer sogenannten, wie in Abbildung 25 ersichtlichen SharpMap und einer Google Earth kompatiblen KML-Datei, wie in Abbildung 24 dargestellt, **von Hand** exportiert werden. Dies ist deshalb von Vorteil, da direkt nach der Implementierung der Parameter einzelner Projekte bzw. Teilprojekte in die Datenbank, eine visuelle Kontrolle vor der eigentlichen Simulation auf erste Richtigkeit dieser, zum Beispiel bezüglich Lage (Koordinaten) der Netzkno-

<sup>129</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

ten oder der genauen Leitungs- sowie Transformatoranbindungen zu den Netzknoten, durchgeführt werden kann.<sup>130</sup>

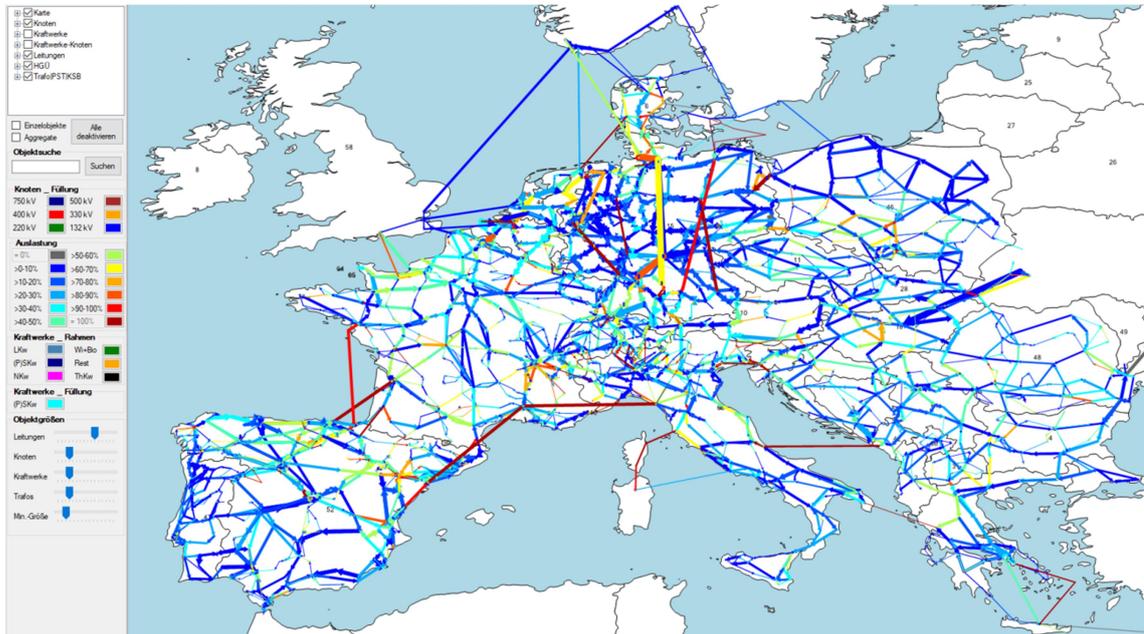


Abbildung 25: Szenariodaten inklusive Netzknoten, Leitungen und Transformatoren mittels VISU dargestellt (SharpMap)<sup>130</sup>

Der zwischen ATLANTIS und VISU stattfindende Datenaustausch basiert auf Textdateien. Alle notwendigen Daten werden von ATLANTIS **während des Simulationsablaufes** erstellt und anschließend exportiert. Diese exportierten Dateien (Szenariodaten) werden von VISU eingelesen und können nun grafisch auf zwei unterschiedliche Arten dargestellt werden. Grundsätzlich lässt sich der Ablauf von VISU wie in Abbildung 26 darstellen:<sup>131</sup>

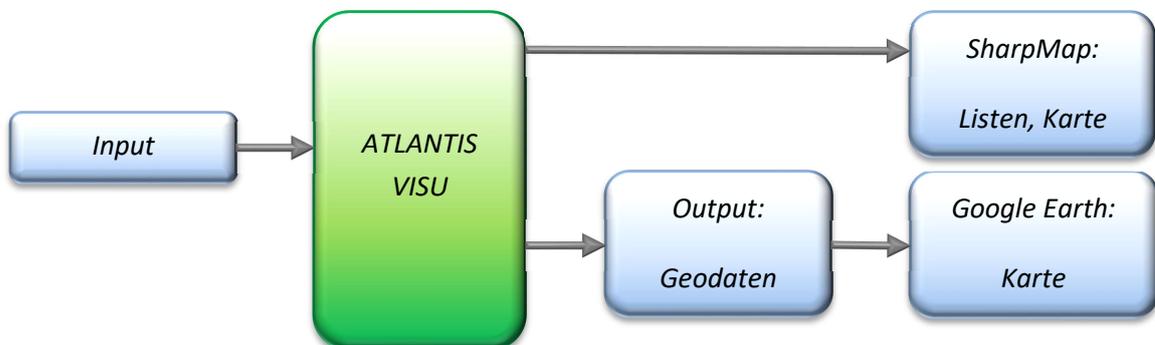


Abbildung 26: Programmablauf VISU<sup>131</sup>

<sup>130</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

<sup>131</sup> (Feichtinger, 2017)

Die aktualisierten Daten der Netzelemente können nun wieder je nach Belieben des Benutzers mit Hilfe des Importes in Google Earth der zuvor mittels VISU exportierten Datei, visuell dargestellt werden, oder mittels gewählter Anzeigeform SharpMap direkt grafisch abgebildet werden.<sup>132</sup>

Das europäische Übertragungsnetz mit all seinen Netzelementen bzw. deren Parametern lässt sich somit bildhaft darstellen bzw. einfach veranschaulichen.<sup>132</sup>

### 4.5.1 Gegenüberstellung der beiden Visualisierungsarten

Die Abbildungen via Google Earth sowie mittels SharpMap erlauben das Ein- bzw. Ausblenden der einzelnen Netzelemente, wie zum Beispiel Leitungen, Netzknoten sowie Transformatoren, in deren Darstellungen.<sup>132</sup>

Der Vorteil der Abbildung mittels **Google Earth** liegt in dessen vielen Bearbeitungsmöglichkeiten. So ist die Suchfunktion umfangreicher und es können mit dessen Hilfe Ortschaften bzw. geografische Punkte einfach gefunden werden. Ebenso zeigt das Satellitenbild, wo sich bereits Umspannwerke (Transformatoren) oder andere relevante Netzelemente befinden. Die Koordinaten dieser können direkt ausgelesen werden. Anhand der permanenten Online-Verbindung zum Google Server wird immer aktuellstes Kartenmaterial verwendet. Jedoch wird eine Internetverbindung vorausgesetzt und Darstellungen mit Rechnern, die offline sind, können nicht realisiert werden, was sich als Nachteil erweist.<sup>132</sup>

Darstellungen mittels **SharpMap** haben den Vorteil, dass die einzelnen Leitungsauslastungen genau ersichtlich sind, was mittels Farbcodierung proportional dem Auslastungsgrad visualisiert wird. Ebenso übersichtlicher werden sich überlagernde Netzknoten dargestellt. Diese weisen bei der Visualisierung mittels SharpMap eine der Spannungsebene entsprechende Farbcodierung auf (dunkelblau entspricht 750 kV, rot entspricht 380/400 kV, gelb entspricht 330 kV, grün entspricht 220 kV, blau entspricht 110/132 kV). Auch die Leitungsauslastung sowie Leistungsflussrichtung wird nach erfolgreich abgeschlossener Simulation in der SharpMap-Darstellung mittels Pfeilen und einer dem Auslastungsgrad proportionalen Farbcodierung übersichtlich visualisiert.<sup>132</sup>

---

<sup>132</sup> (Feichtinger, 2017)

**Zusammengefasst** bedeutet das, dass die geografischen Gegebenheiten (Länder, Ortschaften, Koordinaten etc.) besser unter Verwendung von Google Earth ersichtlich sind und die technischen Zusammenhänge (Sammelschienen, Spannungsebene der Netzknoten, Leitungen an Netzknoten, Leitungsauslastungen, Kraftwerkeinsatz etc.) besser mittels SharpMap-Darstellung visualisiert werden.<sup>133</sup>

---

<sup>133</sup> (Feichtinger, 2017)

## 5 Analyse der Simulationsergebnisse

Die durch den zukünftigen Netzausbau bzw. –umbau auftretenden Änderungen des europäischen Übertragungsnetzes werden anhand der Simulationsergebnisse analysiert. Hierbei wird in diesem Kapitel auf einzelne Projektergebnisse wie Engpassbeseitigungen, Änderungen der Übertragungskapazitäten, Lastflussverschiebungen etc. eingegangen. Auch werden zukünftige Änderungen bei Kraftwerkstechnologien, die Netzanpassungen erfordern, hinsichtlich produzierter Energie, installierter Leistung und der Kohlendioxidemissionen dargestellt.

Das abgedeckte Simulationsgebiet ist in Abbildung 27 ersichtlich. Der verwendete Simulationszeitraum erstreckt sich vom Basisjahr 2006 bis ins Jahr 2050.

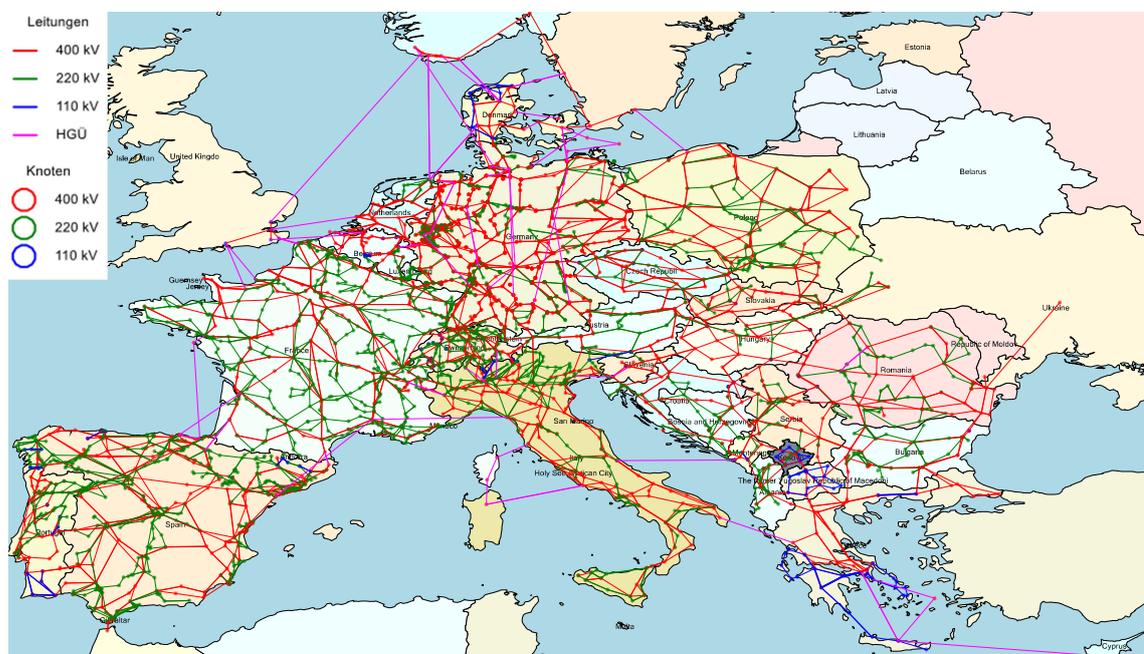


Abbildung 27: Simulationsgebiet<sup>134</sup>

Das mittels ATLANTIS<sup>135</sup> zu simulierende Gebiet umfasst im HVAC-Spannungsbereich von 110 kV, 220 kV, 330 kV sowie 380 kV und 400 kV als auch im HVDC-Bereich folgende Komponenten des europäischen Übertragungsnetzes:

- rund 4.000 Netzknoten in den Nationalstaaten bzw. Ortschaften
- rund 6.500 Leitungen
- rund 1.500 Transformatoren (inkl. Phasenschiebertransformatoren)
- über 25.000 Kraftwerke

<sup>134</sup> Kapitel 4.5: Daten-Visualisierung mit VISU

<sup>135</sup> (Stigler, Bachhiesl, Nischler & Feichtinger, 2015)

Ebenso sind diverse Kurzschlussbügel, die durch Einbringung zwischen gewissen Netzknoten diese über einen Kurzschluss miteinander verbinden, im Modell enthalten. Diese sind auch auf den neuesten Stand gebracht worden. Die Parameter der Datenbanken für Netzknoten, Leitungen, grenzüberschreitende Austauschleistungen und für Transformatoren sind im Zuge dieser Masterarbeit aktualisiert, und die Daten des vorhandenen Kraftwerksbestands übernommen worden. Ausgewählte Ergebnisse einer Simulation, basierend auf den Überarbeitungen des Übertragungsnetzes, werden nachfolgend genauer betrachtet.

## 5.1 Engpassbeseitigung durch Bau einer 320 kV HVDC-Freileitung

Dieses TYNDP-Teilprojekt mit der Projektnummer 21 (Teilprojektnummer: 55, PCI Projektnummer 2.5.1<sup>136</sup>) beinhaltet den Bau einer **grenzüberschreitenden 320 kV HVDC-Doppelleitung zwischen Frankreich und Italien**, welche im Jahr 2019 in Betrieb gehen soll. Es wird das Umspannwerk in Grande Ile (Frankreich) mit dem in Piosasco (Italien), über einen Trassenverlauf (siehe Abbildung 28) der Länge von 190 km und Leitungskapazitäten in der Höhe von 2x 600 MW, verbunden. Das Projekt zielt darauf ab, die Leitungskapazität der italienischen Nordgrenze zu erhöhen, um den Zugang der italienischen Halbinsel zum europäischen Strommarkt zu verbessern. Es begünstigt die Integration von nördlicher gelegener Energieerzeugung aus Erneuerbaren Quellen<sup>137</sup> bei hohem, elektrischem Energiebedarf in Italien (gilt als Importland). Aus diesem Grund wird dieser Grenzübergang, im Allgemeinen die gesamte italienische Nordgrenze, bei hohem Bedarf von elektrischer Energie hauptsächlich für den Energieimport in Richtung Italien genutzt.<sup>138</sup>

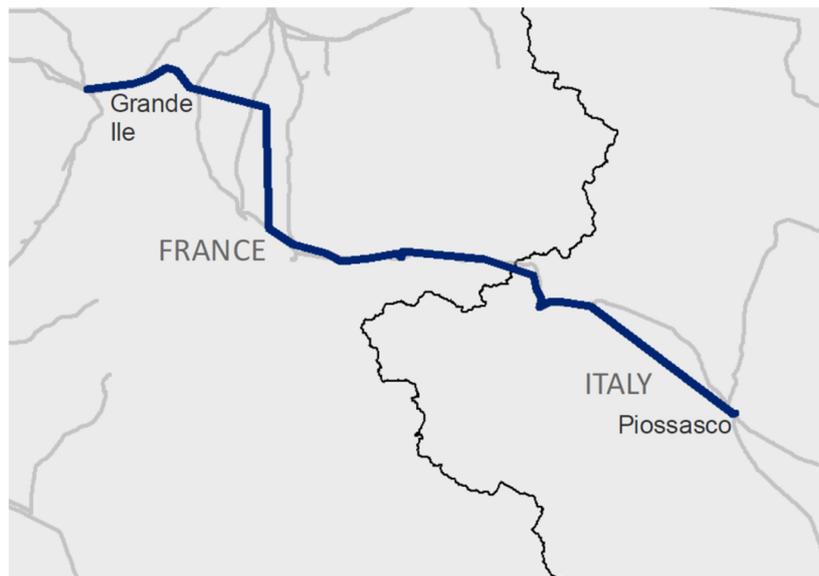


Abbildung 28: Trassenverlauf der HVDC-Leitung zwischen Frankreich und Italien<sup>136</sup>

Bei dem in Abbildung 29 dargestellten Grenzgebiet wurde der Jänner des Jahres 2018 betrachtet. Hier zeigt sich die hohe Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen recht deutlich. Die existente 165 km lange **400 kV AC-Doppelleitung** weist eine maximale Leitungskapazität

<sup>136</sup> (Europäische Kommission, 2018e)

<sup>137</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>138</sup> (ENTSO-E, 2018c)

von 2x 871 MW auf und ihr Lastfluss vom Umspannwerk in Albertville (Frankreich) zu dem in Rondissone (Italien) beträgt 2x 822,1 MW. Somit ergibt sich für diese Doppelleitung eine Leitungsauslastung von 94,38 %, was nahe am Engpass ist.

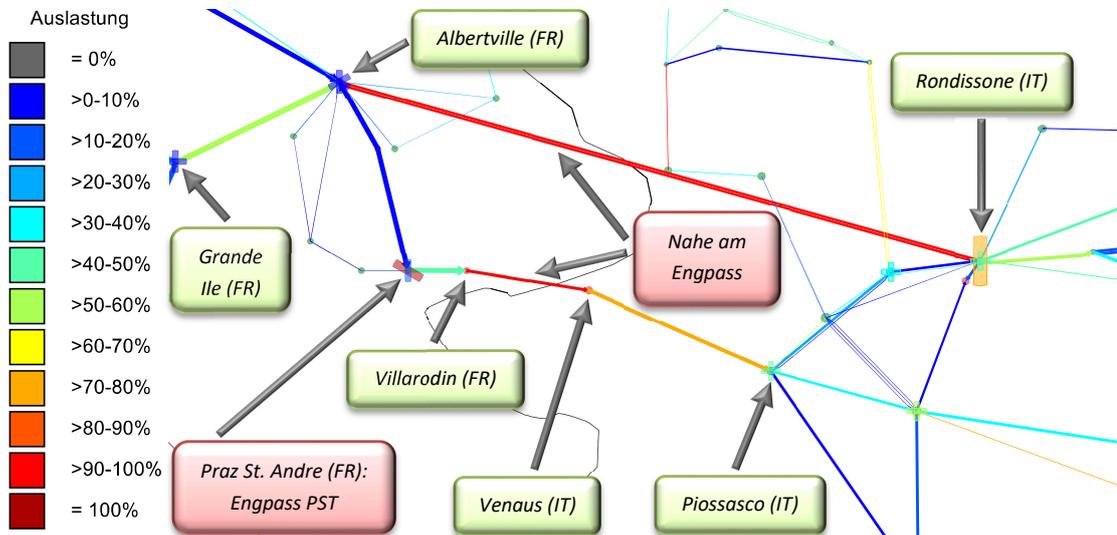


Abbildung 29: Hohe Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Frankreich und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke, 2018)

Die zweite grenzüberschreitende Übertragungsleitung weist auch eine AC-Spannungsebene von 400 kV auf. Jedoch handelt es sich bei dieser, wie in Abbildung 29 ersichtlich, nicht um eine Doppel-, sondern um eine Einzelleitung, welche eine Länge von 28,64 km hat. Die maximale Leitungskapazität beträgt 1071 MW. Ihre aktuell vom Netzknoten in Villarodin (Frankreich) zu dem in Venaus (Italien) transportierte Leistung hatte im Jänner des Jahres 2018 eine Höhe von 972 MW, was zu einem Auslastungsgrad dieser Leitung von 90,81 % führt. Der ihr auf französischer Seite zur grenzüberschreitenden Lastflussregulierung vorgeschaltete Phasenschiebertransformator bildet einen Engpass auf dieser Leitungsstrecke. Seine maximal übertragbare Leistung beträgt 826,32 MW und er weist im Jänner des Jahres 2018 einen Auslastungsgrad von 100 % auf.

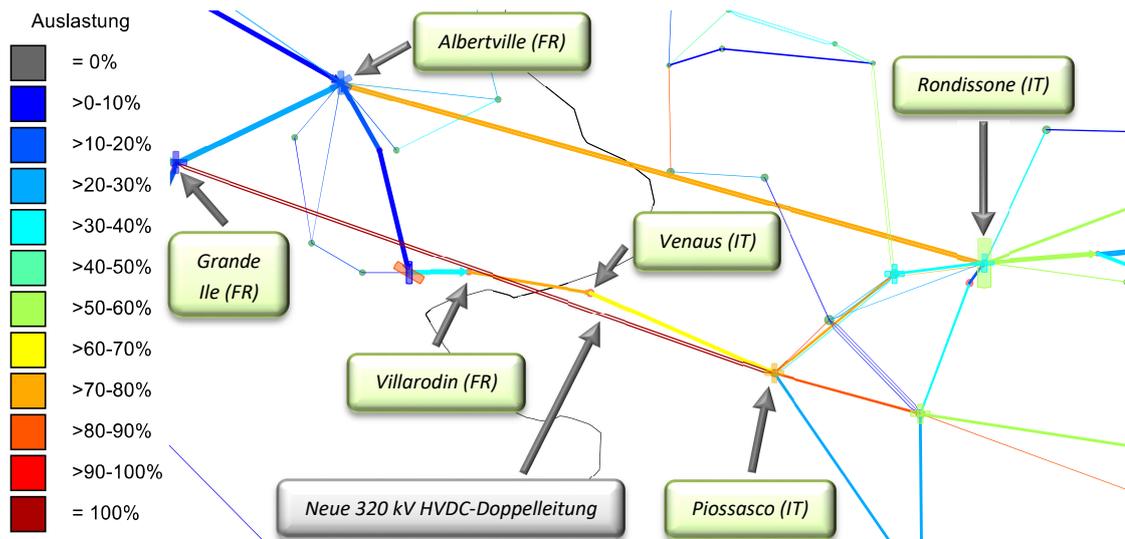


Abbildung 30: Grenzüberschreitende Kapazitätserhöhung durch neue HVDC-Leitung zwischen Frankreich und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke, 2019)

In Abbildung 30, welche dasselbe Grenzgebiet zwischen Frankreich und Italien für den Jänner des Jahres 2019 darstellt, ist die im Jahr 2019 neu in Betrieb genommene **grenzüberschreitende 320 kV HVDC-Doppelleitung** visualisiert. Es wird das Umspannwerk in Grande Ile (Frankreich) mit dem in Piossasco (Italien), über einen Trassenverlauf von 190 km Länge, und Leitungskapazitäten in der Höhe von 2x 600 MW, verbunden. Der Auslastungsgrad der HVDC-Doppelleitung beträgt 100 %, was zu einer Entlastung der grenzüberschreitenden 400 kV AC-Übertragungsleitungen führt. Die 400 kV AC-Doppelleitung weist nun einen Lastfluss in der Höhe von 674 MW von Albertville (Frankreich) nach Rondissone (Italien) auf. Dies entspricht einer Leitungsauslastung von 75,18 %. Für die 400 kV Einzelleitung ergibt sich ein Lastfluss von Villarodin (Frankreich) nach Venaus (Italien) von 836,76 MW, was einem Auslastungsgrad dieser Übertragungsleitung von 78 % entspricht. Bei dem zuvor überlasteten Phasenschiebertransformator stellt sich eine Auslastung von circa 80 % ein.

Abbildung 31 zeigt die Lastflussänderungen aufgrund der Inbetriebnahme der neuen HVDC-Doppelleitung. Die ersichtlichen grünen Pfeile entsprechen einer Verringerung oder Umkehr des Lastflusses, die orangen einer Lastflusserhöhung. Grau dargestellte Pfeile visualisieren einen gleichbleibenden Lastfluss oder die neue HVDC-Doppelleitung, die im Jahr 2018 noch nicht in Betrieb war. Es kann anhand der in der Legende verwendeten Farbdarstellungen keine Aussage über die Höhe der Lastflussdifferenzen getroffen werden. Die ersichtlichen roten Pfeile symbolisieren die Strecke der richtungsgleichen Lastflusserhöhung aufgrund der neuen HVDC-Doppelleitung. Es zeigt sich, dass der Leitungskorridor, in dem sich die neue Leitung

befindet, davor auf der französischen sowie danach auf der italienischen Seite, eine Erhöhung des Lastflusses erfährt. Genauer gesagt wird von nordwestlicher Richtung über Lyon in Frankreich der Lastfluss erhöht und in Italien in Richtung Turin, Mailand und Genua in südöstliche Richtung transportiert. Die restlichen grenzüberschreitenden Leitungen in diesem Gebiet werden aufgrund dessen entlastet.

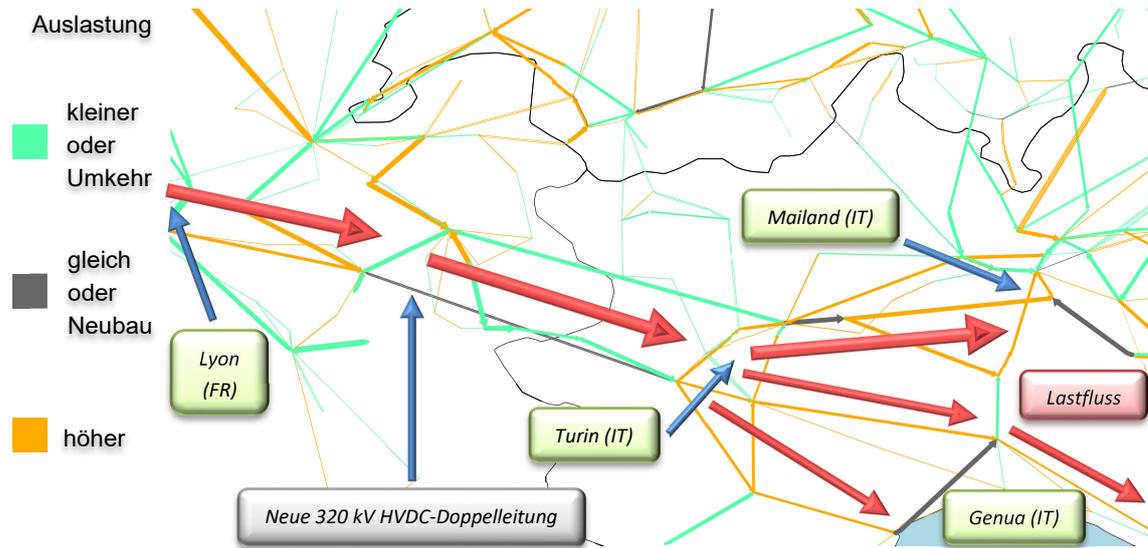


Abbildung 31: Lastflussverteilung aufgrund neuer HVDC-Leitung zwischen Frankreich und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke, 2018 vs. 2019)

Aufgrund der Inbetriebnahme der neuen HVDC-Leitung im Jahr 2019 wurde die Leitungskapazität in diesem Grenzgebiet erhöht und die anderen grenzüberschreitenden Leitungen in diesem Areal infolgedessen entlastet.

## 5.2 Engpassbeseitigung durch Bau einer 400 kV AC-Freileitung

Das hier gezeigte TYNDP-Teilprojekt mit der Projektnummer 35 (Teilprojektnummern: 313 und 316) beinhaltet Trassenabschnitt von Freileitungen eines neuen 400 kV AC-Leitungskorridors zwischen den bestehenden Netzknoten in den Ortschaften Kocin, Mirovka und Cebin innerhalb der **Tschechischen Republik**. Das Gesamtprojekt umfasst 400 kV Freileitungsausbauten zwischen der deutschen Grenze und Cebin (Tschechische Republik), damit Netzbelastungen in diesem Gebiet, verursacht durch volatile Energieflüsse aufgrund der dort vorkommenden elektrischen Energieerzeugung aus Erneuerbaren Quellen<sup>139</sup>, beherrscht werden. Ziel dieses Teilausbaues ist es, die West-Ost-Leitungskapazität in Ost-Europa zu erhöhen. Dadurch wird eine Steigerung der Stabilität des tschechischen Übertragungsnetzes in diesem Gebiet realisiert, um die Versorgungssicherheit der umliegenden Regionen zu gewährleisten. Die 400 kV AC-Leitungen der beiden Teilprojekte sollen in den Jahren 2024 und 2029 in Betrieb gehen.<sup>140</sup>

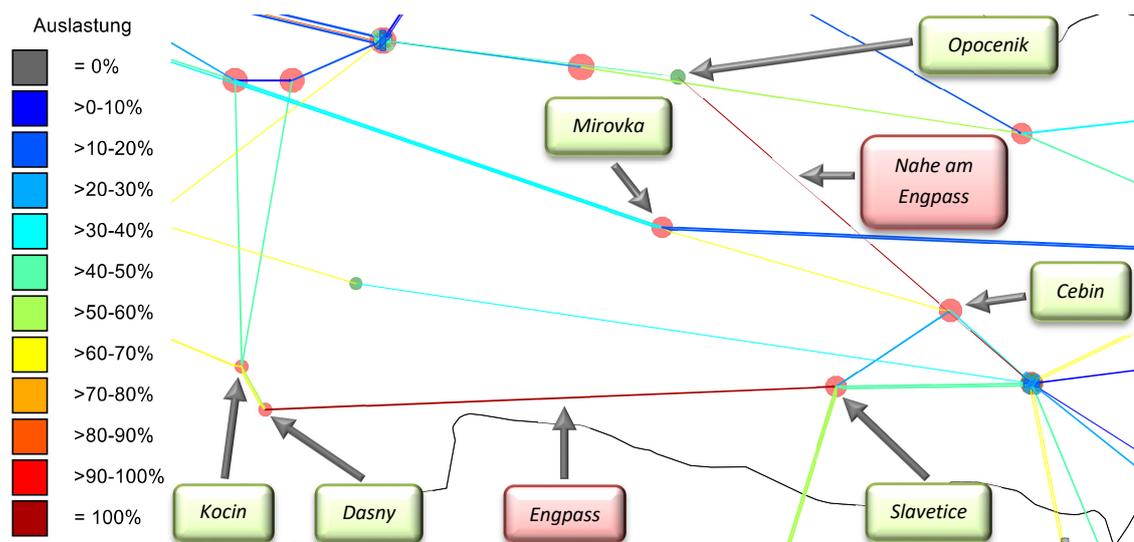


Abbildung 32: Leitungsentpass in der Tschechischen Republik (Darstellung ohne Kraftwerke, 2023)

Wie in Abbildung 32 veranschaulicht, gibt es beim Energietransport im Jänner des Jahres 2023 über die 142 km lange 400 kV AC-Freileitung vom Netzknoten in Dasny zu dem in Slavetice einen Engpass. Genauer gesagt weist diese aufgrund der transportierten Leistung von 954,43 MW eine Leitungsauslastung von 100 % auf. Ebenso nahe am Engpass aufgrund eines Auslastungsgrades knapp unter 100 % befindet sich eine 220 kV AC-Freileitung beim Leistungstransport vom Netzknoten in Opocenic zu jenem in Cebin.

<sup>139</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>140</sup> (ENTSO-E, 2018c)

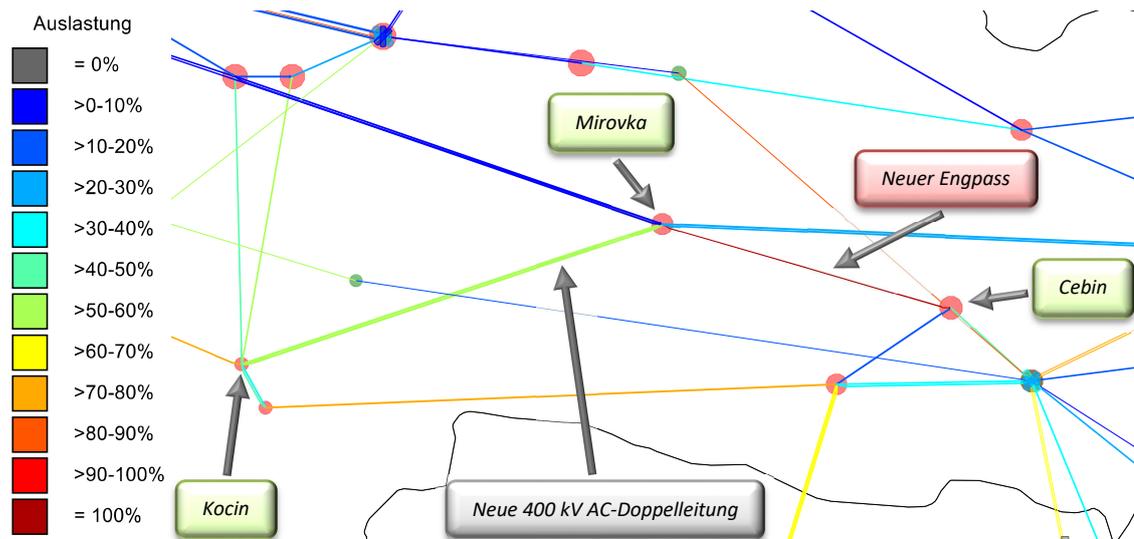


Abbildung 33: Beseitigter sowie infolgedessen neu aufgetretener Leitungsengpass in der Tschechischen Republik (Darstellung ohne Kraftwerke, 2024)

Das in Abbildung 33 dargestellte Netzgebiet veranschaulicht die in Betrieb genommene neue 400 kV AC-Doppelleitung (Teilprojektnummer 313 mit Inbetriebnahmejahr 2024). Diese weist eine maximale Leitungskapazität von  $2 \times 1211$  MW sowie eine Trassenlänge von 120 km auf. Im Jänner des Jahres 2024 ergibt sich über diese Doppelleitung ein Lastfluss von  $2 \times 676,18$  MW vom Netzknoten in Kocin zu diesem in Mirovka, was einer Leitungsauslastung von  $2 \times 55,84$  % entspricht. Aufgrund dieses Netzausbaues entsteht eine Lastflussverlagerung, welche einen Transportengpass (100 % Auslastung bei 582 MW) durch die 88 km lange, bereits vor dem Jahr 2024 existente, 400 kV AC-Übertragungsleitung vom Netzknoten Mirovka zu diesem in Cebin hervorruft.

Der aufgrund der Lastflussverlagerung aufgetretene Transportengpass an der 400 kV AC-Einzelleitung wird mit Hilfe eines Leitungsupgrades (Teilprojektnummer 316, Inbetriebnahme im Jahr 2029) behoben. Ersichtlich ist das in Abbildung 34, die das Netzgebiet im Jänner des Jahres 2029 darstellt. Nach dem Leitungsupgrade zwischen Mirovka und Cebin existiert dort anstatt der 400 kV AC-Einzelleitung eine AC-Doppelleitung derselben Spannungsebene, welche eine maximale Leitungskapazität von  $2 \times 1211$  MW aufweist. Die neue 400 kV AC-Doppelleitung weist im Jänner des Jahres 2029 über ihre Länge von 88 km einen Leistungstransport in der Höhe von  $2 \times 343$  MW auf, was einem Auslastungsgrad von  $2 \times 28$  % entspricht. Dadurch gibt es auch Änderungen hinsichtlich der Auslastung der unter der Teilprojektnummer 313 im Jahr 2024 neu in Betrieb gegangenen 400 kV AC-Doppelleitung. Der Auslastungsgrad dieser erhöht sich nun von  $2 \times 55,84$  % auf  $2 \times 73,3$  %, was durch eine Steigerung der transportierten Leistung

von 2x 676,18 MW auf 2x 871 MW, vom Netzknoten Kocin, hin zu jenem in Mirovka, hervorgerufen wird.

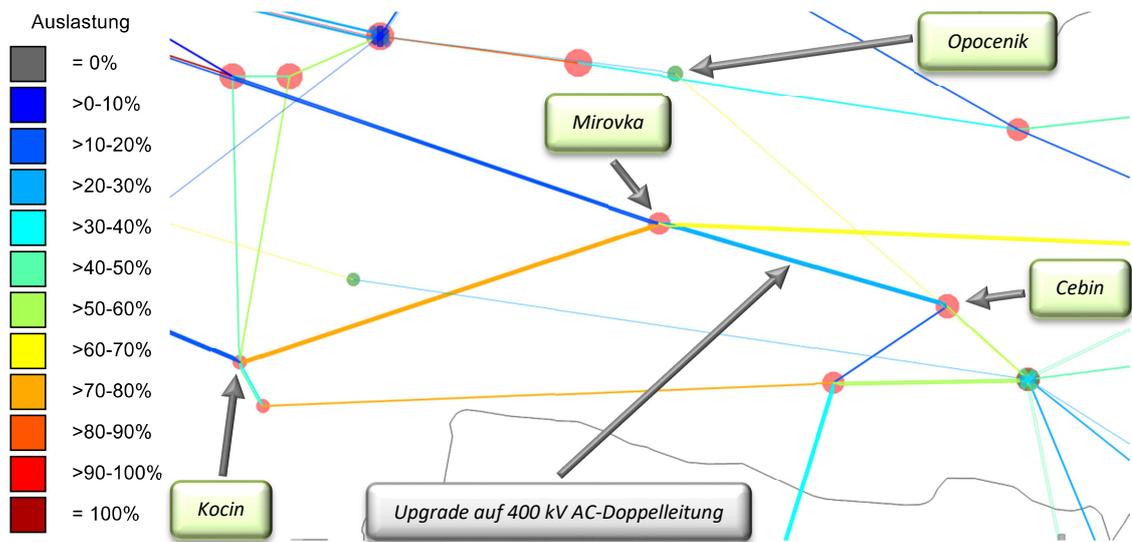


Abbildung 34: Beseitigte Leitungsengpässe in der Tschechischen Republik (Darstellung ohne Kraftwerke, 2029)

Wie in Abbildung 34 ersichtlich, wurden die beiden Leitungsengpässe aufgrund der durchgeführten Netzanpassungen bzw. -umbauten beseitigt und das Netzgebiet somit entlastet.

### 5.3 Erhöhung der Übertragungskapazität durch Verlegung eines 400 kV HVDC-Kabels

Das hier beschriebene TYNDP-Projekt (Projektnummer 174, PCI Projektnummer 2.14) nennt sich Greenconnector und behandelt den Bau eines **grenzüberschreitenden bipolaren +/- 400 kV HVDC-Kabels zwischen der Schweiz und Italien**, welches im Jahr 2021 in Betrieb gehen soll. Zweck des Projektes ist der Import der im nördlicheren Europa CO<sub>2</sub>-neutral erzeugten elektrischen Energie nach Italien. Es wird das Umspannwerk von Sils im Kanton Graubünden (Schweiz) mit dem in Verderio Inferiore (Italien, Lombardy, Nähe Mailand), über einen 150 km langen Trassenverlauf, wie in Abbildung 35 dargestellt, miteinander verbunden. Ein großer Teil der Kabeltrasse wird einen Teil einer bestehenden unterirdischen Ölpipeline ausnutzen, die seit Januar 1997 nicht mehr in Betrieb ist. Diese Pipeline überquert die italienische und die Schweizer Grenze am Splügenpass und verläuft in der Nähe der beiden Endstationen des Projekts. Die Kabel werden in die Pipeline selbst gezogen, was die Anzahl der erforderlichen Bauarbeiten vor und nach der Kabelverlegung reduziert und somit auch die vorübergehende Umwelteinwirkung begrenzt. Das Greenconnector-Projekt wird die Netzübertragungsfähigkeit an der norditalienischen Grenze in beide Richtungen erhöhen.<sup>141, 142</sup>

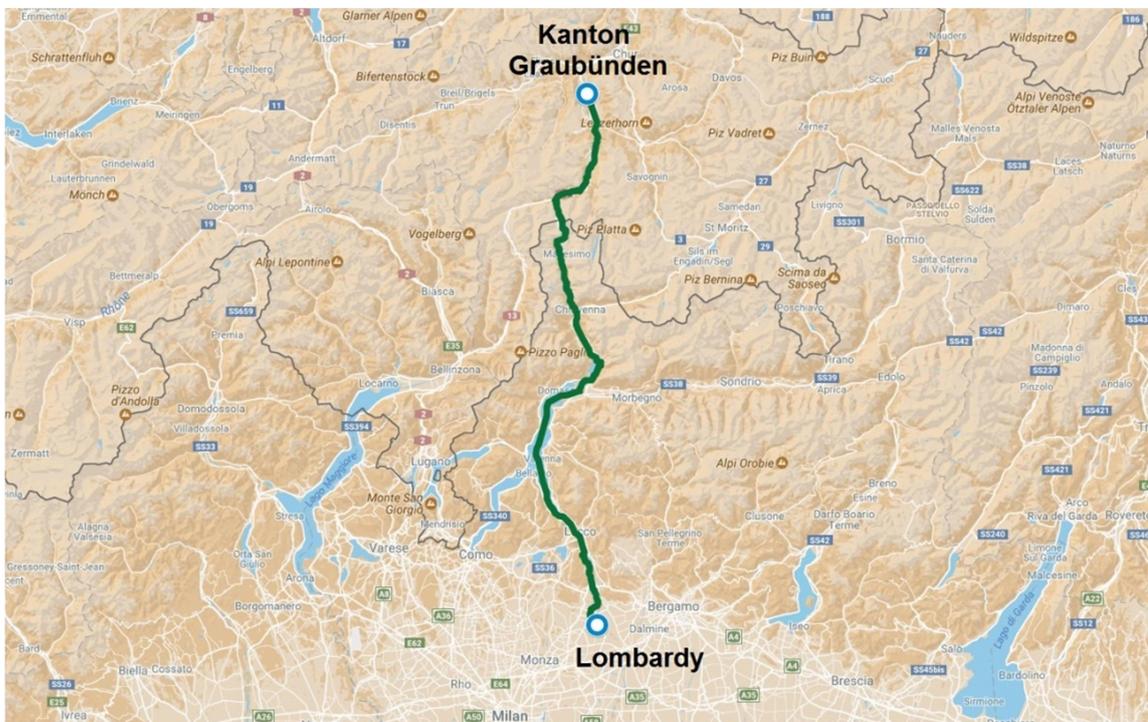


Abbildung 35: Trassenverlauf des neuen HVDC-Kabels<sup>142</sup>

<sup>141</sup> (ENTSO-E, 2018c)

<sup>142</sup> (Greenconnector srl - Greenconnector AG, 2017)

Der Hauptgrund für die Verwendung dieser Verbindungstechnologie beider Länder ist in der Minimierung der Umweltauswirkungen zu finden. Aus diesem Grund wurden von Anfang an nur unterirdisch verlegbare Kabel in Betracht gezogen. Für eine Länge von ca. 47 km, wo die stillgelegte Öl-Pipeline nicht verfügbar ist, werden die HVDC-Kabel auf dem Boden des Comer Sees verlegt. Die Kabelverlegung in einem See ist technisch anspruchsvoll, aber auf diese Weise werden Grabenaushub entlang der Straßen und die damit verbundenen Bauarbeiten und Verkehrsstörungen vermieden.<sup>143</sup>



Abbildung 36: Öl-Pipeline (links: freigelegte Pipeline, rechts: Pipeline-Sanierung)<sup>143</sup>

Die in Abbildung 36 ersichtliche Stahlrohrleitung schützt auch die Kabel vor möglichen äußeren Schäden und somit wird die Zuverlässigkeit der Verbindung erhöht. Bauarbeiten sind auf einige wenige Orte entlang der Route beschränkt. In einigen Fällen umfasst die bestehende Pipeline externe Komponenten, wie Absperrventile und kleine Kontrollgebäude. Diese werden bei der Installation des Kabels entfernt, wodurch das ursprüngliche Landschaftsbild wieder hergestellt wird.<sup>143</sup>

Durch die Nutzung der bestehenden Korridor- und Pipeline-Infrastruktur (Tunnel, Brücken, Flussüberquerungswehre etc.) werden diese damit saniert und der Betrieb des neuen bipolaren, unterirdischen HVDC-Kabels wird daher die natürlichen Lebensräume erhalten sowie die schönen Landschaften der dort existierenden Alpenregion unberührt lassen (siehe Abbildung 37).<sup>143</sup>

---

<sup>143</sup> (Greenconnector srl - Greenconnector AG, 2017)

Wird der allgemeine Vergleich zwischen Erdkabel und Freileitung aufgestellt, ist zu erwähnen, dass die Investitionskosten bei der Installation eines Erdkabels viel höher sind (4 bis 16-fach). Erdkabel weisen geringere Übertragungsverluste, jedoch höhere Reparatur- und Ausfallkosten auf. Freileitungen erzeugen elektromagnetische Felder, die durch die Mastgestaltung und den Abstand zur umliegenden Bebauung niedrig gehalten werden. Bei Erdkabeln existiert kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels, jedoch ein Magnetfeld in Kabelnähe. Des Weiteren sind Erdkabel wartungskomplizierter.<sup>144</sup>



Abbildung 37: Vorhandene Infrastruktur für Trassenverlauf (links: Brücke in Italien, Mitte: Wartungstunnel, rechts: Verlauf über Splügenpass in der Schweiz)<sup>145</sup>

Bei dem in Abbildung 38 dargestellten Grenzgebiet wurde der April des Jahres 2020 betrachtet. Hier zeigt sich ein grenzüberschreitender Leistungsfluss von Norden, genauer gesagt, teilweise von Österreich über die Schweiz, in Richtung Italien. Die existente 86 km lange grenzüberschreitende **400 kV AC-Leitung** zwischen dem Umspannwerk in Soazza (Schweiz) und dem in Bulgiago (Italien) weist eine maximale Leitungskapazität von 1044 MW auf und ihr Lastfluss beträgt 322,43 MW. Somit ergibt sich für diese Einzelleitung eine Auslastung von 30,88 %.

---

<sup>144</sup> (50hertz, 2012)

<sup>145</sup> (Greenconnector srl - Greenconnector AG, 2017)

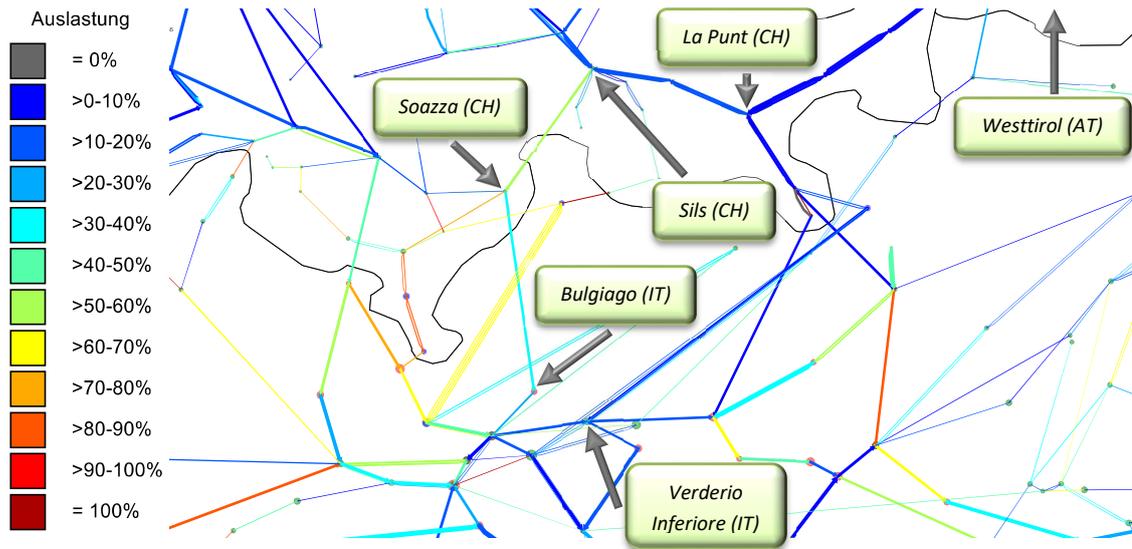


Abbildung 38: Gebiet des Dreiländerecks bzw. von Österreich, Schweiz und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke und Transformatoren, 2020)

In Abbildung 39, welche dasselbe Grenzgebiet zwischen der Schweiz und Italien für den April des Jahres 2021 darstellt, ist das in diesem Jahr neu in Betrieb genommene **grenzüberschreitende bipolare +/- 400 kV HVDC-Kabel** ersichtlich. Es verbindet das Umspannwerk in Sils (Schweiz) mit jenem in Verderio Inferiore (Italien, Nähe Mailand) unterirdisch mit einer Leitungskapazität von 2x 500 MW. Der Auslastungsgrad des HVDC-Doppelkabels beträgt 100 %, was zu einer Entlastung der anderen grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen führt.

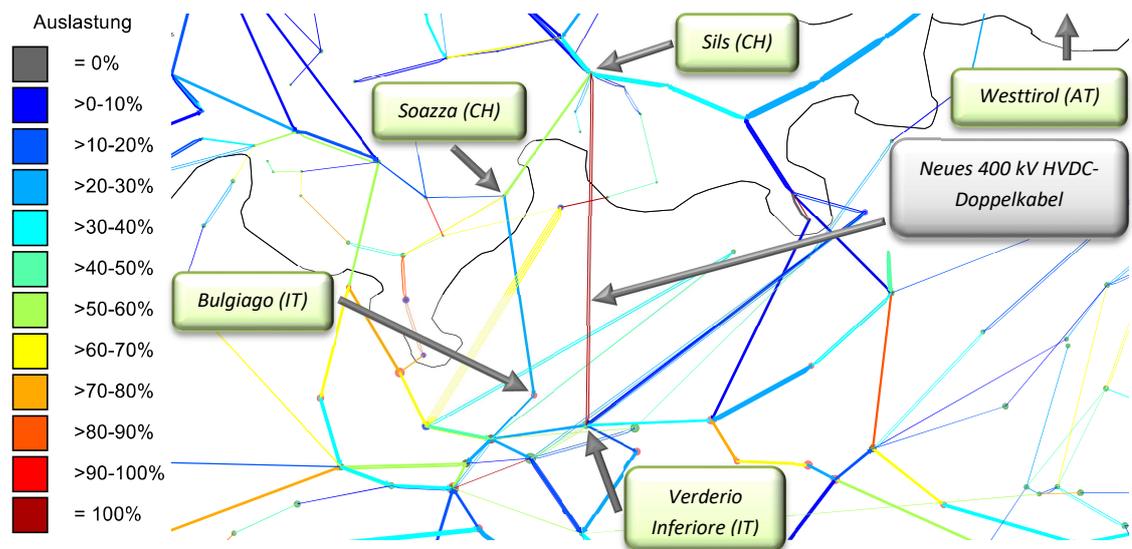


Abbildung 39: Grenzüberschreitende Kapazitätserhöhung durch neues HVDC-Kabel zwischen der Schweiz und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke und Transformatoren, 2021)

Die zuvor auf Seite 77 anhand Abbildung 38 besprochene grenzüberschreitende **400 kV AC-Leitung** zwischen dem Umspannwerk in Soazza (Schweiz) und dem in Bulgiago (Italien) weist nun (Abbildung 39) einen Lastfluss von 282,37 MW auf, was einem Auslastungsgrad von 27,04 % entspricht.

Abbildung 40 zeigt die Lastflussänderungen aufgrund der Inbetriebnahme des neuen HVDC-Kabels. Die ersichtlichen grünen Pfeile entsprechen einer Verringerung oder Umkehr des Lastflusses, die orangen einer Lastflusserhöhung. Grau dargestellte Pfeile visualisieren einen gleichbleibenden Lastfluss oder das neue HVDC-Kabel, das im Jahr 2020 noch nicht in Betrieb war. Es kann anhand der in der Legende verwendeten Farbdarstellungen keine Aussage über die Höhe der Lastflussdifferenzen getroffen werden. Die ersichtlichen roten Pfeile symbolisieren die Strecke der richtungsgleichen Lastflusserhöhung aufgrund der neuen HVDC-Doppelleitung.

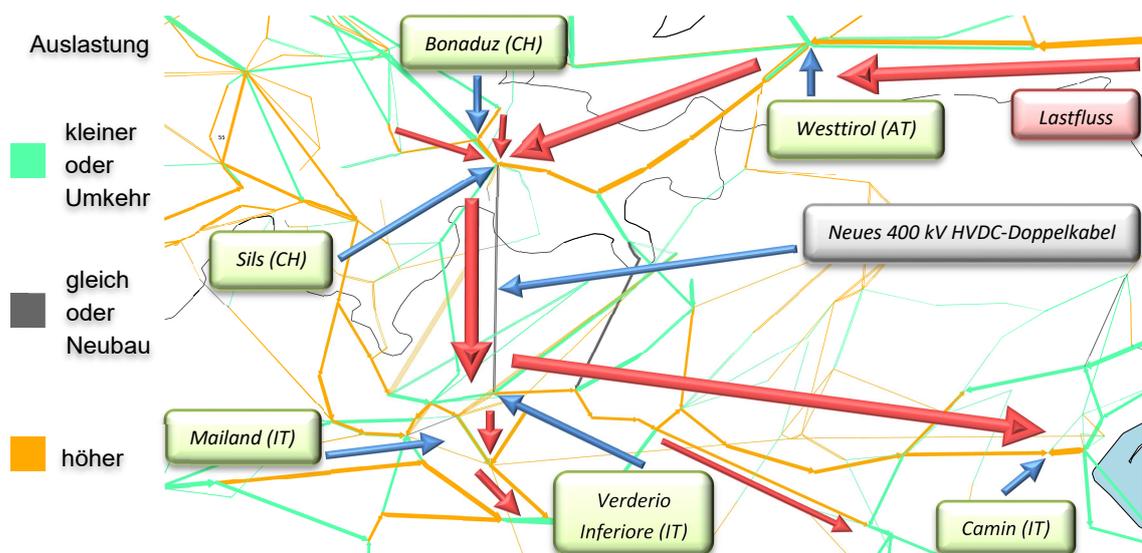


Abbildung 40: Lastflussverteilung aufgrund neuen HVDC-Kabels zwischen der Schweiz und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke und Transformatoren, 2020 vs. 2021)

Der in Abbildung 40 dargestellte Leitungskorridor, in dem sich das HVDC-Doppelkabel befindet, weist davor auf der schweizerischen sowie danach auf der italienischen Seite, eine Erhöhung des Lastflusses auf. Es zeigt sich eine Erhöhung auf 406 %, nämlich von 40 MW auf 162 MW des, vom österreichischen (Westtirol) 400 kV Übertragungsnetz kommenden, Lastflusses in Richtung Italien bzw. des neuen HVDC-Kabels. Ebenfalls gibt es aufgrund des Baues des HVDC-Doppelkabels einen erhöhten Lastfluss aus Richtung Bonaduz in der Schweiz. Dieser weist mit einer aktuellen Höhe von 2x 390 MW nahezu eine Lastflussverdopplung auf.

Ebenso interessant ist auch, dass von westlicher Seite eine geringere Leitungsauslastung aufgrund eines nun, von dort kommenden, geringeren Lastflusses herrscht. Dies rührt daher, dass aufgrund dieses grenzüberschreitenden Kabelausbaues, der eine italienische Importerhöhung elektrischer Energie aus nördlicher Richtung bewirkt, der Leitungskorridor in westlicher Richtung (Frankreich) entlastet wird.

In Italien stellt sich ab dem Umspannwerk in Verderio Inferiore, wie in Abbildung 40 visualisiert, auch eine Erhöhung des Lastflusses aufgrund des neuen HVDC-Kabels ein. Diese zeigt sich an den südlich zur Region Mailand führenden 400 kV AC-Übertragungsleitungen und ebenso nach Osten in Richtung der Ortschaft Camin, Nähe Venedig.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass dieses Kabelprojekt die elektrische Energieversorgung Norditaliens durch Import nördlicherer, mit Hilfe Erneuerbaren Quellen<sup>146</sup> erzeugter elektrischer Energie, wie etwa durch die Offshore Windkraftwerke in Deutschland produziert, unterstützt.

---

<sup>146</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

## 5.4 Zusätzliche Netzanpassungen

Mit den im „TYNDP Project Sheet“ vorkommenden Projekten wird nur der Zeitraum des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzausbaues bis ins Jahr 2035 abgedeckt. In der Simulation berücksichtigte Kraftwerksausbauten gehen jedoch über dieses Jahr hinaus und eine Netzanpassung für solche Änderungen ist somit durch das „TYNDP Project Sheet“ in der Simulation bis ins Jahr 2050 nicht mehr gegeben.

Für den nun durch die ENTSO-E nicht mehr abgedeckten Zeitraum zwischen den Jahren 2036 und 2050 mussten zusätzliche Überlegungen zur Übertragungsnetzanpassung für den Erhalt der europäischen Netzstabilität durchgeführt werden. Diese erforderten Anpassungen diverser Netzelemente, wie zum Beispiel Leitungen sowie Transformatoren hinsichtlich ihrer Leistungen, Übertragungskapazitäten sowie gegebenenfalls ihrer Spannungsebenen. Bei den hierfür benötigten unbekanntenen Parametern der zukünftigen Netzelemente wurden passende Referenzwerte<sup>147</sup> herangezogen.

### 5.4.1 Beseitigung eines Leitungsengpasses

Wie in der mit Hilfe von VISU<sup>148</sup> erstellten Abbildung 41 (SharpMap-Darstellung) ersichtlich, herrscht im Jänner des Jahres 2041 in **Bosnien und Herzegowina** aufgrund der zu geringen Kapazität einer 220 kV AC-Übertragungsleitung von 210 MW, zwischen den Netzknoten in Grabovica und Mostarsko Blato sowie zwischen denen in Strupici und Trebinje, ein **Engpass** (100 % Auslastung der Leitung). Dieser wirkt wie ein Flaschenhals und begrenzt bzw. beschränkt den Energietransport über die gesamte Leitungsstrecke zwischen den Ortschaften Kakanj und Trebinje.

---

<sup>147</sup> (IEE, 2017)

<sup>148</sup> Kapitel 4.5: Daten-Visualisierung mit VISU

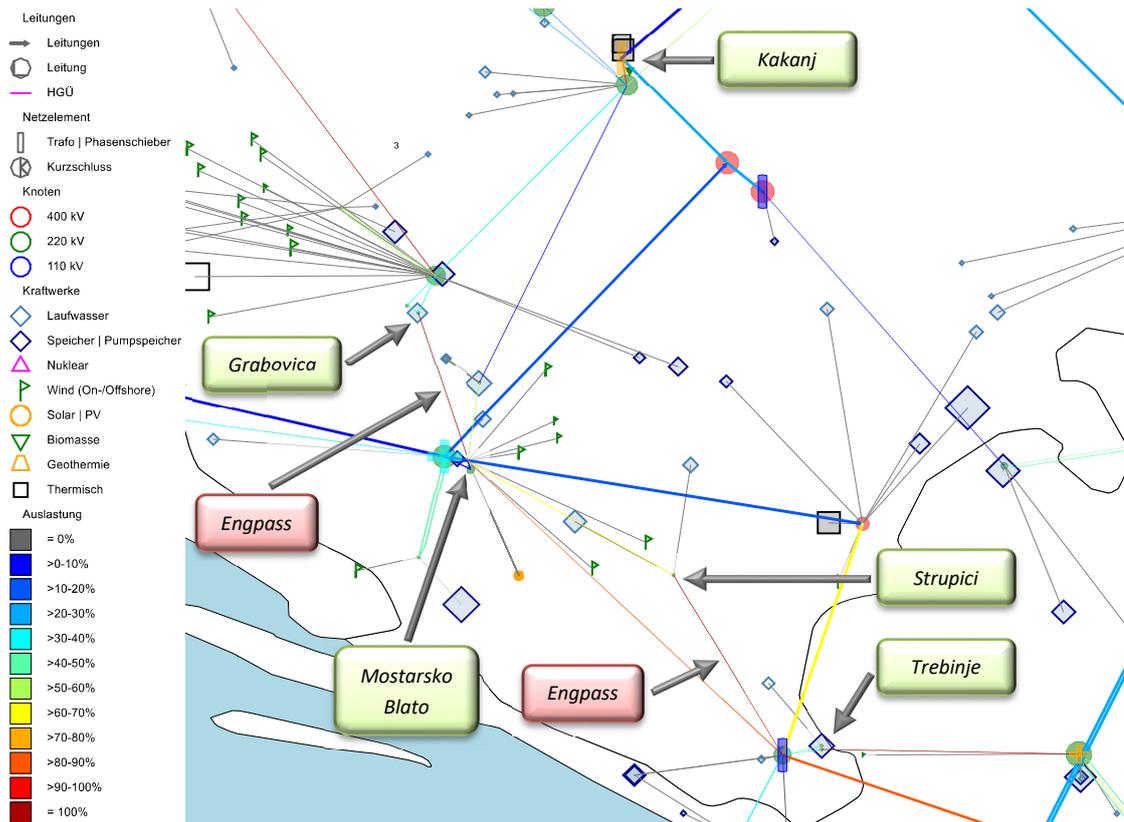


Abbildung 41: Engpass durch überlastete 220 kV AC-Leitungen (2041)

Ebenso werden, wie laut Abbildung 42 dargestellt, in den Jahren 2042 bis 2047 vier Laufwasserkraftwerke neu in Betrieb genommen und weitere modernisiert, welche an den Netzknoten dieses Arealis einspeisen und somit eine weitere Lastflusserhöhung je nach deren Auslastungsgrad, hervorrufen. Diese Kraftwerke liefern einen Zuwachs der installierten Leistung in diesem Gebiet und weisen im Jänner des Jahres 2047 einen Auslastungsgrad von circa 50 % auf. Um den in Abbildung 41 ersichtlichen Leitungsengpass zu beheben und den Transport der hinzugekommenen installierten Leistung durch den Kraftwerkszubau zu gewährleisten, wurden zusätzliche Netzanpassungen in diesem Areal vorgenommen. **Der komplette 220 kV AC-Leitungskorridor zwischen den Ortschaften Kakanj und Trebinj wurde durch Leitungen der 400 kV AC-Spannungsebene substituiert, welche ein jeweiliges höheres Leistungslimit von 1686,26 MW aufweisen.** Für die Leitungsparameter wurden Referenzwerte herangezogen. Weiters wurden neue Umspannwerke (Transformatoren) an den Netzknoten Kakanj (560 MW), Jablanica (1620 MW), Trebinje (560 MW) und Mostarsko Blato (560 MW) im Jahr 2045 installiert, um den Energieaustausch zwischen der 220 kV und 400 kV AC-Spannungsebene zu gewährleisten und somit eine Lastflussverteilung zwischen diesen zu ermöglichen.

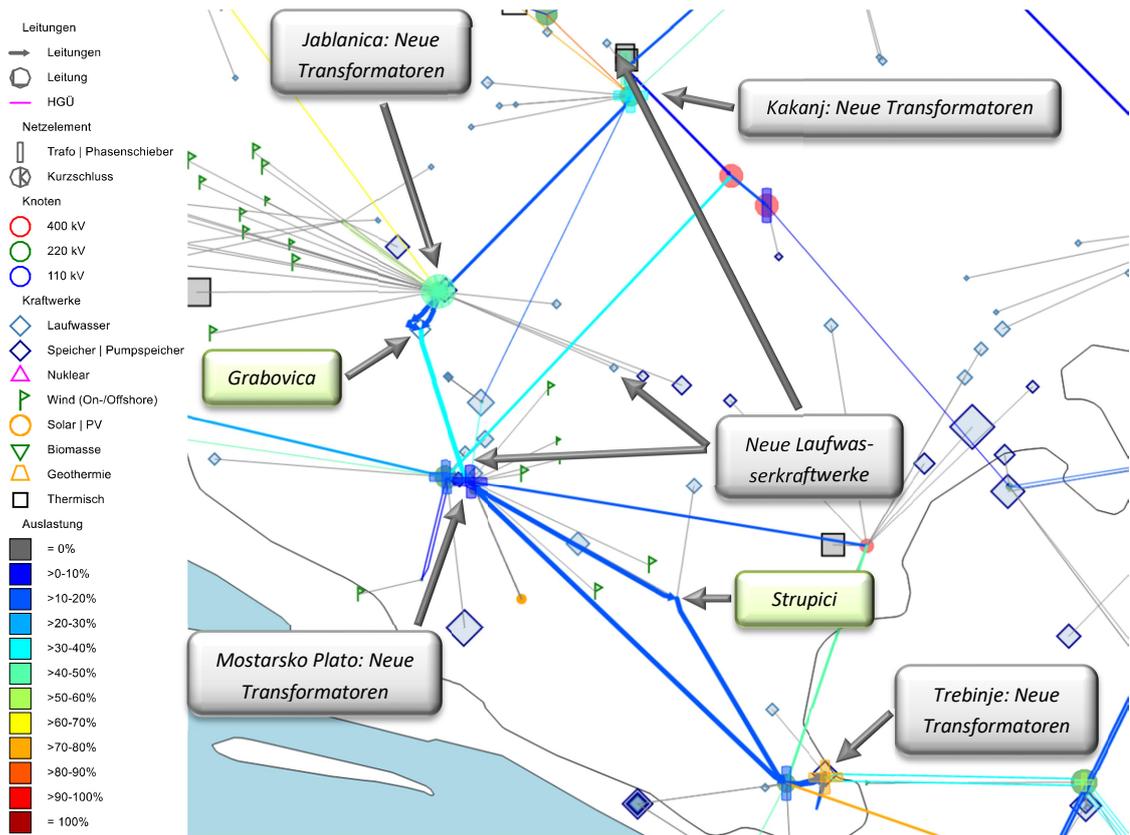


Abbildung 42: Beseitigter Engpass durch Erhöhung der Kapazität des Leitungskorridors (2047)

Wie mit Hilfe Abbildung 42 visualisiert, weist die neue 400 kV AC-Übertragungsleitung der Engpassstrecke nun im Jänner des Jahres 2047, also nach Inbetriebnahme der vier neuen Laufwasserkraftwerke, einen Leistungsfluss in der Höhe von 509,2 MW vom Netzknoten im Ort Grabovica hin nach Mostarsko Blato auf. Hiermit ergibt sich nun bei den zuvor problematischen Abschnitten zwischen Grabovica und Mostarsko Blato eine Auslastung von 30,19 % und zwischen Strupici und Trebinje eine Auslastung von 14,2 %. Somit wurden die beiden Leitungsengpässe behoben.

## 5.5 Allgemeine Simulationsergebnisse

Die Verschiebung der verwendeten Kraftwerkstechnologien in Europa von denen, die fossile Energieträger (Öl, Gas, Kohle) nutzen, hin zu solchen, die CO<sub>2</sub>-neutrale Erneuerbare Träger (Wind, Wasser, Sonne) zur Erzeugung elektrischer Energie einsetzen, bedarf einer permanenten Anpassung durch Um- bzw. Neubauten im europäischen Übertragungsnetz. Dies ist von höchster Wichtigkeit, um eine stabile sowie störungsfreie Energieversorgung zwischen Erzeuger und Verbraucher aufrechtzuerhalten.

### 5.5.1 Technologiewandel der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten

In Abbildung 43 ist ersichtlich, dass die Summe der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2032 stark ansteigt. Dies lässt sich vor allem auf die hohe Anzahl neuer Kraftwerke, die Erneuerbare Quellen zur elektrischen Energieerzeugung nutzen, zurückführen. Die Stagnation bzw. der leichte Rückgang der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten ab dem Jahr 2032 fußt auf der Anzahl der Abschaltung von Kohle-, Gas-, Öl- sowie Kernkraftwerken (siehe Abbildung 45).

Die **verfügbare installierte Leistung** definiert jene Leistung, die ein Kraftwerk bei maximaler Auslastung im Stande ist zu liefern. Durch Aufsummierung der jährlich von den einzelnen Kraftwerken bereitgestellten verfügbaren installierten Leistungen über das europäische Gebiet, ergibt sich die gesamte in Europa verfügbare installierte Kraftwerksleistung.

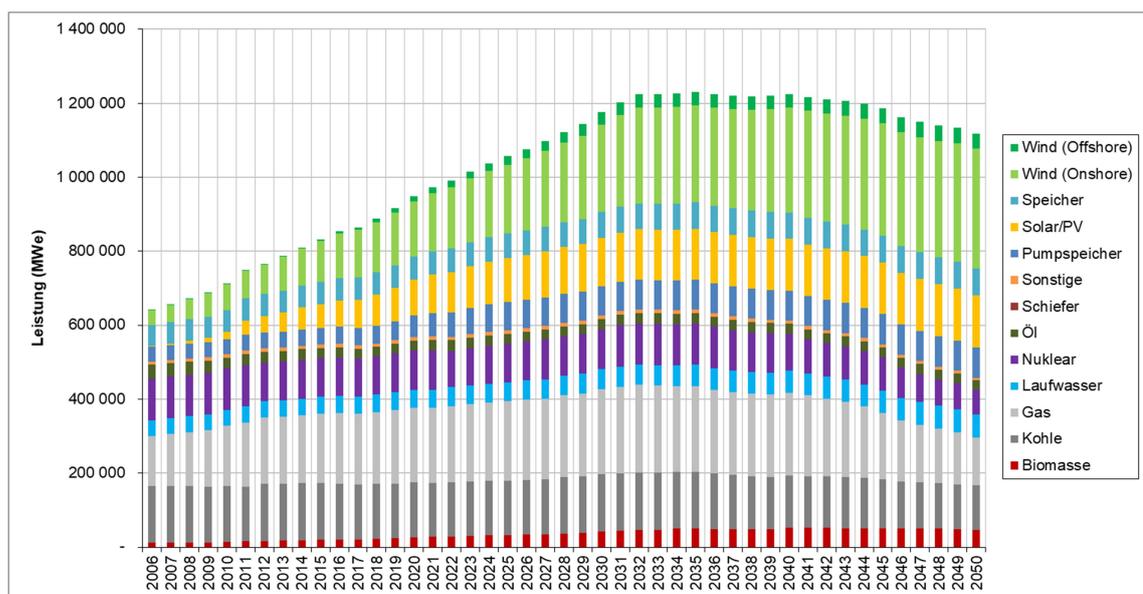


Abbildung 43: Installierte Leistungen (Kraftwerke) in Europa

Den größten Kapazitätsausbau des betrachteten Zeitraumes weisen **Onshore-Windkraftwerke** auf. Wie in Abbildung 43 visualisiert, betrug deren installierte Leistung im Jahr 2006 noch 40.776 MWe und steigt über das Jahr 2030 (236.926 MWe) bis ins Jahr 2050 auf 323.860 MWe an (siehe Abbildung 45). Dies entspricht einem Anstieg der durch diese Kraftwerkstechnologie installierten Leistung auf 794 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Onshore-Windkraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 15,78 %, im Jahr 2030 von 20,16 % sowie im Jahr 2050 von 28,94 % (siehe Abbildung 44).

Der zweitgrößte Kapazitätsausbau ist im Sektor der **Photovoltaikanlagen** zu finden. War, wie in Abbildung 43 ersichtlich, deren installierte Leistung im Jahr 2006 noch sehr gering (2.063 MWe), so steigt diese bis zum Jahr 2030 auf 131.211 MWe. Der in Abbildung 45 dargestellte Kapazitätsausbau der installierten Leistung wies im Jahr 2011 einen Rekordzubau an Neuanlagen auf. Dies ist vor allem dem Anlagenzubau in Deutschland aufgrund der finanziellen Förderungen<sup>149</sup> zu verdanken. Ab dem Jahr 2033 stagniert der Ausbau bis zum Jahr 2050 (140.602 MWe). Diese Technologie weist im betrachteten Zeitraum (2006 bis 2050) einen Anstieg der installierten Leistung auf 6.814 % auf. Es ergibt sich für Solar- bzw. Photovoltaikanlagen ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 10,17 %, im Jahr 2030 von 11,16 % sowie im Jahr 2050 von 12,57 % (siehe Abbildung 44).

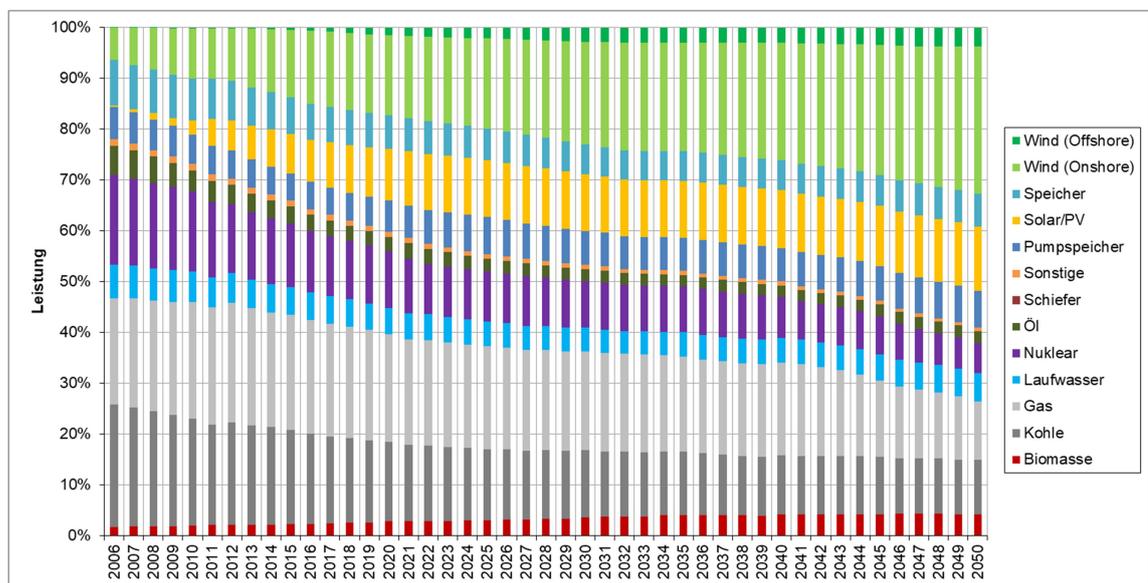


Abbildung 44: Installierte Leistungen (Kraftwerke) in Europa (in % der Gesamtleistung, basierend auf MWe)

<sup>149</sup> (Kübler, 2012)

Ebenso eine Steigerung der installierten Leistung weisen **Offshore-Windkraftwerke** auf. Wie in Abbildung 43 visualisiert, betrug deren installierte Leistung im Jahr 2006 noch 324 MWe und steigt über die Jahre 2020 (13.759 MWe) und 2030 (32.801 MWe) bis ins Jahr 2050 auf 41.903 MWe an (siehe Abbildung 45). Dies entspricht einem Anstieg der durch diese Art der Windkraftwerke installierten Leistung auf 12.939 % (2006 bis 2050). Dieser ist hauptsächlich durch den in Deutschland durchgeführten Kapazitätsausbau dieser Technologie begründet. Es ergibt sich für Offshore-Windkraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 1,45 %, im Jahr 2030 von 2,79 % sowie im Jahr 2050 von 3,75 % (siehe Abbildung 44).

Die installierte Leistung der **Speicherkraftwerke** weist über die betrachtete Zeitperiode mit einem Wert von 57.357 MWe im Jahr 2006, 69.636 MWe im Jahr 2030 und 69.526 MWe im Jahr 2050, eine etwas geringere Steigerung des Kapazitätsausbaues auf (siehe Abbildung 43 und Abbildung 45). Somit stellt sich ein Anstieg der mit Hilfe dieser Kraftwerkstechnologie installierten Leistung von 26,57 % (2006 bis 2050) dar. Es ergibt sich für Speicherkraftwerke ein nahezu gleichbleibender Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 6,57 %, im Jahr 2030 von 5,92 % sowie im Jahr 2050 von 6,49 % (siehe Abbildung 44).

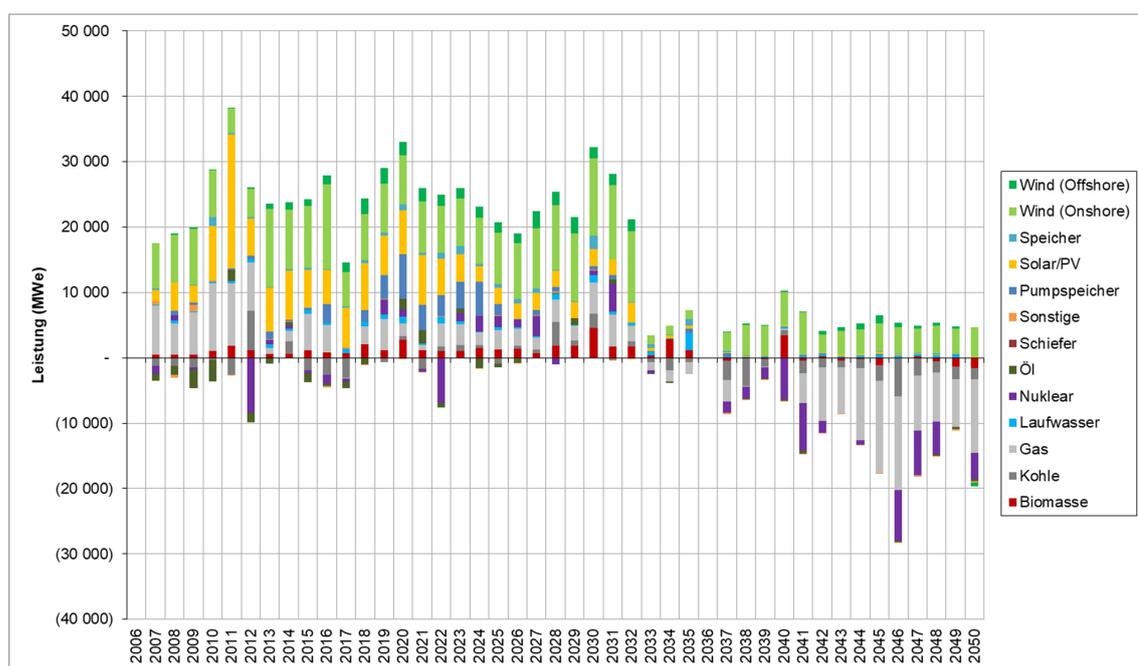


Abbildung 45: Änderungen der installierten Leistungen (Kraftwerke) in Europa

Die verfügbare Kraftwerkskapazität der **Pumpspeicherkraftwerke** weist einen Wert von 40.144 MWe im Jahr 2006, 79.310 MWe im Jahr 2030 und 78.569 MWe im Jahr 2050 auf. Eine große Steigerung des Kapazitätsausbaues ist bis zum Jahr 2032 ersichtlich. Ab dem Jahr 2033

stagniert der Ausbau der installierten Leistung dieser Kraftwerkstechnologie (siehe Abbildung 43 und Abbildung 45). Im betrachteten Zeitraum entspricht dies einem Anstieg der durch diese Technologie installierten Leistung auf 195,71 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Pumpspeicherkraftwerke ein nahezu gleichbleibender Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 6,14 %, im Jahr 2030 von 6,68 % sowie im Jahr 2050 von 7,31 % (siehe Abbildung 44). Zu erwähnen ist ebenso, dass Pumpspeicherkraftwerke beim „pumpen“ als Verbraucher und nicht als Erzeuger auftreten.

Bei **Laufwasserkraftwerken** hatte die installierte Leistung im Jahr 2006 eine Höhe von 42.342 MWe. Diese steigt bis zum Jahr 2030 auf 54.310 MWe und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 62.193 MWe. Dies entspricht einem Anstieg der durch diese Kraftwerke installierten Leistung um 46,88 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Laufwasserkraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 5,20 %, im Jahr 2030 von 4,62 % sowie im Jahr 2050 von 5,56 % (siehe Abbildung 44).

Auch **Biomassekraftwerke** werden über den betrachteten Zeitraum (2006 bis 2050) ausgebaut. Wie in Abbildung 43 visualisiert, betrug deren installierte Leistung im Jahr 2006 noch 11.304 MWe und steigt über die Jahre 2020 (26.713 MWe) und 2030 (43.064 MWe) bis zum Jahr 2050 auf 46.705 MWe an (siehe Abbildung 45). Dies entspricht einem Anstieg der aufgrund dieser Kraftwerkstechnologie installierten Leistung auf 413,19 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Biomassekraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 2,82 %, im Jahr 2030 von 3,66 % sowie im Jahr 2050 von 4,17 % (siehe Abbildung 44).

Einen Rückgang der installierten Leistung wird bei **Kernkraftwerken** im betrachteten Zeitraum beobachtet. Wie in Abbildung 43 visualisiert, betrug deren installierte Leistung im Jahr 2006 noch 112.790 MWe und sinkt über das Jahr 2020 (105.564 MWe) bis zum Jahr 2050 auf 66.338 MWe ab (siehe Abbildung 45). Dies entspricht einer Verringerung der mit Hilfe dieser Technologie installierten Leistung auf 58,81 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Kernkraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 11,12 %, im Jahr 2030 von 9,14 % sowie im Jahr 2050 von 5,93 % (siehe Abbildung 44). Trigger der in Abbildung 45 ersichtlichen Negativsprünge in den Jahren 2012 und 2022 war die sich ab dem 11. März 2011 in Japan ereignete **Fukushima-Katastrophe**<sup>150</sup>, welche in manchen Ländern Europas ein Umdenken bei der Kernenergienutzung verursachte. Diese zog Reaktorabschaltungen (2012) und den kompletten Ausstieg aus der Kernenergie Deutschlands im Jahr 2022 nach sich (Abbildung 46).

---

<sup>150</sup> (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland, 2018a)

Die dadurch entstandene verringerte installierte Leistung wurde bzw. wird durch den Zubau von Kohlekraftwerken (2012) sowie durch den Ausbau anderer in Abbildung 45 visualisierter Kraftwerkstechnologien bis zum Jahr 2022 kompensiert.<sup>151</sup>

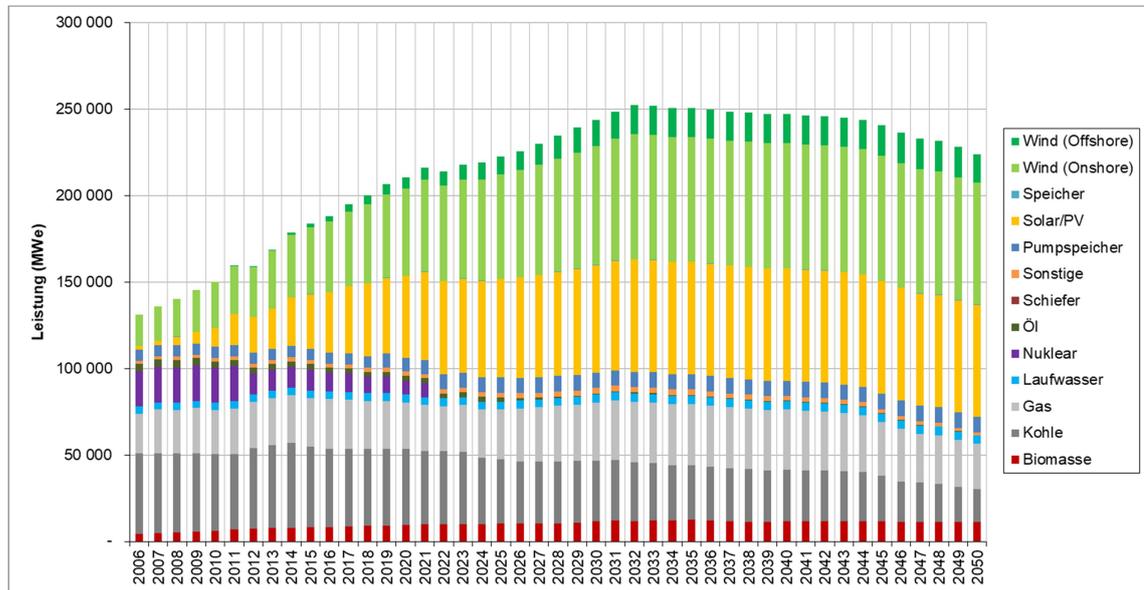


Abbildung 46: Installierte Leistungen (Kraftwerke) in Deutschland

Ebenso einen Rückgang der installierten Leistung in dem betrachteten Zeitraum weisen **Gas-kraftwerke** auf. Wie in Abbildung 43 dargestellt, hatte die installierte Leistung im Jahr 2006 eine Höhe von 133.961 MWe und steigt über die Jahre 2020 (201.364 MWe) bis 2030 (228.771 MWe) an. Danach sinkt die verfügbare installierte Leistung bis zum Jahr 2050 auf den Wert von 129.504 MWe ab (siehe Abbildung 45). Dies entspricht einer marginalen Verringerung der durch diese Kraftwerke installierten Leistung auf 96,7 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Gaskraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 21,22 %, im Jahr 2030 von 19,46 % sowie im Jahr 2050 von 11,58 % (siehe Abbildung 44).

Ein weiterer Rückgang der installierten Leistung wird bei **Kohlekraftwerken** ab dem Jahr 2035 verzeichnet. Bei diesen hatte die installierte Leistung im Jahr 2006 eine Höhe von 154.765 MWe. Diese sinkt bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 119.868 MWe (siehe Abbildung 43). Das entspricht einer Verringerung der dieser Technologie zuzuordnenden installierten Leistung auf 77,45 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Kohlekraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 15,59 %, im Jahr 2030 von 13,20 % sowie im Jahr 2050 von 10,71 % (siehe Abbildung 44).

<sup>151</sup> (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland, 2018b)

**Ölkraftwerke** weisen ebenfalls einen Rückgang der installierten Leistung im betrachteten Zeitraum auf. Wie in Abbildung 43 ersichtlich, betrug deren installierte Leistung im Jahr 2006 noch 37.714 MWe und sinkt über das Jahr 2020 (27.381 MWe) bis zum Jahr 2050 auf 25.980 MWe ab (siehe Abbildung 45). Dies entspricht einer Verringerung der mit Hilfe dieser Kraftwerkstechnologie installierten Leistung auf 68,88 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Ölkraftwerke ein Anteil an der gesamt installierten Leistung im Jahr 2020 von 2,89 %, im Jahr 2030 von 2,35 % sowie im Jahr 2050 von 2,32 % (siehe Abbildung 44). Ölkraftwerke spielen in der heutigen Elektrizitätswirtschaft nur mehr eine untergeordnete Rolle bei der Erzeugung elektrischer Energie.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei den installierten Leistungen vor allem der Ausbau der Windkraftwerke hervorsticht. Ebenso ist ein massiver Ausbau bei Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2032 ersichtlich. Die installierte Leistung durch neue Biomasse- sowie Laufwasserkraftwerke erfährt ebenso eine Erhöhung. Die installierte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke verhält sich ab 2032 konstant. Gaskraftwerke werden bis zum Jahr 2032 ausgebaut. Danach verringert sich ihre verfügbare Leistung von Jahr zu Jahr erheblich. Auf der anderen Seite werden über die betrachtete Zeitperiode bis zum Jahr 2050, die installierten Leistungen durch Kern-, Kohle und Ölkraftwerke schrittweise verringert.

An diese andauernd auftretenden Änderungen bei den verfügbaren Kraftwerken, in technischer (Änderungen der verfügbaren installierten Leistungen) sowie örtlicher (Änderungen der Kraftwerksstrukturen: weg von großen verbrauchsnahen und hin zu kleineren dezentraleren Kraftwerksblöcken) Hinsicht, muss das **europäische Übertragungsnetz permanent angepasst** werden, damit eine **fehlerfreie und stabile Energieübertragung** aufrecht erhalten bleibt.

## 5.5.2 Trägerwechsel bei der Energie-Produktion

Die von einem Kraftwerk produzierte Energie ergibt sich aus dem Integral der, je nach Kraftwerksauslastung, momentan von diesem Kraftwerk erzeugten Leistung, über die betrachtete Erzeugungsdauer. Die Simulationsergebnisse werden hier mit einer jährlichen Auflösung dargestellt. Die **produzierte Energie** ist somit jener **tatsächliche Wert**, der über einen gewissen Zeitraum vom Erzeuger (Kraftwerk) mit Hilfe des **europäischen Übertragungsnetzes** zum Verbraucher transportiert wird. Durch Aufsummierung dieser Werte über das europäische Gebiet ergibt sich die gesamte, in Europa erzeugte, elektrische Energie der einzelnen Jahre des Simulationszeitraumes.

In Abbildung 47 ist ersichtlich, dass die gesamte produzierte Energie in Europa bis zum Jahr 2032 ansteigt. Dies lässt sich auf den steigenden Energiebedarf zurückführen. Der Negativsprung des Jahres 2009 ist durch die damalige **Wirtschaftskrise**<sup>152</sup> begründet. Europaweit sank diese, verglichen mit dem Jahr 2012, im betroffenen Jahr von 2.579.409 GWh auf 2.479.040 GWh (96,10 %). Die mit 2035 einsetzende Stagnation fußt auf einem ab diesem Jahr auftretenden konstanten Bedarf (siehe Abbildung 45).

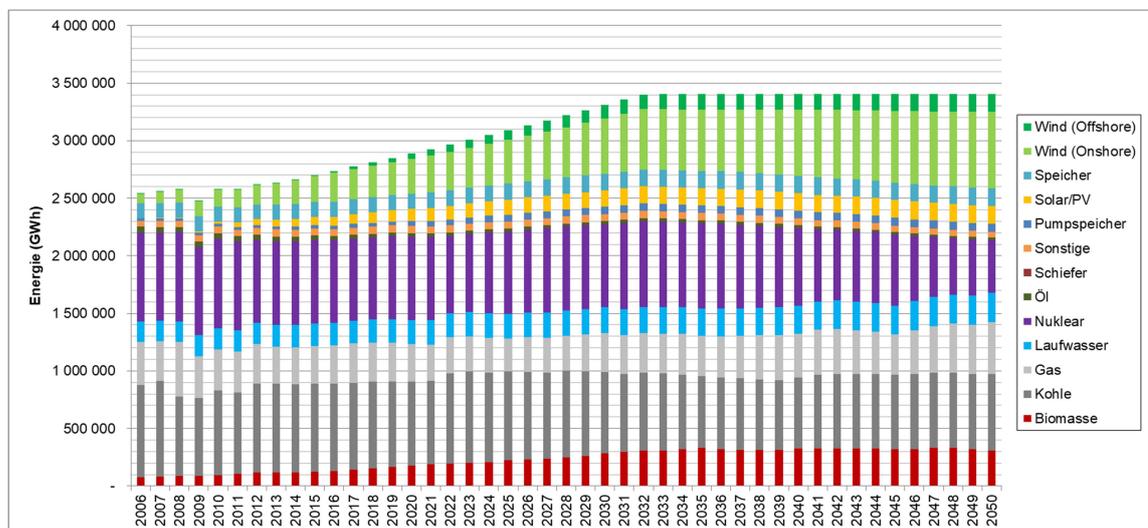


Abbildung 47: Produzierte Energie in Europa

Den größten Anstieg der jährlich produzierten Energie in dem betrachteten Zeitraum weisen **Onshore-Windkraftwerke** auf. Wie in Abbildung 47 visualisiert, betrug deren produzierte Energie des Jahres 2006 noch 86.046 GWh und steigt über das Jahr 2030 (480.859 GWh) bis ins Jahr 2050 auf 668.554 GWh an. Dies entspricht einem Anstieg der durch diese Technologie

<sup>152</sup> (Köppel, 2009)

produzierten Energie auf 777 % (2006 vs. 2050). Es ergibt sich für Onshore-Windkraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 10,55 %, im Jahr 2030 von 14,52 % sowie im Jahr 2050 von 19,64 % (siehe Abbildung 48).

Eine weitere Erhöhung der jährlich produzierten Energie ist im Sektor der **Photovoltaikanlagen** zu finden. Wie laut Abbildung 47 ersichtlich, deren produzierte Energie des Jahres 2006 noch sehr gering (1.959 GWh), so steigt diese erheblich bis ins Jahr 2030 (142.989 GWh) an. Dies ist vor allem dem Kapazitätsausbau der installierten Leistung in Deutschland aus dem Jahr 2011 aufgrund der staatlichen Förderungen<sup>153</sup> zu verdanken. Der weitere Anstieg der produzierten Energie bis ins Jahr 2050 (156.211 GWh) fiel eher gering aus. Diese Technologie weist im Jahr 2050, verglichen mit 2006, einen Anstieg der produzierten Energie auf 7.974 % vor. Es ergibt sich für Solar- bzw. Photovoltaikanlagen ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 3,69 %, im Jahr 2030 von 4,32 % sowie im Jahr 2050 von 4,59 % (siehe Abbildung 48).

Ebenso eine Steigerung der jährlich produzierten Energie weisen **Offshore-Windkraftwerke** auf. Wie in Abbildung 47 dargestellt, betrug deren produzierte Energie im Jahr 2006 noch 1.205 GWh und steigt über die Jahre 2020 (43.505 GWh) und 2030 (116.984 GWh) bis ins Jahr 2050 auf 150.331 GWh an. Dies entspricht, verglichen mit dem Jahr 2006, einer Erhöhung der im Jahr 2050 durch diese Kraftwerkstechnologie produzierten Energie auf 12.475 %. Diese ist hauptsächlich durch den in Deutschland durchgeführten Kapazitätsausbau begründet. Es ergibt sich für Offshore-Windkraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 1,50 %, im Jahr 2030 von 3,52 % sowie im Jahr 2050 von 4,41 % (siehe Abbildung 48).

Die jährlich produzierte Energie durch **Speicherkraftwerke** weist nun über die betrachtete Zeitperiode mit einem Wert von 126.699 GWh im Jahr 2006, 144.896 GWh im Jahr 2030 und 152.325 GWh im Jahr 2050, eine etwas geringere Steigerung auf (siehe Abbildung 47). Somit stellt sich eine Erhöhung dieser produzierten Energie im Jahr 2050 von 20,22 % dar, verglichen mit 2006. Es ergibt sich für Speicherkraftwerke ein nahezu gleichbleibender Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 4,59 %, im Jahr 2030 von 4,38 % sowie im Jahr 2050 von 4,76 % (siehe Abbildung 48).

Bei **Pumpspeicherkraftwerken** lässt sich auch eine Steigerung der jährlich produzierten Energie feststellen. Diese weist einen Wert von 22.327 GWh im Jahr 2006, 62.134 GWh im Jahr

---

<sup>153</sup> (Kübler, 2012)

2030 und 66.465 GWh im Jahr 2050 auf. Die größte Erhöhung tritt bis zum Jahr 2032 auf. Ab dem Jahr 2033 bleibt die mit dieser Kraftwerkstechnologie produzierte Energie etwa auf demselben Niveau (siehe Abbildung 47). Im betrachteten Zeitraum entspricht dies einem Anstieg der produzierten Energie auf 298 % (2006 vs. 2050). Es ergibt sich für Pumpspeicherkraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 1,47 %, im Jahr 2030 von 1,88 % sowie im Jahr 2050 von 1,95 % (siehe Abbildung 48). Zu erwähnen ist ebenso, dass Pumpspeicherkraftwerke beim „Pumpen“ als Verbraucher und nicht als Erzeuger auftreten.

Auch bei **Biomassekraftwerken** erhöht sich über den betrachteten Zeitraum (2006 bis 2050) die jährlich produzierte Energiemenge. Wie in Abbildung 47 visualisiert, betrug deren produzierte Energie im Jahr 2006 noch 79.178 GWh und steigt über das Jahr 2030 (284.226 GWh) bis zum Jahr 2050 auf 307.904 GWh an. Dies entspricht einem Anstieg über den betrachteten Zeitraum der durch diese Kraftwerkstechnologie produzierten Energie auf 389 %, wobei zwischen dem Jahr 2032 und dem Jahr 2050 nur eine sehr geringe Erhöhung zu verzeichnen ist. Es ergibt sich für Biomassekraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 6,23 %, im Jahr 2030 von 8,58 % sowie im Jahr 2050 von 9,05 % (siehe Abbildung 48).

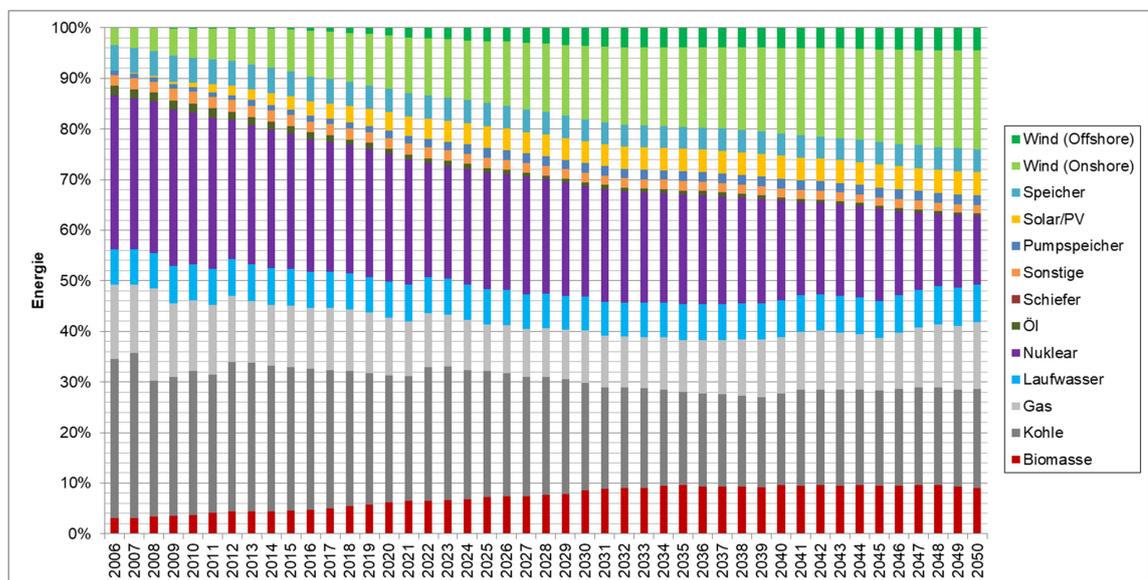


Abbildung 48: Produzierte Energie in Europa (in % der Gesamtenergie, basierend auf GWh)

Bei **Laufwasserkraftwerken** hatte die produzierte Energiemenge im Jahr 2006 eine Höhe von 178.772 GWh. Diese steigt im Jahr 2030 auf 223.987 GWh und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 256.887 GWh (siehe Abbildung 47). Das entspricht einem Anstieg der mit Hilfe dieser

Technologie produzierten Energie um 43,69 % (2006 vs. 2050). Es ergibt sich für Laufwasserkraftwerke ein Anteil an der gesamten in der Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 7,14 %, im Jahr 2030 von 6,76 % sowie im Jahr 2050 von 7,54 % (siehe Abbildung 48).

Ein größerer Rückgang der produzierten Energiemenge wird bei **Kernkraftwerken** im betrachteten Zeitraum beobachtet. Wie in Abbildung 47 dargestellt, betrug deren produzierte Energie im Jahr 2006 noch 773.644 GWh und sinkt über das Jahr 2020 (728.378 GWh) bis zum Jahr 2050 auf 460.631 GWh ab. Dies entspricht im Jahr 2050 einer Verringerung der mit Hilfe dieser Technologie produzierten Energie auf 59,54 %, verglichen mit dem Jahr 2006. Es ergibt sich für Kernkraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 25,22 %, im Jahr 2030 von 21,77 % sowie im Jahr 2050 von 13,53 % (siehe Abbildung 48). Auch hier sind, wie in Abbildung 45 visualisiert, Negativsprünge in den Jahren 2012 und 2022 ersichtlich. Die sich ab dem 11. März 2011 in Japan ereignete **Fukushima-Katastrophe**<sup>154</sup>, welche in einigen europäischen Ländern ein Umdenken bei der Kernenergienutzung verursachte, hatte bzw. hat aufgrund der Reaktorabschaltungen (2012) und den geplanten kompletten Ausstieg aus der Kernenergie Deutschlands (siehe Abbildung 49) im Jahr 2022<sup>155</sup>, auch Auswirkungen auf durch Kernkraftwerke produzierte Energiemenge. Die dadurch entstandene Verringerung des durch Kernkraft produzierten Energieanteils wurde bzw. wird mittels Erhöhung der durch Kohlekraftwerke (siehe Abbildung 48) produzierten Energiemenge (2012 und 2022) kompensiert.

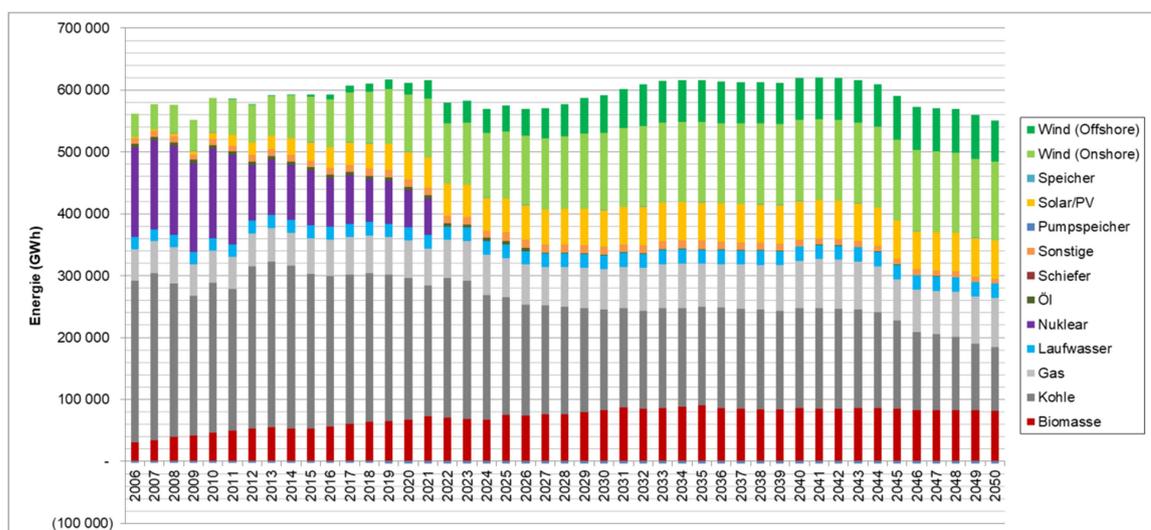


Abbildung 49: Produzierte Energie in Deutschland

<sup>154</sup> (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland, 2018a)

<sup>155</sup> (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland, 2018b)

Einen Anstieg der produzierten Energie in dem betrachteten Zeitraum weisen **Gaskraftwerke** auf. Wie in Abbildung 47 visualisiert, betrug deren produzierte Energie im Jahr 2006 noch 373.300 GWh und sinkt bis zum Jahre 2025 auf 284.502 GWh ab. Ab 2026 ist eine Steigerung über das Jahr 2030 (341.149 GWh) bis zum Jahr 2050 auf 448.181 GWh zu verzeichnen. Dies entspricht, verglichen mit 2006, einem Anstieg der im Jahr 2050 durch diese Kraftwerkstechnologie produzierten Energie auf 120,06 %. Es ergibt sich für Gaskraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 11,31 %, im Jahr 2030 von 10,30 % sowie im Jahr 2050 von 13,17 % (siehe Abbildung 48).

Ebenso ein Rückgang der produzierten Energiemenge wird bei **Kohlekraftwerken** verzeichnet. Diese produzierten im Jahr 2006 Energie in der Höhe von 799.029 GWh. Der Wert sinkt bis zum Jahr 2050 auf 665.050 GWh ab (siehe Abbildung 47). Das entspricht einer Verringerung der durch diese Kraftwerkstechnologie erzeugten Energiemenge auf 83,23 % (2006 vs. 2050). Es ergibt sich für Kohlekraftwerke ein Anteil an der gesamt produzierten Energie im Jahr 2020 von 25,13 %, im Jahr 2030 von 21,26 % sowie im Jahr 2050 von 19,54 % (siehe Abbildung 48).

**Ölkraftwerke** weisen ebenfalls einen Rückgang der produzierten Energie im betrachteten Zeitraum auf. Wie in Abbildung 47 ersichtlich, betrug deren produzierte Energie im Jahr 2006 noch 47.793 GWh und sinkt über das Jahr 2020 (29.683 GWh) bis zum Jahr 2050 auf 17.962 GWh ab. Dies entspricht einer Verringerung der eigenen produzierten Energie auf 37,58 % (2006 bis 2050). Es ergibt sich für Ölkraftwerke ein Anteil an der gesamten in Europa produzierten Energie im Jahr 2020 von 1,03 %, im Jahr 2030 von 0,80 % sowie im Jahr 2050 von 0,52 % (siehe Abbildung 48).

Die Verschiebung der bei der Elektrizitätserzeugung verwendeten Energieträger von fossilen, wie zum Beispiel Kohle und Öl, hin zu CO<sub>2</sub>-neutralen, wie etwa Wasser, Wind, Sonnenenergie sowie Biomasse, verlangt aufgrund der sich ändernden Lastflusshöhen sowie -wege wegen anderer Kraftwerksstandorte, **permanente Anpassungen des europäischen Übertragungsnetzes** an diese, damit eine **stabile und fehlerfreie Energieübertragung** gewährleistet wird.

### 5.5.3 Überblick der installierten Leistungen sowie produzierten Energien

Ein Teil der in Kapitel 5.5.1 sowie 5.5.2 dargestellten Simulationsergebnisse sind in Tabelle 7 zusammengefasst:

TECHNOLOGIE	PARAMETER (DIMENSION)	2006	2020	2030	2050	2006 VS. 2050
<b>ONSHORE WINDKRAFT</b>	Inst. Lstg. (MWe)	40.776	149.754	236.926	326.860	794 %
	Prod. En. (GWh)	86.046	304.732	480.859	668.554	777 %
<b>PHOTOVOLTAIK</b>	Inst. Lstg. (MWe)	2.063	96.495	131.211	140.602	6.814 %
	Prod. En. (GWh)	1.959	106.577	142.989	156.211	7.974%
<b>OFFSHORE WINDKRAFT</b>	Inst. Lstg. (MWe)	324	13.759	32.801	41.903	12.939 %
	Prod. En. (GWh)	1.205	43.505	116.984	150.331	12.475%
<b>SPEICHER</b>	Inst. Lstg. (MWe)	57.357	62.332	69.638	69.529	126 %
	Prod. En. (GWh)	126.699	132.653	144.896	152.325	120 %
<b>PUMPSPEICHER</b>	Inst. Lstg. (MWe)	44.144	58.584	79.310	78.569	196 %
	Prod. En. (GWh)	22.327	42.483	62.134	66.465	298 %
<b>LAUF- WASSERKRAFT</b>	Inst. Lstg. (MWe)	42.342	49.351	54.310	62.193	147 %
	Prod. En. (GWh)	178.772	206.182	223.987	256.887	144 %
<b>BIOMASSE</b>	Inst. Lstg. (MWe)	11.304	26.713	43.064	46.705	413 %
	Prod. En. (GWh)	79.178	179.874	284.226	307.904	389 %
<b>KERNKRAFT</b>	Inst. Lstg. (MWe)	112.790	105.564	107.426	66.338	59 %
	Prod. En. (GWh)	773.644	728.378	721.047	460.631	60 %
<b>GAS</b>	Inst. Lstg. (MWe)	133.961	201.364	228.771	129.504	97 %
	Prod. En. (GWh)	373.300	326.745	341.149	448.181	120 %
<b>KOHLE</b>	Inst. Lstg. (MWe)	154.765	147.974	155.142	119.868	77 %
	Prod. En. (GWh)	799.029	725.770	704.012	665.050	88 %
<b>ÖL</b>	Inst. Lstg. (MWe)	37.714	27.282	27.641	25.980	69 %
	Prod. En. (GWh)	47.793	29.683	26.404	17.962	38 %

Tabelle 7: Überblick der installierten Leistungen sowie produzierten Energien

In Tabelle 7 zeigt sich, dass zwischen der installierten Leistung und der produzierten Energie eine Kohärenz festgestellt werden kann. Die relative Zu- sowie Abnahme deren verhält sich je nach Kraftwerkstechnologie ähnlich, was bedeutet, dass bei Zunahme der installierten Leistung ebenso ein Anstieg der produzierten Energie erfolgt.

Den größten Zuwachs der installierten Leistung sowie der produzierten Energie zwischen den Jahren 2006 und 2050 weisen **Offshore Windkraftwerke** auf. Deren installierte Leistung bzw. produzierte Energie hat sich nahezu auf das 130-fache. Dies ist vor allem am Kapazitätszubau Deutschlands auszumachen.

Anhand der Simulationsergebnisse zeigt sich, dass der zweitgrößte Zuwachs der installierten Leistung sowie der produzierten Energie zwischen den Jahren 2006 und 2050 **Photovoltaik-kraftwerke** aufweisen. Der Kapazitätsausbau der installierten Leistung wies im Jahr 2011 einen Rekordzubau an Neuanlagen auf. Dies ist vor allem dem Anlagenzubau in Deutschland aufgrund der finanziellen Förderungen<sup>156</sup> zu verdanken. Deren installierte Leistung bzw. produzierte Energie hat sich nahezu auf das 70- bzw. 80-fache erhöht.

Ebenso erwähnenswert ist der Anstieg bei den **Onshore-Windkraftwerken**. Die installierte Leistung sowie die produzierte Energie zwischen den Jahren 2006 und 2050 hat sich bei diesen nahezu auf das 8-fache erhöht.

Einen Zuwachs der installierten Leistung sowie der produzierten Energie zwischen den Jahren 2006 und 2050 weisen **Biomassekraftwerke** auf. Deren installierte Leistung bzw. produzierte Energie hat sich circa vervierfacht.

Eine große Verminderung der installierten Leistung sowie der produzierten Energie zwischen den Jahren 2006 und 2050 gibt es bei **Ölkraftwerken**. Diese nehmen, verglichen mit dem Basisjahr 2006, im Jahr 2050 auf das 0,38-fache ihrer produzierten elektrischen Energie sowie auf das 0,69-fache ihrer installierten Leistung ab.

Anhand der Simulationsergebnisse in Tabelle 7 zeigt sich, dass es eine große Verminderung der installierten Leistung sowie der produzierten Energie zwischen den Jahren 2006 und 2050 bei **Kernkraftwerken** gibt. Diese nehmen, verglichen mit dem Basisjahr 2006, im Jahr 2050 auf das 0,60-fache ihrer produzierten elektrischen Energie sowie auf das 0,59-fache ihrer installierten Leistung ab.

---

<sup>156</sup> (Kübler, 2012)

Ein weiterer Teil der in Kapitel 5.5.1 sowie 5.5.2 dargestellten Simulationsergebnisse sind in Tabelle 8 zusammengefasst:

<b>TECHNOLOGIE</b>	<b>PARAMETER (DIMENSION)</b>	<b>2006</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>	<b>2006 VS. 2050</b>
<b>ONSHORE WINDKRAFT</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	6,36	15,78	20,16	28,94	22,58
	Prod. En. (% g. p. E)	3,38	10,55	14,52	19,64	16,26
	Volllaststunden p.a.	2110	2034	2029	2045	-65,00
<b>PHOTOVOLTAIK</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	0,32	10,17	11,16	12,57	12,25
	Prod. En. (% g. p. E)	0,07	3,69	4,32	4,59	4,52
	Volllaststunden p.a.	950	1104	1090	1111	161,00
<b>OFFSHORE WINDKRAFT</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	0,05	1,45	2,79	3,75	3,70
	Prod. En. (% g. p. E)	0,05	1,50	3,52	4,41	4,36
	Volllaststunden p.a.	3719	3162	3566	3586	-133,00
<b>SPEICHER</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	8,94	6,57	5,92	6,49	-2,45
	Prod. En. (% g. p. E)	4,98	4,59	4,38	4,76	-0,22
	Volllaststunden p.a.	2209	2128	2080	2191	-18,00
<b>PUMPSPEICHER</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	6,27	6,14	6,68	7,31	1,04
	Prod. En. (% g. p. E)	0,88	1,47	1,88	1,95	1,07
	Volllaststunden p.a.	506	725	783	846	340,00
<b>LAUF- WASSERKRAFT</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	6,26	5,20	4,62	5,56	-0,70
	Prod. En. (% g. p. E)	7,03	7,14	6,76	7,54	0,51
	Volllaststunden p.a.	4222	4178	4124	4130	-92,00
<b>BIOMASSE</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	1,76	2,82	3,66	4,17	2,41
	Prod. En. (% g. p. E)	3,11	6,23	8,58	9,05	5,94
	Volllaststunden p.a.	7004	6733	6600	6593	-411,00

Tabelle 8: Relative installierte Leistungen sowie relative produzierte Energien bezogen auf die gesamtinstallierte Leistung bzw. -produzierte Energie in Europa (Erneuerbare Energieträger)

Ein weiterer Teil der in Kapitel 5.5.1 sowie 5.5.2 dargestellten Simulationsergebnisse sind in Tabelle 9 zusammengefasst:

TECHNOLOGIE	PARAMETER (DIMENSION)	2006	2020	2030	2050	2006 VS. 2050
<b>KERNKRAFT</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	17,58	11,12	9,14	5,93	-11,65
	Prod. En. (% g. p. E)	30,43	25,22	21,77	13,53	-16,90
	Volllaststunden p.a.	6859	6900	6712	6944	85,00
<b>GAS</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	20,88	21,22	19,46	11,58	-9,30
	Prod. En. (% g. p. E)	14,68	11,31	10,30	13,17	-1,51
	Volllaststunden p.a.	2787	1623	1491	3460	673,00
<b>KOHLE</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	24,12	15,59	13,20	10,71	-13,41
	Prod. En. (% g. p. E)	31,43	25,13	21,26	19,54	-11,89
	Volllaststunden p.a.	5163	4905	4538	5548	385,00
<b>ÖL</b>	Inst. Lstg. (% g. i. L)	5,89	2,89	2,35	2,32	-3,57
	Prod. En. (% g. p. E)	1,88	1,03	0,80	0,52	-1,36
	Volllaststunden p.a.	1267	1088	955	692	-575,00

Tabelle 9: Relative installierte Leistungen sowie relative produzierte Energien bezogen auf die gesamtinstallierte Leistung bzw. –produzierte Energie in Europa (fossile Energieträger und Kernkraft)

Bei **relativer Betrachtung der installierten Leistungen** anhand der Simulationsergebnisse (siehe Tabelle 9) zeigt sich, dass vor allem bei der CO<sub>2</sub>-neutralen elektrischen Energieerzeugung durch Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen eine signifikante Zunahme erkennbar ist. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen wies im Jahr 2011 einen Rekordzubau an Neuanlagen auf. Dies ist vor allem dem Anlagenzubau in Deutschland aufgrund der finanziellen Förderungen<sup>157</sup> zu verdanken. Ein anderes Bild ergibt sich bei Kernkraftwerken und ebenso bei Kraftwerkstechnologien, die fossile Träger bei der elektrischen Energieerzeugung verwenden. Genauer gesagt, ergibt sich bei Onshore-Windkraftwerken die größte Zunahme gefolgt von Photovoltaikanlagen. Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke und Gaskraftwerke erfahren die größte relative Verminderung an der gesamten europäisch installierten Leistung über den betrachteten Simulationszeitraum.

<sup>157</sup> (Kübler, 2012)

Eine große Steigung der **produzierten Energie** bezogen auf die europäische Gesamtproduktion findet im Bereich der Windkraft, Biomasse und Photovoltaik (EEG Förderung Deutschland<sup>158</sup>) statt. Große Verminderungen hinsichtlich der produzierten Energie gibt es wiederum bei Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken.

**Volllaststunden** werden durch das Verhältnis der produzierten Energie (GWh) zur installierten Leistung (MWe) definiert. Diese beschreiben, wie viele Stunden ein gewisses Kraftwerk bzw. eine gewisse Kraftwerkstechnologie pro Jahr unter Volllast, Energie produzieren müsste, um auf die tatsächlich produzierte Jahresenergiemenge zu kommen. Aufgrund des Rückbaues bzw. stagnierenden Ausbaues der installierten Leistung, aber erhöhten Einsatzes der verbleibenden Gas-, Kohle sowie Pumpspeicherkraftwerke, kommt es zu einer Erhöhung deren Volllaststunden. Öl- und Biomassekraftwerke sind in der Anzahl ihrer Volllaststunden hingegen rückläufig (siehe Tabelle 7, Tabelle 8 und Tabelle 9).

Die in Tabelle 7, Tabelle 8 und Tabelle 9 dargestellten Kraftwerksänderungen bezüglich der installierten Leistungen sowie produzierten Energien (Energiewende) und folglich Änderungen hinsichtlich ihrer Standorte (weg von großen verbrauchsnahen Kraftwerken und hin zu kleineren dezentraleren Kraftwerksblöcken), erfordern **permanente Anpassungen des europäischen Übertragungsnetzes** an diese, damit eine **stabile und fehlerfreie Energieübertragung** gewährleistet wird.

---

<sup>158</sup> (Kübler, 2012)

### 5.5.4 Verringerung der Treibhausgasemissionen durch Energieträgerwechsel

Bei Treibhausgasen handelt es sich um Spurengase, die Bestandteil der Atmosphäre (Masseverteilung: 99 % Sauer- und Stickstoff, 1 % Treibhausgase) sind. Diese Gase können einen natürlichen sowie anthropogenen Ursprung aufweisen. Sie absorbieren einen Teil der von der Erde abgegebenen langwelligeren, im Infrarotbereich befindlichen thermischen Strahlung und behindern somit deren Austritt in das Weltall. Dadurch wird ein Teil dieser thermischen Strahlung in Richtung Erdoberfläche rückgestrahlt, wodurch es zur Erderwärmung kommt. Die durch die Eigenschaften der Erdoberfläche und der Atmosphäre bestimmte Einstrahlungsenergie der Sonne bestimmt grundlegend unser globales Klima. Die chemische Zusammensetzung der Atmosphäre ist daher maßgeblich für die Erwärmung des Planeten Erde verantwortlich.<sup>159</sup>

Es ist daher von essentieller Bedeutung, die Emission von Treibhausgasen, wie zum Beispiel Kohlendioxid, welches bei der anthropogenen Erzeugung elektrischer Energie durch fossile Energieträger entsteht, durch Erreichung der von Europa vorgegebenen Klimaziele (siehe Kapitel 1.1) zu verringern.

Obwohl die Summe der mittels der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten (siehe Abbildung 43) produzierten Energiemenge (siehe Abbildung 47) in Europa bis zum Jahr 2032 ansteigt und danach konstant bleibt, lässt sich ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Produktion elektrischer Energie feststellen. Diese in Abbildung 50 ersichtliche Reduzierung im Jahr 2050 auf 65,98 %, verglichen mit dem Jahr 2006, wird aufgrund dessen erreicht, da fossile Energieträger, wie Kohle, Gas oder Öl, bei der Erzeugung elektrischer Energie immer mehr durch Erneuerbare bzw. CO<sub>2</sub>-neutrale Träger, wie etwa Wasser-, Wind- oder Sonnenenergie verdrängt werden (siehe Abbildung 48). Dieser **Energieträgerwechsel** dient dem Erreichen der unter Kapitel 1.1 beschriebenen europäischen Klimaziele und wird aufgrund der von der Europäischen Union erlassenen und für jeden Mitgliedstaat gesetzlich verbindlichen Klimaziele zur Förderung der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Quellen<sup>160</sup> beim Energieverbrauch (Richtlinie 2009/28/EG, siehe Kapitel 1.2) umgesetzt.<sup>161, 162</sup>

---

<sup>159</sup> (Climate Service Center, Hamburger Bildungsserver, Deutscher Bildungsserver, 2018)

<sup>160</sup> (Umweltbundesamt Österreich, 2018a)

<sup>161</sup> (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Deutschland - Referat Öffentlichkeitsarbeit, 2018)

<sup>162</sup> (Europäische Kommission, 2018a)

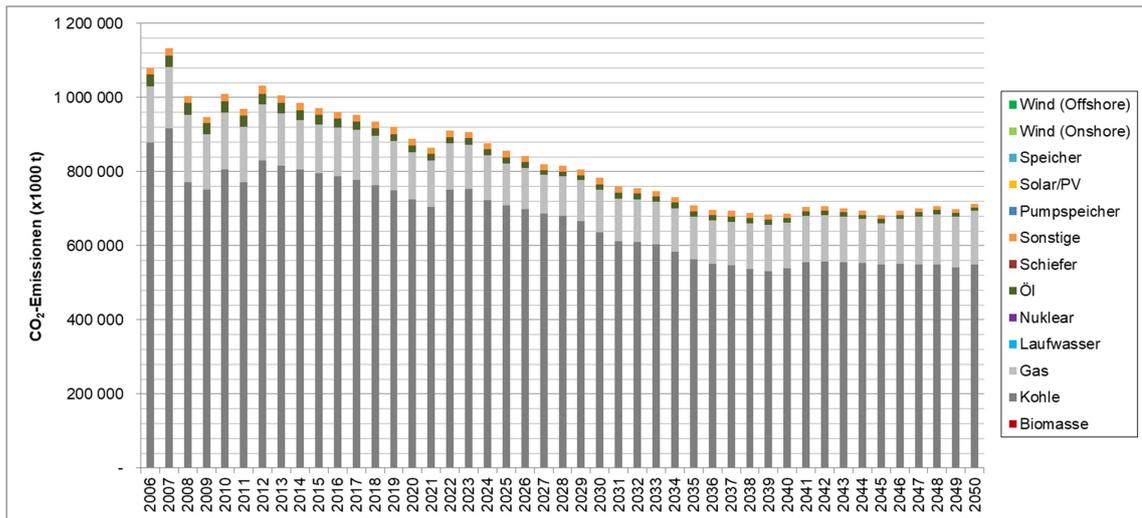


Abbildung 50: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa

Die **Wirtschaftskrise**<sup>163</sup> hatte ebenfalls Auswirkungen auf die Kohlendioxidemissionen. Wie Abbildung 50 zeigt, gibt es im Jahr 2009 aufgrund des geringeren Energiebedarfes einen Rückgang dieser. Betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen europaweit im Jahr 2008 noch 1.004.140.050 t, so sanken diese im darauffolgenden Jahr auf 947.606.220 t (94,37 %).

Wie in Abbildung 51 dargestellt, wird über den betrachteten Simulationszeitraum mit einem Anteil von ungefähr 80 % die überwiegende Mehrheit der gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Einsatz von **Kohlekraftwerken** bei der elektrischen Energieproduktion verursacht. Diese weisen im Jahr 2050 einen Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 62,49 %, bezogen auf das Jahr 2006, auf. Das entspricht einer Verringerung von 878.703.230 t (2006) auf 549.117.240 t (2050), da die durch Kohlekraftwerke produzierte Energiemenge immer mehr durch den Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Kraftwerkstechnologien substituiert wird (siehe Abbildung 50).

Durch die aufgrund der **Fukushima Katastrophe**<sup>164</sup> beschlossene Abschaltung diverser Reaktorblöcke im Jahr 2012 sowie den von der Bundespolitik beschlossenen Ausstieg aus der **Kernenergie** Deutschlands im Jahr 2022, ergeben sich zwei signifikante Emissionserhöhungen. Diese entstehen dadurch, dass der Rückgang der produzierten Energie aufgrund einzelner nicht mehr eingesetzter Reaktorblöcke bzw. der Abschaltung aller Kernkraftwerke Deutschlands, nun durch den vermehrten Einsatz von Kohlekraftwerken in den darauffolgenden Jahren kompensiert wurde bzw. wird (siehe Abbildung 50). Das bedeutet europaweit, verglichen mit dem

<sup>163</sup> (Köppel, 2009)

<sup>164</sup> (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland, 2018a)

jeweiligen Vorjahr, eine Steigerung der durch Kohlekraftwerke erzeugten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2012 von 771.883.590 t auf 830.331.890 t (+ 7,56 %) und im Jahr 2022 von 720.673.780 t auf 781.109.580 t (+6,65 %). Unter Berücksichtigung aller treibhausgasproduzierenden Kraftwerkstechnologien ergibt sich europaweit, wieder bezogen auf das jeweilige Vorjahr, ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2012 von 968.670.460 t auf 1.031.233.560 t (+6,46 %) und im Jahr des deutschen Kernkraftausstieges 2022 von 865.263.150 t auf 910.765.150 t (+5,26 %).

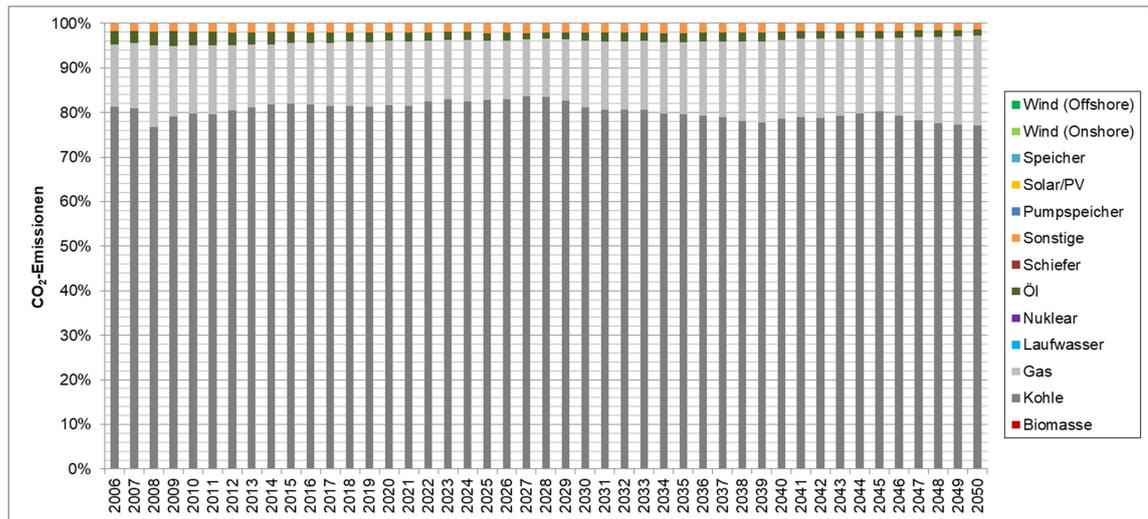


Abbildung 51: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa (in % der Gesamtemissionen, basierend auf Tonnen)

Bei **Gaskraftwerken** stellt sich bis zum Jahr 2050 ein marginaler Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 95,45 %, bezogen auf das Jahr 2006, ein. Das entspricht laut Abbildung 50 einer schwachen Verringerung von 151.593.910 t (2006) auf 144.690.820 t (2050). In den Jahren der **Wirtschaftskrise**<sup>165</sup> schwankte der Anteil der produzierten Energie durch Gaskraftwerke, gemessen an den gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, aufgrund des sich ändernden Energiebedarfes. Der Anteil an der Summe aller durch die Produktion von elektrischer Energie erzeugten Kohlendioxidemissionen beträgt über die betrachtete Zeitperiode ungefähr 16 % (siehe Abbildung 51).

Wie in Abbildung 50 dargestellt, weisen **Ölkraftwerke** in Zukunft ebenfalls einen geringeren Wert der durch sie produzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf. Ihr Anteil im Jahr 2050 verringert sich auf 30,25 %, verglichen mit dem im Jahr 2006. Das bedeutet eine Verringerung der Emissionsmenge um mehr als zwei Drittel von 32.466.850 t (2006) auf 9.823.980 t im Jahr 2050. Ihr Anteil an den gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt zwischen 3,00 % im Jahr 2006 und 1,38 % im Jahr 2050.

<sup>165</sup> (Köppel, 2009)

## 5.6 Zusammenfassung

Anhand des Simulationsmodells ATLANTIS konnten die zukünftigen Ausbauten sowie Anpassungen des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzes dargestellt, und deren Auswirkungen analysiert werden. Als Leitfaden hierfür dienten die geplanten Zukunftsprojekte, die in dem von der ENTSO-E veröffentlichten Ten Year Network Development Plan des Jahres 2006 zu finden waren.

Es wurde auch die Sinnhaftigkeit der Simulation des Übertragungsnetzes vor dem Netzausbau untermauert, um etwaige Fehlerquellen bzw. Mehrkosten bei der Projektumsetzung zu vermeiden.

Des Weiteren wurde die Herangehensweise bei der Internet- und Literaturrecherche sowie die Berechnung relevanter Parameter von Netzelementen erklärt, um Datenbankaktualisierungen anhand eines Leitfadens für eine erfolgreiche Simulation durchführen zu können.

In der Beschreibung des Simulationsmodells ATLANTIS wurde der schematische Simulationsablauf und die verwendeten Markt- und Handelsmodelle erörtert. Ebenso wurde auf den verwendeten DC-OPF-Simulationsalgorithmus inklusive dessen Vereinfachungen durch Vergleich der AC- sowie DC-Lastflussrechnung eingegangen. Auch eine Gegenüberstellung der Visualisierungsmethoden zur Darstellung der Daten vor sowie nach der Simulation wurde durchgeführt.

Es wurde anhand der Simulationsergebnisse aufgezeigt, dass zur Integration jener Kraftwerke, die CO<sub>2</sub>-frei elektrische Energie produzieren, ebenso zusätzliche Netzanpassungen notwendig sind, um eine stabile und fehlerfreie Energieversorgung zu gewährleisten. Auch wurden anhand weiterer Simulationsergebnisse die Engpassbeseitigungen bei Transformatoren und Übertragungsleitungen demonstriert. Bei diesen Beispielen wurden Darstellungen vor, sowie nach dem Netzausbau betrachtet. Dadurch konnte auf die Lastflussverschiebungen und Auslastungen der Netzelemente näher eingegangen werden.

Bei der Betrachtung der installierten Leistungen sticht vor allem der Ausbau der Windkraftwerke hervor. Ebenso ist ein massiver Ausbau bei Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2032 ersichtlich. Die installierte Leistung durch neue Biomasse- sowie Laufwasserkraftwerke erfährt ebenso eine Erhöhung. Die installierte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke verhält sich konstant. Gaskraftwerke werden bis zum Jahr 2032 ausgebaut. Danach verringert sich ihre verfügbare Leistung von Jahr zu Jahr erheblich. Auf der anderen Seite werden über die betrachtete

Zeitperiode bis zum Jahr 2050, die installierten Leistungen durch Kern-, Kohle und Ölkraftwerke schrittweise verringert.

Es wurde festgestellt, dass zwischen der installierten Leistung und der produzierten Energie eine gewisse Kohärenz ersichtlich ist. Die relative Zu- sowie Abnahme deren verhält sich je Kraftwerkstechnologie ähnlich, was bedeutet, dass bei Zunahme der installierten Leistung ebenso ein Anstieg der produzierten Energie erfolgt.

Ebenso wurde gezeigt, dass die Verschiebung der bei der Elektrizitätserzeugung verwendeten Energieträger von fossilen, wie zum Beispiel Kohle und Öl, hin zu dargebotsabhängigen CO<sub>2</sub>-neutralen, wie etwa Wasser, Wind sowie Sonnenenergie, Änderungen bei den verfügbaren Kraftwerken, in technischer (Änderungen der verfügbaren installierten Leistungen) sowie örtlicher (Änderungen der Kraftwerksstrukturen: weg von großen verbrauchsnahe und hin zu kleineren dezentraleren Kraftwerksblöcken) Hinsicht, hervorrufen. Diese Änderungen der Lastflusshöhen, -wege und Erzeugungsschwankungen erfordern **permanente Anpassungen des europäischen Übertragungsnetzes** an diese, damit eine **stabile und fehlerfreie Energieübertragung** gewährleistet wird.

## 6 Abkürzungsverzeichnis

A .....	Ampere
AAC .....	Already Allocated Capacity
AC .....	Alternating Current
AL.....	Albanien
ASOC.....	Antarctic and Southern Ocean Coalition
Assoc.Prof.....	Associate Professor
AT .....	Österreich
ATC .....	Available Transfer Capacity
ATSOI.....	Association of Transmission System Operators in Ireland
BA.....	Bosnien und Herzegowina
BCE .....	Base Case Exchange
BE .....	Belgien
BG.....	Bulgarien
BSc.....	Bachelor of Science
BY .....	Weißrussland
bzw. ....	beziehungsweise
<i>c</i> .....	Lichtgeschwindigkeit
CCE .....	Central and Eastern Europe
CH.....	Schweiz
CIS.....	Commonwealth of Independent States
CO <sub>2</sub> .....	Kohlendioxid
<i>cos</i> .....	Cosinus
CY .....	Zypern
CZ.....	Tschechien
DC.....	Direct Current
DC-OPF .....	Direct Current-Optimal Power Flow
DE .....	Deutschland
Dipl.-Ing. ....	Diplom-Ingenieur
DK.....	Dänemark
Dr.techn.....	Doktor der technischen Wissenschaften
DZ .....	Algerien
$\Delta EC$ .....	Additional Exchange Program
<i>E</i> .....	Energie

e-Mobility	Elektromobilität
EDV	elektronische Datenverarbeitung
EE	Estland
EG	Europäische Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
etc.	et cetera
ES	Spanien
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
€	Euro
FI	Finnland
FR	Frankreich
GB	Großbritannien
GISCO	Geographical information system of the Commission
GR	Griechenland
GTC	Grid Transfer Capacity
°C	Grad Celsius
GuV	Gewinn und Verlust
GWe	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawattstunden
h	hours
HU	Ungarn
HR	Kroatien
HVDC	High Voltage Direct Current
$I$	elektrischer Strom
$I_{12}$	elektrischer Strom, der über Leitung von Netzknoten 1 zu 2 fließt
$I_{21}$	elektrischer Strom, der über Leitung von Netzknoten 2 zu 1 fließt
$I_{therm}$	elektrischer thermischer Grenzstrom
IE	Irland
IEE	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Im	Imaginärteil
Inst. Lstg	installierte Leistung
IS	Island
IT	Italien
j	imaginäre Zahl

km.....	Kilometer
KML .....	Keyhole Markup Language
kV .....	Kilovolt
kWe .....	Kilowatt elektrisch
KWID* .....	Kraftwerk Identifikation
<i>L</i> .....	Leitungslänge
LED .....	Licht emittierende Diode
LT .....	Litauen
LU .....	Luxemburg
LV.....	Lettland
LY.....	Libyen
<i>m</i> .....	Masse
Mag.rer.soc.oec. ....	Magistra der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften
ME .....	Montenegro
MCP .....	Market Clearing Price
MD.....	Moldawien
Mio. ....	Millionen
MK .....	Mazedonien
MSc.....	Master of Science
MVA.....	Megavoltampere
MVar.....	Megavoltampere-Reaktiv
MW.....	Megawatt
MWe.....	Megawatt elektrisch
MWh.....	Megawattstunde
NEP .....	Netzentwicklungsplan
nF.....	Nanofarad
NO .....	Norwegen
NORDEL .....	Nordic Electricity Net
NL .....	Niederlande
<i>NTC</i> .....	Net Transfer Capacity
OHL.....	Overhead line
$\Omega$ .....	Ohm
p.u. ....	per unit
p.a.....	pro Jahr
P* .....	optimaler Preis für Kraftwerk

$P$ .....	Wirkleistung
$P_{12}$ .....	Wirkleistung, die über Leitung von Netzknoten 1 zu 2 fließt
$P_{therm}$ .....	thermische Wirkleistung
$P_{VERLUST}$ .....	Verlustwirkleistung
$P'_{VERLUST}$ .....	Verlustwirkleistung pro Länge
PCI .....	Project of Common Interest
% g. i. L. ....	in Prozent der gesamt installierten Leistung
% g. p. E .....	in Prozent der gesamt produzierten Energie
PLATTS .....	maps and geospatial data
$\varphi$ .....	Phasenverschiebung (Phi)
PL .....	Polen
Prod. En. ....	produzierte Energie
PT .....	Portugal
PV .....	Photovoltaik
$\pi$ .....	Pi
% .....	Prozent
$Q_{12}$ .....	Blindleistung, die über Leitung von Netzknoten 1 zu 2 fließt
$R$ .....	ohmscher Widerstand
$R'$ .....	ohmscher Widerstand pro Länge
Re .....	Realteil
RE .....	Renewable Energy
RES .....	Renewable Energy Sources
RES-E .....	Renewable Energy Sources-Electricity
RG .....	Regional Group
RO .....	Rumänien
RS .....	Republik Serbien
RU .....	Russland
$\underline{S}$ .....	komplexe Scheinleistung
$\underline{S}_{12}$ .....	komplexe Scheinleistung, die über Leitung von Netzknoten 1 zu 2 fließt
$S_{therm}$ .....	thermische Scheinleistung
SE .....	Schweden
SI .....	Slowenien
$\sin$ .....	Sinus
SK .....	Slowakei
t .....	Tonnen

TenneT TSO .....	deutscher Netzbetreiber
$\theta$ .....	Leitungsspannungswinkel (Theta)
TN .....	Tunesien
TR .....	Türkei
Transnet BW .....	deutscher Netzbetreiber
<i>TRM</i> .....	Transmission Reliability Margin
TSO .....	Transmission System Operator
<i>TTC</i> .....	Total Transfer Capacity
TU .....	Technische Universität
TYNDP .....	Ten Year Network Development Plan
<i>U</i> .....	elektrische Spannung
<i>U<sub>NENN</sub></i> .....	elektrische Nennspannung
<i>U<sub>1</sub></i> .....	elektrische Spannungsebene an Netzknoten 1
<i>U<sub>2</sub></i> .....	elektrische Spannungsebene an Netzknoten 2
UA .....	Ukraine
UA-W .....	West-Ukraine
UCTE .....	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
UKTSOA .....	Verbundnetz in Großbritannien
Univ.-Prof. ....	Universitätsprofessor
ÜNB .....	Übertragungsnetzbetreiber
USA .....	United States of America
& .....	und
vgl. ....	vergleiche
VN .....	Vereinte Nationen
vs. ....	versus
<i>X<sub>L</sub></i> .....	Längsreaktanz (induktiv)
<i>X<sub>L</sub>'</i> .....	Reaktanzbelag (induktiv)
<i>X<sub>C</sub>'</i> .....	Reaktanzbelag (kapazitiv)
<i>Z</i> .....	Längsimpedanz
z.B. ....	zum Beispiel

## 7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gesamt installierte Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke <sup>19</sup> .....	15
Abbildung 2: Pro Kopf installierte Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen <sup>21</sup> .....	16
Abbildung 3: Elektrische Netto-Energieerzeugung, EU-28, 1990-2015 <sup>24</sup> .....	17
Abbildung 4: Elektrische Netto-Energieerzeugung, EU-28, 2015 (in % der Gesamterzeugung, basierend auf GWh) <sup>24</sup> .....	17
Abbildung 5: Erzeugung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energiequellen, EU-28 <sup>26</sup> .....	18
Abbildung 6: Anteil der elektrischen Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen, 2015 und 2020 in Europa (in % des elektrischen Bruttoenergieverbrauchs) <sup>29</sup> .....	19
Abbildung 7: Herangehensweise zur Bearbeitung der ATLANTIS-Datenbank <sup>41</sup> .....	25
Abbildung 8: Veränderung der elektrischen Netto-Energieerzeugung, 2005-2015 (in %, basierend auf GWh) .....	29
Abbildung 9: Europäisches Übertragungsnetz inklusive Zukunftsprojekte .....	30
Abbildung 10: Mitgliedstaaten der ENTSO-E .....	33
Abbildung 11: Projekt 54 aus „TYNDP Project Sheet“ <sup>75</sup> .....	35
Abbildung 12: Zu Projekt 54 gehörendes „PCI Fiche File“ .....	38
Abbildung 13: Net Transfer Capacity ( <i>NTC</i> ) <sup>104</sup> .....	44
Abbildung 14: Definition der realen <i>NTC</i> -Werte <sup>108</sup> .....	45
Abbildung 15: Schematischer Simualtionsablauf <sup>114</sup> .....	48
Abbildung 16: Schematische Darstellung des Gesamtmodells (MCP) <sup>117</sup> .....	50
Abbildung 17: Angebots- und Nachfragekurve bei gedecktem (links) sowie ungedecktem Bedarf (rechts) <sup>118</sup> .....	51
Abbildung 18: Schematische Darstellung des Gesamtmarktmodells <sup>119</sup> .....	52
Abbildung 19: Schematische Darstellung des Zonenpreismodells <sup>120</sup> .....	53
Abbildung 20: Internationaler vs. nationaler Redispatch <sup>122</sup> .....	54
Abbildung 21: $\pi$ -Ersatzschaltbild einer AC-Leitung ohne Simplifizierungen <sup>124</sup> .....	56
Abbildung 22: Zusammenhang der Leistungen ohne und mit Vernachlässigung der übertragenen Blindleistung <sup>125</sup> .....	57

Abbildung 23: Ersatzschaltbild einer Leitung zwischen zwei Netzknoten nach Simplifizierungen für die DC-Lastflussberechnung <sup>128</sup> .....	60
Abbildung 24: Stammdaten inklusive Leitungen und Transformatoren mittels VISU dargestellt (Google Earth KML-Datei) <sup>129</sup> .....	61
Abbildung 25: Szenariodaten inklusive Netzknoten, Leitungen und Transformatoren mittels VISU dargestellt (SharpMap) <sup>130</sup> .....	62
Abbildung 26: Programmablauf VISU <sup>131</sup> .....	62
Abbildung 27: Simulationsgebiet .....	65
Abbildung 28: Trassenverlauf der HVDC-Leitung zwischen Frankreich und Italien <sup>136</sup> .....	67
Abbildung 29: Hohe Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Frankreich und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke, 2018) .....	68
Abbildung 30: Grenzüberschreitende Kapazitätserhöhung durch neue HVDC-Leitung zwischen Frankreich und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke, 2019).....	69
Abbildung 31: Lastflussverteilung aufgrund neuer HVDC-Leitung zwischen Frankreich und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke, 2018 vs. 2019) .....	70
Abbildung 32: Leitungsengpass in der Tschechischen Republik (Darstellung ohne Kraftwerke, 2023) .....	71
Abbildung 33: Beseitigter sowie infolgedessen neu aufgetretener Leitungsengpass in der Tschechischen Republik (Darstellung ohne Kraftwerke, 2024) .....	72
Abbildung 34: Beseitigte Leitungsengpässe in der Tschechischen Republik (Darstellung ohne Kraftwerke, 2029) .....	73
Abbildung 35: Trassenverlauf des neuen HVDC-Kabels <sup>142</sup> .....	74
Abbildung 36: Öl-Pipeline (links: freigelegte Pipeline, rechts: Pipeline-Sanierung) <sup>143</sup> .....	75
Abbildung 37: Vorhandene Infrastruktur für Trassenverlauf (links: Brücke in Italien, Mitte: Wartungstunnel, rechts: Verlauf über Splügenpass in der Schweiz).....	76
Abbildung 38: Gebiet des Dreiländereckes bzw. von Österreich, Schweiz und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke und Transformatoren, 2020).....	77
Abbildung 39: Grenzüberschreitende Kapazitätserhöhung durch neues HVDC-Kabel zwischen der Schweiz und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke und Transformatoren, 2021).....	77
Abbildung 40: Lastflussverteilung aufgrund neuen HVDC-Kabels zwischen der Schweiz und Italien (Darstellung ohne Kraftwerke und Transformatoren, 2020 vs. 2021) .	78
Abbildung 41: Engpass durch überlastete 220 kV AC-Leitungen (2041) .....	81
Abbildung 42: Beseitigter Engpass durch Erhöhung der Kapazität des Leitungskorridors (2047) .....	82

Abbildung 43: Installierte Leistungen (Kraftwerke) in Europa.....	83
Abbildung 44: Installierte Leistungen (Kraftwerke) in Europa (in % der Gesamtleistung, basierend auf MWe) .....	84
Abbildung 45: Änderungen der installierten Leistungen (Kraftwerke) in Europa .....	85
Abbildung 46: Installierte Leistungen (Kraftwerke) in Deutschland .....	87
Abbildung 47: Produzierte Energie in Europa .....	89
Abbildung 48: Produzierte Energie in Europa (in % der Gesamtenergie, basierend auf GWh)..	91
Abbildung 49: Produzierte Energie in Deutschland .....	92
Abbildung 50: CO <sub>2</sub> -Emissionen in Europa .....	100
Abbildung 51: CO <sub>2</sub> -Emissionen in Europa (in % der Gesamtemissionen, basierend auf Tonnen).....	101

## 8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ermittelte Parameter mit Hilfe des „TYNDP Project Sheet“ .....	35
Tabelle 2: Ermittelte Parameter mit Hilfe des „PCI Fiche File“ <sup>89</sup> .....	39
Tabelle 3: Definition der in der Berechnung benötigten physikalischen Parameter .....	40
Tabelle 4: Definition der zur Berechnung der <i>NTC</i> -Werte benötigten Parameter .....	43
Tabelle 5: Definition der bei der AC-Lastflussrechnung verwendeten physikalischen Parameter .....	56
Tabelle 6: Definition der bei der DC-Lastflussrechnung verwendeten physikalischen Parameter .....	60
Tabelle 7: Überblick der installierten Leistungen sowie produzierten Energien .....	94
Tabelle 8: Relative installierte Leistungen sowie relative produzierte Energien bezogen auf die gesamtinstallierte Leistung bzw. –produzierte Energie in Europa (Erneuerbare Energieträger) .....	96
Tabelle 9: Relative installierte Leistungen sowie relative produzierte Energien bezogen auf die gesamtinstallierte Leistung bzw. –produzierte Energie in Europa (fossile Energieträger und Kernkraft) .....	97

## 9 Literaturverzeichnis

- 50hertz. (März 2012). *Freileitung oder Erdkabel Hintergrundinformationen*. Abgerufen am 24. Mai 2018 von <https://www.50hertz.com/Portals/3/Galerien/Broschueren/Erdkabel-Freileitung.pdf>
- Bernard Energy. (2. Oktober 2017). *ENTSO-E opens TYNDP 2018 submission window - Bernard Energy*. Abgerufen am 23. Mai 2018 von <http://bernardenergy.com/latestdevelopments/entso-e-opens-tyndp-2018-submission-window/>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Deutschland - Referat Öffentlichkeitsarbeit. (2018). *Informationsportal Erneuerbare Energien - EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien*. Abgerufen am 3. April 2018 von [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EU\\_Richtlinie\\_fuer\\_EE/eu\\_richtlinie\\_fuer\\_erneuerbare\\_energien.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EU_Richtlinie_fuer_EE/eu_richtlinie_fuer_erneuerbare_energien.html)
- Bundesnetzagentur Deutschland. (2018). *Bundesnetzagentur - Redispatch*. Abgerufen am 3. Mai 2018 von [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html)
- Climate Service Center, Hamburger Bildungsserver, Deutscher Bildungsserver. (15. April 2018). *Treibhausgase - Klimawandel*. Abgerufen am 15. Mai 2018 von <http://wiki.bildungsserver.de/klimawandel/index.php/Treibhausgase>
- EnBW Transportnetze AG. (2012). *Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG*. (E. T. AG, Hrsg.) Abgerufen am 14. März 2018 von <https://www.transnetbw.com/downloads/strommarkt/engpassmanagement/allgemeines-kapazittsberechnungsmodell-2012.pdf>
- Enemalta. (2018). *About us - History of Electricity - Enemalta*. Abgerufen am 4. April 2018 von <https://www.enemalta.com.mt/about-us/history-of-electricity/>
- ENTSO-E. (2018a). *ENTSO-E Member Companies*. Abgerufen am 12. April 2018 von <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>
- ENTSO-E. (März 2018b). *Grid Map*. Abgerufen am 21. März 2018 von <https://www.entsoe.eu/map/Pages/default.aspx>
- ENTSO-E. (22. Mai 2018c). *TYNDP 2016*. Abgerufen am 2018 von <http://tyndp.entsoe.eu/2016/>
- ENTSO-E. (2018d). *TYNDP2018 - Project Map*. (ENTSO-E, Herausgeber) Abgerufen am 12. Mai 2018 von <http://tyndp.entsoe.eu/map/>
- ENTSO-E. (2018e). *Who is ENTSO-E?* Abgerufen am 28. März 2018 von <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>
- ENTSO-E. (2018f). *The Ten-Year Network Development Plan*. Abgerufen am 23. Mai 2018 von <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/#the-ten-year-network-development-plan>

- Europäische Kommission. (2017a). *PCI Interactive map*. Abgerufen am 15. Mai 2018 von [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency\\_platform/map-viewer/main.html](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html)
- Europäische Kommission. (November 2017b). *Projects of Common Interest - European Commission*. Abgerufen am 2. Mai 2018 von <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>
- Europäische Kommission. (2018a). *Climate strategies & targets*. Abgerufen am 14. März 2018 von [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_de)
- Europäische Kommission. (2018b). *Energy union and climate | EU-Kommission*. Abgerufen am 14. April 2018 von [https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate\\_de](https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_de)
- Europäische Kommission. (2018c). *EU-Kommission | Die Kommission und ihre Prioritäten*. Abgerufen am 28. März 2018 von [https://ec.europa.eu/commission/index\\_de](https://ec.europa.eu/commission/index_de)
- Europäische Kommission. (2018d). *Pariser Übereinkommen | Klimapolitik*. Abgerufen am 14. April 2018 von [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de)
- Europäische Kommission. (März 2018e). *Project of common interest: 2.5.1*. Abgerufen am 19. Mai 2018 von [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci\\_2\\_5\\_1\\_en\\_2017.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_2_5_1_en_2017.pdf)
- Europäische Union. (13. April 2018). *Europäische Kommission - EUROPA | Europäische Union*. Abgerufen am 14. April 2018 von [https://europa.eu/european-union/about-eu/institutions-bodies/european-commission\\_de#overview](https://europa.eu/european-union/about-eu/institutions-bodies/european-commission_de#overview)
- European Environment Agency. (2017). *Renewable energy in Europe 2017 - Recent growth and knock-on effects - European Environment Agency*. Abgerufen am 14. März 2018 von <https://www.eea.europa.eu/publications/renewable-energy-in-europe>
- eurostat. (Juni 2017a). *Statistik der Erneuerbaren Energien - Statistics Explained*. Abgerufen am 3. April 2018 von [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics/de](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/de)
- eurostat. (Juni 2017b). *Stromerzeugung, Stromverbrauch und Marktüberblick - Statistics Explained*. Abgerufen am 14. März 2018 von [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview/de](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview/de)
- eurostat. (Jänner 2018). *Renewable energy statistics - Statistics Explained*. Abgerufen am 14. März 2018 von [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics)
- Feichtinger, G. (18. Oktober 2017). *Atlantis v3.2 - Dokumentation*. Graz: IEE Graz.
- Greenconnector srl - Greenconnector AG. (2017). *Greenconnector | Home*. Abgerufen am 19. Mai 2018 von <http://www.greenconnector.it/en/index.html>
- Guthrie, W. K. (1978). *The later Plato and the Academy*. Cambridge: Cambridge University Press.

- Gutsch, C., & Stigler, H. (15. Februar 2012). *ATLANTIS – Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft*. (I. Graz, Hrsg.) Abgerufen am 10. April 2018 von [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Gutschhi.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Gutschhi.pdf)
- Huber, C. (2010). *Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft (Dissertation)*. Graz: TU Graz.
- IEE. (2017). Referenzwerte & Berechnungsmethoden. Institutsinternes Dokument. *intern*. (I. TUG, Hrsg.) Graz.
- Köppel, A. (30. Juni 2009). *Auswirkungen der Krise auf den Energieverbrauch und Maßnahmen zu Energieeffizienz*. (E-Control, Hrsg.) Abgerufen am 10. Mai 2018 von <https://www.e-control.at/documents/20903/26441/03-vortrag-dr-koeppl.pdf>
- Kübler, R. (2012). *EEG-Förderung der Photovoltaik: Über den Anfang nach dem Ende*. (E. M. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 5. Mai 2018 von <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/694/EEGForderung-der-Photovoltaik-Uber-den-Anfang-nach-dem-Ende.aspx>
- MAVIR, HU. (2017). *home - Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerező Zrt*. Abgerufen am 2017 von <https://www.mavir.hu/web/mavir-en>
- Nacht, T. (04. Dezember 2010). *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft (Diplomarbeit)*. Graz: TU Graz.
- Nikola Tesla, Erfinder, Physiker und Elektroingenieur. (1856 - 1943).
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland. (2018a). *Bundesregierung | Ausstieg aus der Kernkraft*. Abgerufen am 15. Mai 2018 von <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/1-EnergieErzeugen/2012-04-17-ausstieg-aus-der-kernkraft.html>
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung Deutschland. (2018b). *Bundesregierung | Energie transportieren | Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022*. Abgerufen am 15. Mai 2018 von <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html>
- Schüppel, A. (2014). *Wertigkeit von Windkraft, Photovoltaik und Spitzenlastkraftwerken als Teil des gesamten Elektrizitätssystems (Dissertation)*. Graz: TU Graz.
- SEPS, SK. (2017). *Slovak electricity transmission system, Plc*. Abgerufen am 8. Dezember 2017 von [https://www.sepsas.sk/en\\_index.asp](https://www.sepsas.sk/en_index.asp)
- Siemens. (2012. Juli 2012). *Fact Sheet Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)*. Abgerufen am 17. April 2018 von <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/factsheet-hgue-d.pdf>
- State Enterprise Ignalina Nuclear Power Plant. (2018). *Ignalina Nuclear Power Plant - Homepage*. (S. E. Plant, Herausgeber) Abgerufen am 21. März 2018 von <https://www.iae.lt/en/>

Stigler, H. (Juni 1999). *Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft (Dissertation)*. Graz: TU Graz.

Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G., & Feichtinger, G. (8. September 2015). ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector. (I. TUG, Hrsg.) *Central European Journal of Operations Research*, S. 965 – 988.

TransnetBW. (2018). *SuedLink | TransnetBW GmbH*. Abgerufen am 3. April 2018 von <https://www.transnetbw.de/de/suedlink>

Umweltbundesamt Österreich. (2018a). *Umweltbundesamt: Energie der Zukunft*. Abgerufen am 20. März 2018 von <http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/energie/energietraeger/erneuerbareenergie/>

Umweltbundesamt Österreich. (2018b). *Umweltbundesamt: Fossile Energie*. Abgerufen am 20. März 2018 von <http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/energie/energietraeger/fossileenergie/>

Umweltbundesamt Österreich. (2018c). *Umweltbundesamt: Kernenergie & Strahlenschutz*. Abgerufen am 20. März 2018 von <http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/kernenergie/>