



Daniel Krammer, BSc

Szenarien Erneuerbarer Energien in Europa

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing Martin Strohmaier

Begutachter

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

Institut für Elektrizitätswirtschaft und

Energieinnovation

Graz, Juni 2017

Kurzfassung

Die vorliegende Masterarbeit beschäftigt sich mit Entwicklungsszenarien zur Stromerzeugung innerhalb Europas, wobei erneuerbare Energien und dabei dezidiert die Photovoltaik und Windkraft näher betrachtet werden. Neben Grundlagen zur Photovoltaik und Windkraftnutzung wird auch die historische Entwicklung aufgezeigt. In einer umfassenden Analyse wurden gängige Referenzszenarien untersucht und vergleichend gegenübergestellt. Bei den betrachteten Szenarien handelt es sich um Szenarien des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur, des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E sowie das EU-Referenzszenario. In weiterer Folge wurde das EU-Referenzszenario ausgewählt und ein MatLab Programm erstellt, welches es erlaubt, ein gegebenes ATLANTIS-Szenario einem vorgegebenen Entwicklungsszenario anzupassen, um in vergleichsweise kurzer Zeit erste Grobanalysen durchführen zu können. Die Implementierung wurde bis zum Jahr 2050 für die Länder Kontinentaleuropas durchgeführt und im Anschluss der jeweilige Kraftwerksmix sowie die Leitungsauslastungen im Überblick dargestellt. Aufgrund der hohen Anteile an erneuerbaren Energien sowie des großen Datenaufwandes werden im Rahmen dieser Arbeit die kontinentaleuropäischen Länder im Gesamtüberblick sowie die Länder Deutschland, Frankreich und Spanien exemplarisch näher betrachtet und dargestellt. Die Vorgangsweise hat gezeigt, dass mit der angewandten Methode vorgegebene Szenarien relativ rasch adaptiert werden können um erste grobe Einschätzungen geben zu können, allerdings eine vertiefte – und daher zeitaufwändige – Umsetzung unerlässlich ist, um Detailanalysen durchführen zu können.

Abstract

The present master thesis deals with different development scenarios on how to generate electricity throughout Europe. It focuses on renewable energies, particularly on photovoltaics and wind power. This paper not only explains the basic principles of photovoltaics and wind power, it also gives an insight in its historic developments. Well established reference scenarios are thoroughly analyzed and compared to one another. The considered scenarios includes data of the world energy outlook of the international energy agency, the ten year network development plan (TYNEP), the ENTSO-E as well as the EU reference scenario. Subsequently the EU reference scenario was chosen and a MatLab program was established. Thus a given ATLANTIS scenario could be adapted to a given development scenario and this way a first rough analysis could be conducted. This was implemented for continental European countries up until the year 2050. Furthermore the respective power plant mix as well as the capacity utilisation are summarised. Considering the high amount of renewable energy as well as the big data, the paper in hand shows an overview of continental European countries and looks at the examples of Germany, France and Spain in more detail.

The approach taken proved that the applied method could be used to adapt given scenarios fairly quickly to enable a quick first estimate. Still, thorough and thus more time consuming analysis are essential to get more detailed results.

EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

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.

AFFIDAVIT

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.

21.11.2017

Datum / Date



Unterschrift / Signature

Danksagung

Ich bedanke mich besonders bei meinen Eltern, die mich über das ganze Studium finanziell und moralisch unterstützt haben, sowie bei Kathrin Scherz, die mir immer in schwierigen Situationen zur Seite stand und stets eine Stütze für mich war.

Außerdem bedanke ich mich bei Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die Begutachtung sowie bei Dipl.-Ing. Martin Strohmaier für die Betreuung der Arbeit, welcher eine sehr große Hilfe während der Masterarbeit war.

Weiters möchte ich mich bei meinen Studienkollegen für die tolle Zeit während des Studiums bedanken und für die produktiven Lerngruppen, welche in dieser Zeit entstanden sind.

Abschließend möchte ich mich noch bei meiner Familie bedanken, welche mir während des gesamten Studiums immer beigestanden ist.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Erneuerbare Energien	3
2.1	Photovoltaik	4
2.2	Wind	5
3	Historische Entwicklung erneuerbarer Energien in der EU	7
4	Szenarien von Europa	12
4.1	World Energy Outlook 2015 (WEO)	12
4.2	EU-Referenzszenario 2016	19
4.3	TYNDP 2016 Scenario Development Report	24
4.4	Vergleiche mit dem Referenzszenario	31
5	Implementierung des Referenzszenarios 2016	37
6	Analyse der Simulations-Ergebnisse	47
6.1	Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Europa	47
6.1.1	Die 19 EU-Mitgliedstaaten	48
6.1.2	Deutschland	52
6.1.3	Frankreich	56
6.1.4	Spanien	60
6.2	Das Leitungsnetz und die Lastflüsse in Europa	64
6.2.1	Die 19 EU-Mitgliedstaaten	65
6.2.2	Deutschland	73
6.2.3	Frankreich	80
6.2.4	Spanien	88
7	Schlussfolgerung	95
8	Abkürzungsverzeichnis	97
9	Abbildungsverzeichnis	98
10	Literaturverzeichnis	101

1 Einleitung

Das Kyoto-Protokoll bezüglich des Klimaschutzes ist im Jahre 1997 in Kraft getreten, weshalb seit diesem Zeitpunkt viele Länder danach streben, die Umweltbedingungen zu verbessern. Um eine Verbesserung zu erzielen, findet zum Beispiel hinsichtlich der Energieerzeugung eine Veränderung statt, indem konventionelle Kraftwerke (z.B. Kohlekraftwerke) durch Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien ersetzt werden (vgl. BMUB 2002, o.S). So zeigt sich in den letzten Jahren ein stetiges Wachstum an regenerativen Energien und daraus ergibt sich eine stetige Verbesserung des Klimaschutzes.

Erneuerbare Energien sind für eine Verbesserung der klimatischen Bedingungen unabdingbar und benötigen daher eine ständige Weiterentwicklung und Verbesserung. Eine große Schwierigkeit besteht jedoch darin, festzustellen, welche Maßnahmen in nächster Zeit getroffen werden müssen, um eine Verbesserung der klimatischen Bedingungen zu erreichen. Einige dieser Maßnahmen sind zum Beispiel die „20-20-20 Ziele“, welche bereits im Jahr 2007 festgelegt worden sind und bis 2020 umgesetzt werden sollen (vgl. E-Control 2017, o.S). Um diese Ziele zu erreichen, werden unter anderem Szenarien und Prognosen erarbeitet, welche Aufschluss darüber geben sollen, ob die gesetzten Ziele erreichbar bzw. wie diese zu erreichen sind. Diese Szenarien benötigen allerdings eine Vielzahl von Daten, um ein möglichst realitätsnahes Ergebnis für die Zukunft zu erzeugen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, Daten für den Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen für die EU Mitgliedsstaaten bis zum Jahre 2050 zu finden und diese in das Programm „Atlantis“ zu implementieren, um herauszufinden, wie sich die Leitungsauslastung und der Energiemix bis zum Jahr 2050 entwickeln könnte. Weiters soll untersucht werden, ob der Zubau die Entstehung von Überlastungen im europäischen Leitungsnetz begünstigt.

Außerdem soll ein Vergleich des unterschiedlichen Zubaus von regenerativen Energien zwischen den Szenarien durchgeführt werden.

Die Masterarbeit ist aus diesem Grund folgendermaßen aufgebaut:

Das zweite Kapitel widmet sich dem Begriff „Erneuerbare Energien“, um in weiterer Folge auf die Bereiche „Photovoltaik“ sowie „Windkraft“ näher einzugehen.

Das dritte Kapitel setzt sich anschließend mit der historischen Entwicklung der erneuerbaren Energien auseinander, wobei aufgezeigt werden soll, wie Beschlüsse und Richtlinien ihren Beitrag leisten, um den Anteil an erneuerbarer Energie im Stromnetz zu erhöhen.

Das vierte Kapitel befasst sich mit der Analyse von Szenarien bezüglich Energiesystemen und -gewinnung. Dabei soll aufgezeigt werden, welche unterschiedlichen Modelle die einzelnen Szenarien verwenden und welche Daten sie benötigen, um Aussagen für die Zukunft zu erstellen. Weiters werden die installierten Gesamtkapazitäten der Szenarien miteinander verglichen, um zu zeigen, inwieweit sich die Ergebnisse der Szenarien unterscheiden. Die herangezogenen Szenarien lauten wie folgt:

World Energy Outlook 2015, EU-Referenzszenario 2016, TYNDP 2016 Scenario Development Report.

Das fünfte Kapitel der Arbeit beschäftigt sich mit dem Vorgang der Implementierung, indem Daten des Referenzszenarios in Atlantis eingebunden werden.

Die Analyse der Ergebnisse erfolgt im sechsten Kapitel. Hierbei wird auf den Energiemix der installierten Leistungen von 19 EU-Mitgliedsstaaten, sowie auf die Leitungsauslastungen bis zum Jahr 2050 näher eingegangen.

Den Abschluss dieser Arbeit bildet das siebente Kapitel, in dem eine Zusammenfassung der Ergebnisse dieser Arbeit erfolgt.

2 Erneuerbare Energien

Das vorliegende Kapitel setzt sich mit der Beschreibung des Begriffs „Erneuerbare Energien“ auseinander und geht in den Unterkapiteln (2.1, 2.2) näher auf die Bereiche Photovoltaik sowie Windkraft ein.

Die Erzeugung von Energie basiert auf erneuerbare Energien oder auf fossilen und vergänglichen Energieträgern (z.B. Kohle). Von erneuerbarer Energie wird nun gesprochen, wenn die Energie aus nicht vergänglichen Ressourcen wie etwa Sonne, Wasser, Biomasse oder Wind gewonnen wird (Günther 2017, o.S). Günther Matthias zufolge wird unter erneuerbarer Energie daher folgendes verstanden:

„(...) wenn nach der Entnahme von Energie aus einem entsprechenden Reservoir dieses entweder gar nicht geschmälert wird oder wenn es sich in einer hinreichend kurzen Zeit erholt und wieder zur Nutzung bereitsteht“ (Günther 2015, S. 58).

Die nicht vergänglichen Ressourcen stützen sich auf drei Energiequellen. Zu diesen zählen die Sonne, die Erdwärme und die Planetengravitation. Bezüglich der Sonnenenergie kann festgehalten werden, dass diese die bedeutendste Energiequelle für regenerative Energien ist (vgl. Kaltschmitt/Streicher/Wiese 2014, S. 47). Dabei entsteht durch Kernfusionen Strahlung, welche freigesetzt wird und auf die Erde trifft. Diese Strahlung versorgt nicht nur Photovoltaikkraftwerke mit Energie, sondern ist auch für das Wachstum der Biomasse und für die Erzeugung von Wind verantwortlich (vgl. Günther 2015, S. 60). Demgegenüber wird die Erdwärme einerseits aus der im Erdinneren gespeicherten Energie gewonnen, wobei sich diese bei der Entstehung der Erde durch die Gravitationsenergie ergibt. Ein weiterer Teil der Quellen besteht aus radioaktivem Zerfall in der Erdkruste sowie der Ursprungswärme, welche vor der eigentlichen Entstehung der Erde aufgetaucht ist. Die Planetengravitation beruht auf der Grundlage der Planetenbewegung und der wechselwirkenden Beziehung zwischen Mond und Erde. Anzumerken ist, dass sich diese beiden auch einander anziehen und somit zur Entstehung von Ebbe und Flut beitragen (vgl. ebd., S. 52). Doch was wird nun mit dem Begriff „Photovoltaik“ in Verbindung gebracht? Mit der Beantwortung dieser Frage befasst sich das nachfolgende Kapitel.

2.1 Photovoltaik

Die unmittelbare Umwandlung von Solarstrahlen in elektrische Energie erfolgt durch Photovoltaikzellen (vgl. Günther 2015, S. 70). Bei diesem Vorgang nutzen diese Zellen den inneren Photoeffekt, welcher elektromagnetische Strahlung aufnimmt. Durch die Absorption einer gewissen Energiemenge können Elektronen im Festkörper zu freien Elektronen werden, sich dadurch frei bewegen und somit dem Stromtransport zur Verfügung stehen (vgl. Kaltschmitt et al. 2014, S. 360-365).

Die Festkörper der Photovoltaikzellen setzen sich aus Halbleitermaterial zusammen (z.B. Silizium, Germanium), welches spezielle Eigenschaften aufweist. Halbleiter verhalten sich bei niedrigen Temperaturen wie Isolatoren und sind somit nicht leitfähig. Wird die Temperatur jedoch durch beispielsweise Solarstrahlung erhöht, dann ändern sie ihre Eigenschaft und werden leitfähig (vgl. Günther 2015, S. 70). Um diesen Effekt für die Erzeugung von elektrischer Energie nutzen zu können, erfährt das Halbleitermaterial eine n oder p Dotierung und wird anschließend in der Solarzelle so strukturiert aufgebaut, dass eine Raumladungszone entsteht. Diese Raumladungszone befindet sich zwischen der n und p Schicht und wird benötigt, um ein elektrisches Feld zu erzeugen, an dem eine elektrische Spannung abgegriffen werden kann (vgl. Kaltschmitt et al. 2014, S. 361-362). Die abgegriffene Spannung entspricht einer Gleichspannung und wird bevor sie ins Stromnetz eingespeist werden kann, über einen Wechselrichter in Wechselspannung umgewandelt (vgl. Osterhage 2015, S. 15). Um den Vorgang der Umwandlung der Solarenergie in elektrische Energie zu veranschaulichen, werden in der nachfolgenden Abbildung 1 eine Photovoltaikzelle und die Struktur bezüglich ihres Aufbaus dargestellt.

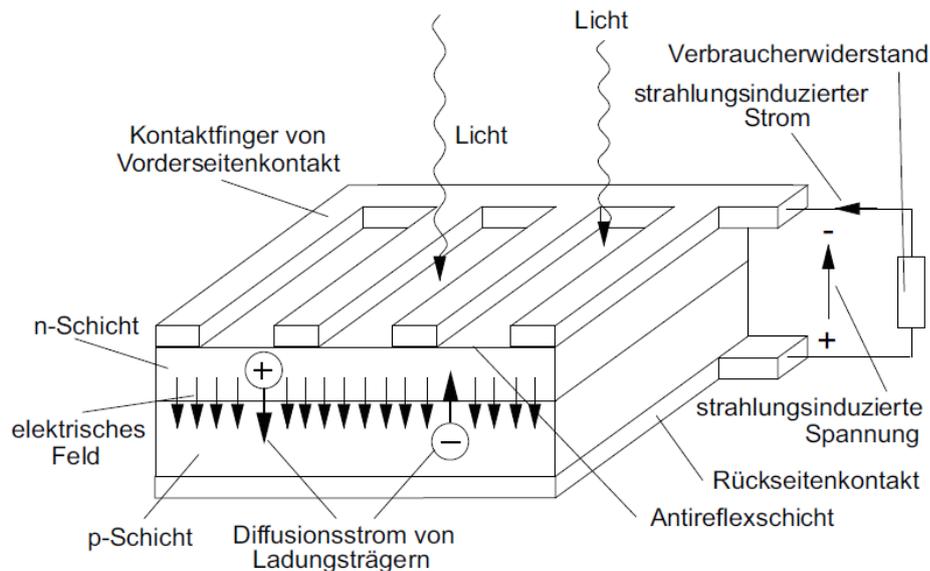


Abbildung 1: Aufbau einer Solarzelle (Quelle: (Kaltschmitt et al. 2014, S. 365))

Auf Grund der Tatsache, dass im fünften Kapitel Photovoltaik- und Windkraftwerke implementiert werden, stellt sich nun die Frage, wie Energiegewinnung aus Wind definiert werden kann. Mit der Beantwortung dieser Frage setzt sich das nachfolgende Kapitel auseinander.

2.2 Wind

Die Gewinnung von elektrischer Energie aus Windkraftanlagen erfolgt über die Umwandlung von kinetischer Energie in mechanische Energie. Dabei wird die Energie in den Luftmassen mithilfe von Rotorblättern in mechanische Energie transformiert. Diese mechanische Energie wird auf eine Rotorwelle weitergeleitet, an der sich ein Getriebe befindet und diese mit einem Generator verbunden ist (vgl. Kaltschmitt et al. 2014, S. 453). Der Generator erzeugt elektrische Energie, welche anschließend über Zwischenkreise in das Netz eingespeist wird (vgl. Günther 2015, S. 86).

Ein Großteil der Windkraftanlagen besteht heutzutage aus dreiblättrigen Auftriebsläufern. Der Grund für diese Bauform ist, dass ungefähr 50 % der kinetischen Energie in der Luft umgewandelt werden kann. Ein weiterer wichtiger Faktor ist, dass die Leistung des Windes und die Geschwindigkeit des Windes eine kubische Beziehung aufweisen. Außerdem kann festgehalten werden, dass sich enorme Auswirkungen auf die Stromerzeugung ergeben, wenn sich die Geschwindigkeit des Windes nur gering ändert. So weist zum Beispiel die Veränderung der Windgeschwindigkeit um +10 % eine Steigerung der

Stromerträge von bis zu 30 % auf. Allerdings kommen nur 59 % der kinetischen Energie für die Energieerzeugung zum Einsatz. Diese 59 % werden auch als der Betz'scher Leistungsbeiwert bezeichnet (vgl. ebd., S. 83-85). Der Energiefluss der Windkraftanlage und deren Verluste werden nun anhand der Abbildung 2 in einem Sankey Diagramm aufgezeigt.

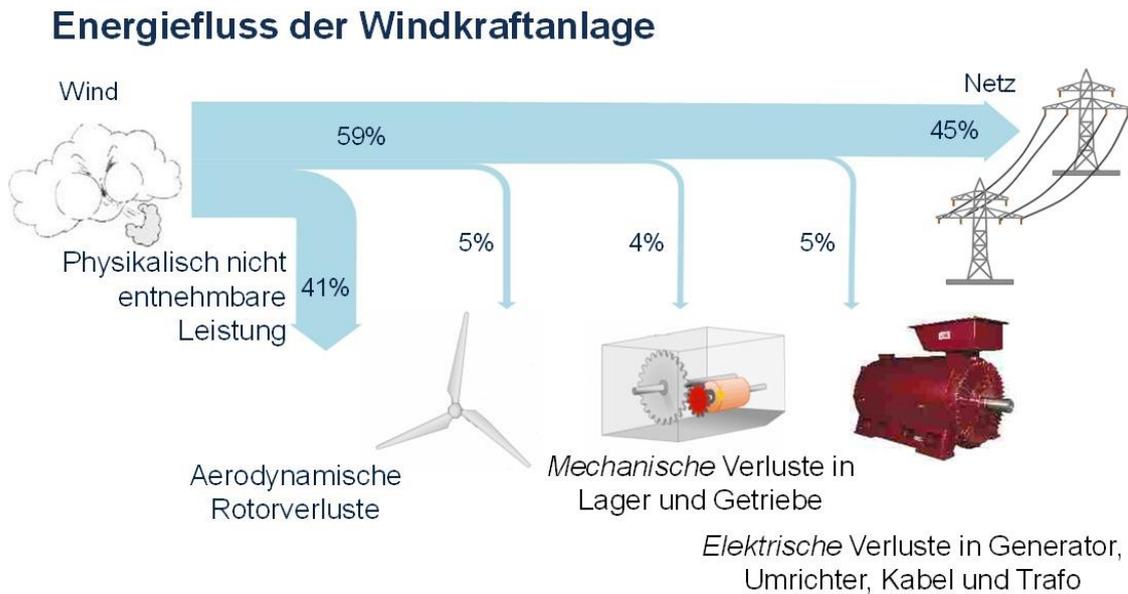


Abbildung 2: Energiefluss der Windkraftanlagen als Sankey Diagramm (Quelle: WindEnergie)

Um auch einen Überblick über die Entwicklung von erneuerbarer Energien in Europa zu bekommen, erfolgt diesbezüglich im nächsten Kapitel eine kurze Zusammenfassung.

3 Historische Entwicklung erneuerbarer Energien in der EU

Die EU setzte sich im Jahre 1997 das Ziel, den Anteil an erneuerbarer Energie zu erhöhen (vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften 1997, o.S.). So sollte bis zum Jahre 2010 eine Steigerung von 12 % erreicht werden. Der grundlegende Gedanke dieser Zielentwicklung war, dass die Energieversorgung gewährleistet wird und eine Verringerung der Treibhausgase stattfinden sollte. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, wurde von der EU ein Konzept erstellt, welches klare Vorgaben beinhaltet. Um die Entwicklung weiterer erneuerbarer Energieanlagen voranzutreiben, wurden die Richtlinien des Konzepts (Aktionsplan) gesetzlich festgelegt. Auf diese Richtlinien wird im Folgenden nun näher eingegangen.

Die erste Förderung zielte darauf ab, elektrische Energie innerhalb der EU verstärkt mittels erneuerbarer Energie zu erzeugen (Steigerung von 14 % auf 22 %) (vgl. EUR-Lex 2017a, S. 33). Im Bereich der Mobilität sollte der Verbrauch von fossilen Brennstoffen ebenfalls reduziert werden, sodass zwei Jahre später (2003) eine weitere Richtlinie verfasst wurde. Der Verbrauch von Biokraftstoffen soll durch die Einführung dieser Maßnahme für die einzelnen Länder eine Erhöhung auf 5,75 % erzielen (vgl. EUR-Lex 2017b, S. 45).

Im Jahre 2005 veranlasste die EU eine Maßnahme bezüglich der Energiegewinnung aus Biomasse, damit diese Form bei der Gewinnung von Strom, sowie Wärme und im Bereich der Mobilität verstärkt verwendet wird (vgl. EUR-Lex 2017d, o.S.). Allerdings ist anzumerken, dass sich die EU-Länder nur sehr gering im Bereich der Fördersysteme für erneuerbare Energien weiterentwickelten, sodass die Erfüllung der festgelegten Ziele für 2010 eventuell nicht erreicht werden konnte. Die Ursache für die Nichterreicherung der Ziele könnte auf die nicht gesetzlich festgelegten Maßnahmen zurückzuführen sein (vgl. EUR-Lex 2017e, S. 4-5). Aus diesem Grund wurde eine neue Richtlinie eingeführt, die alle Mitgliedsstaaten gesetzlich verpflichtet, die Entwicklung erneuerbarer Energien bis 2020 voranzutreiben. Diese „Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG“ soll die Zielerreichung und die Realisierung des „20-20-20-Beschluss“ von 2007 garantieren. Weiters schließt sie nun jede nicht vergängliche Energiequelle für die Energiegewinnung mit ein.

Der „20-20-20-Beschluss“ beinhaltet vier wichtige Aspekte, welche nachfolgend aufgelistet werden. Weiters sollen die angeführten Ziele bis zum Jahre 2020 erreicht werden.

- Verglichen mit 1990 soll im Jahre 2020 eine Verringerung von 20 % bei der Erzeugung von Treibhausgasen stattfinden.
- Bis zum Jahre 2020 soll der Bestand an erneuerbaren Energien, welcher sich auf den gesamten Energieverbrauch bezieht, 20 % erreichen.
- Die Effizienz für den Energieverbrauch soll verglichen mit 2005 ebenfalls um
- 20 % erhöht werden.
- Im Bereich des Mobilitätssektors soll die Menge des verbrauchten Biokraftstoffs für jedes Land mindestens 10 % betragen (vgl. Europäischer Rat 2007, o.S.).

Die Mitgliedsstaaten der EU können die Formen der erneuerbaren Energien, angesichts von geographischen sowie klimatischen Unterschieden, nicht auf die gleiche Weise nutzen. Um diese verschiedenen Ausgangslagen zu berücksichtigen, hat jedes Land laut Richtlinie einen anderen Anteil an erneuerbarer Energie zu erfüllen (z.B. 10 % Malta, 49 % Schweden). Dieser Anteil ergibt sich aus dem Bruttoinlandsprodukt der Nationen, um eine gerechte und ausgewogene Ausgangsposition zu schaffen. Die Ziele der „Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG“ sind rechtlich festgelegt und unterliegen aus diesem Grund der verpflichtenden Einhaltung. Wenn diese Ziele in einem Mitgliedsstaat jedoch nicht wie zuvor vereinbart, erreicht werden, kann das rechtlich geahndet werden (vgl. EUR-Lex 2017c, o.S.).

Neben diesen verbindlichen Zielen können die Länder die Zusammensetzung der verschiedenen erneuerbaren Energieanlagen (Energimix) selbst wählen. Außerdem können sie über die Fördermöglichkeiten bezüglich der Umsetzung selbst bestimmen. Ausschließlich beim Verkehrssektor gibt die EU einen Anteil von mindestens 10 % an Biokraftstoff vor. Nicht jeder Staat hat jedoch dieselben Voraussetzungen in Bezug auf die verstärkte Nutzung von erneuerbarer Energie und somit die Realisierung der Ziele, weshalb die Möglichkeit besteht, mit anderen Ländern zusammenzuarbeiten, um die Ziele zu erreichen (vgl. EUR-Lex 2017f, S. 33).

Wie diese Ziele umgesetzt werden, muss von jedem Land schriftlich in einem Aktionsplan (NREAP) festgehalten werden. Im Jahr 2011 wurde von jedem Land der NREAP bei der EU eingereicht, wobei dieser alle zwei Jahre in überarbeiteter Form neu einge-

reicht werden muss. Das ist notwendig, damit die einzelnen Länder dahingehend überprüft werden, ob die Ziele für 2020 erreicht werden können oder ob gegebenenfalls neue Maßnahmen gesetzt werden müssen. Seit 2010 ist der NREAP somit das zentrale Werkzeug, um zu überprüfen, wie die Entwicklung der Länder hinsichtlich der Zielerreichung voranschreitet, weshalb im nachfolgendem Teil näher auf den zuletzt veröffentlichten Progress Report vom 01.02.2017 (Zusammenfassung aller aktuellen NREAP der Länder) eingegangen wird.

Der NREAP ist bis 2020 das wichtigste Instrument, um den Ausbau und die Entwicklung der erneuerbaren Energien innerhalb der EU voranzutreiben. Dabei ist die „Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG“ der zentrale Kern des NREAP. Die Richtlinie regelt unter anderem die Gesetze für die erneuerbare Energie und ist daher wichtig um für saubere Energie in Europa zu sorgen. Weiteres soll der NREAP dazu beitragen, dass die EU die Nummer eins bei der Nutzung erneuerbare Energien wird. Das hat zur Folge, dass sich der NREAP auch auf fünf verschiedene Bereiche, welche mit dem Energieverband in Verbindung stehen, auswirkt (vgl. European Commission 2017, o.S.). Zu diesen Bereichen zählen wie folgt:

- Sicherstellung der Energieversorgung
- Vorantreiben der Dekarbonisierung
- Bessere Integration in den Markt durch sinkende Kosten
- Steigerung der Energieeffizienz
- Vorantreiben von neuen Innovationen

Vor allem in der Entwicklung von neuen Technologien für erneuerbare Energie will die EU als Pionier auftreten. Mit einem Anteil von 30 % der globalen Patente für regenerative Energie zeigt die EU, wie wichtig das Erforschen von neuen Technologien ist (vgl. ebd.). Auch wenn die Erforschung von erneuerbaren Energien sehr kostenintensiv ist, werden dabei neue Arbeitsplätze geschaffen, welche wiederum das Wirtschaftswachstum erhöhen. Bereits im Jahr 2014 befand sich ein Großteil der Mitgliedsstaaten auf dem richtigen Kurs, um die für 2020 festgelegten Ziele zu erreichen. Dabei war vor allem im Bereich der Elektrizitätserzeugung das schnellste Vorankommen zu erkennen. Im Mobilitätssektor verlief der Fortschritt am langsamsten. Auch der Sektor „Wärmeerzeugung und Kühlung“ zeigt viel ungenutztes Potenzial, welches noch zu erschließen wäre (vgl. ebd.).

Es zeigt sich außerdem, dass im Jahr 2014 durch die Verwendung von erneuerbarer Energie die Nettoeinsparung der Treibhausgase im Verkehrssektor 35 Mt betrug. Die meisten dieser Einsparungen waren durch die Verwendung von Biokraftstoffen zu erreichen. Dabei ist anzumerken, dass die indirekte Landnutzung (ILUC) bei diesen Emissionswerten nicht mitberücksichtigt wurde. Um das ungenutzte Potenzial im Bereich der Wärmeerzeugung und Kühlung besser nutzen zu können, muss eine Überarbeitung der „Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG“ für die Jahre nach 2020 erfolgen. Aus diesem Grund wurde im Jahr 2016 das Paket „Clean Energy for all Europeans“ präsentiert, welches Europa verpflichtet, die Nummer eins in der Gewinnung von Energie durch erneuerbare Energie zu werden und dabei zusätzlich für einen fairen Preis der Endverbraucher zu sorgen (vgl. ebd.).

Einer der wichtigsten Informationen, welche der NREAP bietet, bezieht sich auf den Bereich der Nutzung erneuerbarer Energie. Mit einem Anteil von 16 % am Endenergieverbrauch im Jahr 2014 sind die meisten Mitgliedstaaten auf dem besten Weg ihre Ziele für 2020 zu erreichen. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Anteil an erneuerbarer Energie für das Jahr 2014 und jene Werte, welche bis zum Jahr 2020 zu erreichen sind, sowie die Differenz, die es bis 2020 noch zu überwinden gilt (vgl. ebd.).

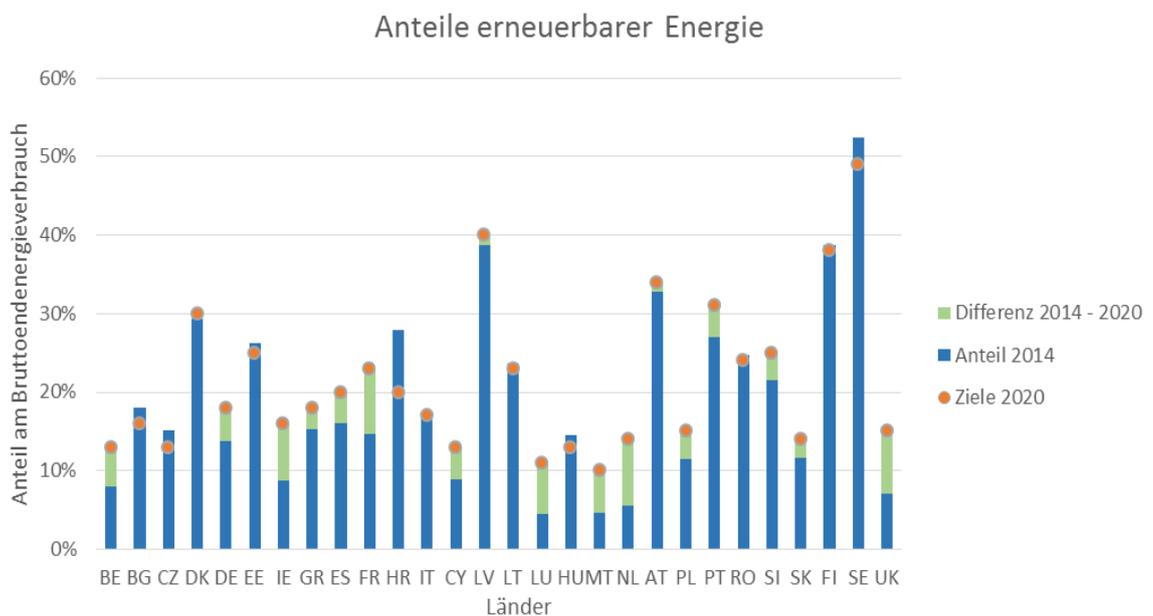


Abbildung 3: Anteile erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch für das Jahr 2014 und der Anteil bis 2020 (Quelle: basierend auf den Daten von (Eurostat, 2017))

In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass die Mitgliedsstaaten ihre Bemühungen für den Ausbau von erneuerbarer Energie fortsetzen müssen, um die festgelegten Ziele für 2020 zu erreichen. Vor allem die Länder Frankreich, Luxemburg und die Niederlande müssen einen stärkeren Ausbau aufweisen, um die geforderten Ziele zu erreichen. Wird jedoch die EU im Gesamten betrachtet, so ist zu erkennen, dass das geforderte Ziel von 20 % erneuerbarer Energie, welches am Bruttoendenergieverbrauch bemessen wird, bis zum Jahr 2020 mit höchster Wahrscheinlichkeit erreicht werden wird. Einige Länder jedoch wie z.B. Irland, Luxemburg und die Niederlande werden eventuell Kooperationen mit anderen Mitgliedsstaaten benötigen, um die festgelegten Ziele zu erreichen.

Der größte Anteil an verbrauchter Energie zeigt sich 2015 im Sektor der Wärme- und Kälteerzeugung, welche dort mit ca. 50 % vertreten war. Dabei wurden ungefähr 18,1 % der Energie, die aus Wärme- und Kälteerzeugung stammt, aus regenerativen Energien gewonnen, wobei die Biomasse den größten Beitrag dazu leisten.

Beim Elektrizitätssektor ist erkennbar, dass hier das größte Wachstum mit aktuell 28,3 % produzierter erneuerbarer Energie stattfindet und Wasserkraftwerke den größten Beitrag liefern. Im Bereich des Zubaus von Kraftwerken sind Windkraftwerke zurzeit Spitzenreiter, während bei Photovoltaikanlagen die Zubauten jedes Jahr seit 2012 geringer werden. Zusammenfassend kann für den NREAP festgehalten werden, dass 12 % der Bruttostromerzeugung aus unterschiedlichen erneuerbaren Energien kommt (vgl. ebd.).

4 Szenarien von Europa

Das vierte Kapitel setzt sich mit drei Szenarien auseinander, welche sich mit dem europäischen Energiesystem beschäftigen. Dabei werden folgende drei Szenarien zur Analyse herangezogen: World Energy Outlook 2015, EU-Referenzszenario 2016 sowie TYNDP Scenario Development Report 2016. Außerdem werden die verschiedenen Modelle, welche die Szenarien verwenden, näher betrachtet und die Ergebnisse der Szenarien zusammengefasst. Den Abschluss des Kapitels bildet der Vergleich der installierten Kraftwerksleistungen zwischen dem „World Energy Outlook 2015“ sowie dem „TYNDP Scenario Development Report 2016“ und dem „EU-Referenzszenario 2016“.

4.1 World Energy Outlook 2015 (WEO)

Der World Energy Outlook 2015 ist eine Publikation der Internationalen Energie Agentur (IEA). Diese Publikation zeigt Bewertungen für den zukünftigen weltweiten Energiemarkt bis zum Jahre 2040 auf. Dabei werden Auswirkungen, welche die Versorgungssicherheit, den Umweltschutz und das ökonomische Wachstum betreffen, behandelt. Das Ziel des Szenarios ist, die politischen Entscheidungsträger, die Industrie sowie andere Interessensgruppen, welche Auswirkungen auf den Energiebereich haben, mit Daten und Ergebnissen zu versorgen, um fundierte Entscheidungen zu treffen. Basierend auf den letzten Auswertungen der Daten und der Marktentwicklungen beinhalten die Ergebnisse Energienachfrage- und Angebotsprognosen. Weiters bieten die Prognosen Einblicke in die Verläufe der fossilen Treibstoffe, in die Nutzung erneuerbarer Energien, den Erzeugungssektor und den Bereich Energieeffizienz. Außerdem werden Fördermittel für fossile Energieträger und erneuerbare Energien sowie Investitionen in die Infrastruktur für die Versorgungssicherheit und der Zugang zu modernen Energiedienstleistungen berücksichtigt. Um diese Daten für den World Energy Outlook 2015 verarbeiten zu können, bedient sich die IEA des World Energy Models (WEM), auf welches nachfolgend näher eingegangen wird (vgl. IEA 2015, S. 32).

Seit 1993 verwendet die IEA das World Energy Model, um mittlere und längerfristige Projektionen im Energiebereich zu liefern. Das Modell ermöglicht eine weiträumige Simulation und die Implementierung von Energiemarkt-Funktionen, wobei detaillierte Projektionen für den WEO und dessen Szenarien in verschiedenen Sektoren und Regionen

generiert werden. Zusätzlich wurde das WEM über die Jahre weiterentwickelt und jedes Jahr aktualisiert. Das Modell besteht aus drei großen Hauptmodulen: Endenergieverbrauch, Energieumwandlung, welche die Strom- und Wärmeerzeugung beinhaltet und Energieversorgung. Dabei liefert das Modell Ergebnisse für den Energiefluss von Treibstoffen, anfallende Kosten, nötige Investitionen für CO₂-Emissionen und erstellt darüber hinaus noch die Preisbildung für den Endabnehmer.

Aufgrund der Tatsache, dass das WEM das weltweite Energiesystem beinhaltet, ist dafür eine sehr große Datenmenge nötig. Die meisten dieser Daten, wie die Energieversorgung, Umwandlung, Nachfrage und auch die Preisbildung, werden von der eigenen IEA Datenbank bezogen. Zusätzlich werden aber auch Daten, die man von externen Quellen erhält, verwendet. Der WEM wird aus diesem Grund regelmäßig überprüft und aktualisiert, um die Vollständigkeit und die Sachdienlichkeit sicherzustellen. In der aktuellen Version des WEM werden Entwicklungen im Energiebereich bis zum Jahr 2040 für 25 Regionen und 12 Nationen individuell modelliert. Dabei können folgende Ergebnisse mithilfe des WEO betrachtet werden:

➤ Globale und lokale Energieperspektive:

Diese beinhaltet Nachfrage- und Angebotsentwicklungen sowie Einschränkungen im internationalen Handel. Außerdem werden Energiebilanzen für Sektoren und für Treibstoffe bis zum Jahr 2040 aufgezeigt.

➤ Umweltbelastung durch den Energieverbrauch:

Die CO₂-Emissionen werden von der Kraftstoffverbrennung aus den Prognosen für den Energieverbrauch abgeleitet. Weiteres werden die Treibhausgase und auch die lokalen Schadstoffe abgeschätzt und verbinden das WEM mit anderen Modellen.

➤ Auswirkungen durch politische Maßnahmen und technologischen Veränderungen:

Dieser Punkt erstellt eine alternative Szenario-Analyse dar, welche die Auswirkungen von politischen Entscheidungen und technologischen Entwicklungen für die Energienachfrage, Angebot, Handel, Investitionen und Emissionen behandelt.

➤ Investitionen im Energiesektor:

Dieser Teil deckt die vorhergesagte Energienachfrage bis 2040 ab und beurteilt dabei die benötigten Investitionskosten in der Kraftstoffversorgungskette. Zusätzlich werden die

nachgefragten Investitionsanforderungen, die Energieeffizienz, Elektroautos und industrielle CO₂-Auffanganlagen sowie Speicheranlagen beinhalten, beurteilt.

➤ Moderne Energiezugangsperspektive:

Diese beinhalten Entwicklungen, welche für den Zugang zur Elektrizität bis 2040 sorgen. Zusätzlich werden die Energienachfrage, Investitionen und CO₂-Emissionen aufgrund des zunehmenden Energiezugangs beurteilt. Nachfolgend wird nun auf die Szenarien, die mit dem WEO erstellt worden sind, näher eingegangen (vgl. IEA 2016, S. 3).

Der WEO umfasst drei Hauptszenarien, die mit dem WEM gebildet worden sind. Dabei unterscheiden sie sich in ihren Annahmen in Bezug auf die Entwicklung der energierelevanten Regierungsstrategien. Bei diesen drei Szenarien handelt es sich um das „New Policies Scenario“, das „Current Policies Scenario“ und das „450 Scenario“. Zusätzlich wurde für den WEO 2015 ein „Low Oil Price Scenario“ erstellt, um über die möglichen Konsequenzen bei niedrigbleibenden Ölpreisen zu diskutieren. Das Anfangsjahr für alle Szenarien ist das Jahr 2013, aufgrund der Tatsache, dass umfangreiche Marktdaten für das Jahr 2013 zur Verfügung standen und die Modellarbeiten bis Ende 2013 beendet waren. Es wurden aber auch Daten für das Jahr 2014 integriert soweit diese vorhanden waren (vgl. IEA 2015, S. 34).

➤ New Policies Scenario:

Dieses Szenario ist das wichtigste Szenario im WEO. Es bezieht die Strategien und Maßnahmen, die für den Energiemarkt bis Mitte 2015 verabschiedet worden sind, mit ein. Gleichzeitig werden auch andere Vorsätze, die zwar nur angekündigt sind aber noch keine exakte Maßnahme festgelegt wurde, umfassend bestimmt. Dies beinhaltet unter anderem das UNFCCC, INDCs sowie COP21. Es umfasst außerdem alle politischen Ankündigungen, die noch realisiert werden müssen und dabei wird generell vorsichtig eingeschätzt, in welchem Umfang und in welcher Zeit die Realisierung stattfinden wird. Der Grund dafür ist, dass politische oder wirtschaftliche Umstände der Realisierung im Weg stehen könnten. Solche politischen Maßnahmen sind die Unterstützung von erneuerbaren Energien, Verbesserung der Energieeffizienz, Förderungen von alternativen Kraftstoffen für Fahrzeuge, CO₂ Preise, Umgestaltung der Energiezuschüsse sowie die Einführung neuer Zuschüsse.

Auch in früheren Prognosen wurde das Hauptaugenmerk auf die Ergebnisse des „New Policies Scenario“ gelegt. Der Grund dafür ist, ein möglichst anschauliches Ergebnis zu liefern, das sich auf geltende Richtlinien sowie geplante Richtlinien stützt. Diese Ergebnisse bilden jedoch keine Vorhersage. Jedoch werden bereits die ausgearbeiteten Richtlinien verabschiedet und mit höchster Wahrscheinlichkeit in den nächsten 25 Jahren umgesetzt. Zusätzlich gilt es die Wichtigkeit dieser Richtlinien und ihre Auswirkungen im WEO aufzuzeigen (vgl. IEA 2015, S. 34).

➤ Current Policies Scenario:

Das zweite Szenario im WEO berücksichtigt nur jene Richtlinien, wo bereits implementierte Maßnahmen bis Mitte 2015 formell getroffen worden sind. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass sich diese Richtlinien über die Jahre nicht mehr ändern und dass keine weiteren Richtlinien erlassen werden. Dieses Szenario ist eindeutig unrealistisch, es liefert lediglich einen Überblick, wie sich der weltweite Energiemarkt ohne neue Richtlinien entwickeln würde. Es bietet außerdem die Möglichkeit, einen Bezugspunkt zu finden mit dem neue Richtlinien erstellt werden können, die in späterer Folge in das „New Policies Scenario“ übernommen werden können. Dadurch ergeben sich vielfältige Möglichkeiten für weitere Verbesserungen (vgl. IEA 2015, S. 34-35).

➤ 450 Scenario:

Das 450 Szenario verfolgt einen anderen Ansatz, da es versucht ein spezielles Endergebnis zu erreichen. Das Ziel ist es, dass sich die mittlere weltweite Temperatur langfristig um nur zwei Grad erhöhen sollte. Außerdem soll dieses Szenario veranschaulichen, wie dieses Ziel erreicht werden kann. Dabei werden eine Reihe von politischen Annahmen getroffen, die bewirken sollen, dass die Treibhausgase im Energiebereich mit den gesetzten Zielen konform gehen. In diesem Szenario wird die Treibhausgaskonzentration in der Mitte dieses Jahrhunderts ihren Spitzenwert in der Atmosphäre erreichen. Dieser Wert wird über 450 ppm liegen, jedoch ist er letztlich nicht so hoch, um einen Temperaturanstieg von zwei Grad zu erreichen. Die Treibhausgase stabilisieren sich nach dem Jahr 2100 um den Wert von 450 ppm (vgl. IEA 2015, S. 35).

➤ Low Oil Price Scenario:

Das Low Oil Price Szenario zeigt die Auswirkungen auf, die ein anhaltender geringer Ölpreis mit sich bringen würde. In diesem Szenario wird das Marktgleichgewicht nicht

vor 2020 erreicht. Dabei beträgt der Ölpreis zwischen 50 und 60 Dollar pro Barrel. Im Jahr 2040 soll anschließend der Preis auf 85 Dollar pro Barrel steigen. Eine Vielzahl von Annahmen im Bereich der Angebots- und Nachfrageseite unterscheiden dieses Szenario vom New Policies Scenario. Auf der Angebotsseite ist die Hauptannahme, die Beharrlichkeit der Länder, die mit der weltgrößten und kostengünstigsten Ressource (Öl) einen höheren Marktanteil erzielen wollen. Dabei wird das Ölpreisniveau so gering wie möglich gehalten, damit die Möglichkeiten begrenzt werden, um Alternativen für Öl zu finden. Eine Hauptannahme auf der Nachfrageseite ist eine geringfügige Verringerung der Geschwindigkeit für das kurzfristige wirtschaftliche Wachstum.

Im nachfolgenden Teil der Arbeit werden nun die Ergebnisse, die der World Energy Outlook liefert, zusammengefasst. Dabei wird am Anfang allgemein auf die wichtigsten Ergebnisse des WEO eingegangen und anschließend wird der Energiesektor, die erneuerbare Energie und die Energieeffizienz genauer betrachtet (vgl. IEA 2015, S. 36).

Politische Entscheidungen spielen dahingehend eine große Rolle wie sich der Energiesektor entwickeln wird. Die Nachfrage nach Energie wächst in allen WEO Szenarien, wobei die Politik entscheidet, wie schnell und in welchem Umfang die Emissionen steigen. Im New Policies Szenario stieg die weltweite Energienachfrage zwischen den Jahren 2013 bis 2040 um 32 % an. Der Bruttostromverbrauch wächst um mehr als 70 %, wobei 550 Millionen Menschen zu dieser Zeit noch immer keinen Zugang zu Elektrizität haben.

Die erneuerbaren Energien lösen die Kohle als größte Energiequelle im Bereich der Stromerzeugung Anfang des Jahres 2030 ab. Im Jahr 2040 beträgt die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie 50 % innerhalb der Europäischen Union, ungefähr 30 % in China und Japan sowie etwas über 25 % in Amerika und Indien. Zum Vergleich beträgt der Anteil von Strom, der aus Kohle erzeugt wird, nur mehr 13 % außerhalb von Asien. Solche Veränderungen finden auch immer wieder im Energiehandel statt. Dabei ist Asien der Endabnehmer für 80 % der lokal gehandelten Kohle, Öl erzielt einen Wert von 75 % und Erdgas von 60 % für das Jahr 2040. China wird noch vor 2020 zum größten Ölimporteur weltweit, wohingegen Indien ungefähr im Jahr 2035 zum zweitgrößten Importeur von Öl werden wird. Der mitteleuropäische Öllexport wird sich nach 2020 beschleunigen während Gasexporte nach dem Jahr 2025 einen Rückschlag erleiden. Nordamerika wird in der Mitte von 2020 Selbstversorger für Öl und wird einen Gas Nettoexport von 45 bcm im Jahr 2020 aufweisen. Die europäischen Gasimporte werden zur selben Zeit um 30 %

anwachsen und weisen aber dennoch eine Diversifikation auf. Es zeigt sich außerdem, dass der Energiesektor das Herz der weltweiten Handlung werden muss, um den Klimawandel zu bewältigen. Trotz der positiven Zeichen, die durch die Umstellung auf weniger CO₂-Emissionen eingeleitet wurden, projizieren die energiebedingten CO₂-Emissionen im „New Policies Scenario“ im Jahre 2040 einen 16 % höher eingeschätzten Wert (vgl. IEA 2015, S. 53).

Im nachfolgenden Teil wird der Stromerzeugungssektor etwas genauer betrachtet. Die Nachfrage nach Elektrizität im „New Policies Scenario“ steigt in den Jahren von 2013 bis 2040 um mehr als 70 % an. Dabei erreicht die Elektrizitätsnachfrage im Endenergieverbrauch im Jahr 2040 einen Anteil von 24 %. Die installierte Kraftwerkskapazität erreicht einen Wert von 10.570 GW im Jahr 2040 und erhöht sich somit um 4.400 GW verglichen mit dem Jahr 2014. Das bedeutet eine Erhöhung um mehr als ein Drittel als in den vorherigen 25 Jahren. Um mit der großen Nachfrage an elektrischer Energie mitzuhalten, verdoppelt sich die installierte Kraftwerksleistung in den nicht-OECD Ländern, die von China und Indien angeführt werden. Es zeigt sich außerdem, dass sich der Anteil der Kohlekraftwerke im Energiemix immer weiter verringert, was bedeutet, dass sich dieser Anteil von 41 % (heutige Zeit) auf 30 % bis zum Jahre 2040 reduzieren wird. Aufgrund des Wachstums der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraftwerke) und dem gleichbleibenden Anteil an Nuklear- und Wasserkraftwerken, steigt der Anteil an kohlenstoffarmen Technologien in der Gesamterzeugung von einem Drittel im Jahr 2013 auf 47 % im Jahr 2040. Im letzten Jahrzehnt hat sich die durchschnittliche Effizienz von Kohlekraftwerken von 35 % auf 37 % erhöht und für 2040 sollte sich die durchschnittliche Effizienz der Kohlekraftwerke auf 40 % erhöhen.

Seit 1990 sind in der Energieerzeugung die zugehörigen CO₂-Emissionen auf gleiche Weise gestiegen wie die erzeugte Energie. In den Jahren 2013 bis 2040 sollte aufgrund der Entkoppelung die Erzeugung von Energie auf 70 % steigen und dabei der Anteil an CO₂-Emissionen um weniger als 15 % (vgl. IEA 2015, S. 299).

Der folgende Absatz beschäftigt sich im Detail mit den erneuerbaren Energien. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die erneuerbaren Energien, hinter Kohle, die zweitgrößte Energiegewinnungsquelle im Jahr 2014 sind. Im Vergleich zum Jahr 2013 kann nachgewiesen werden, dass dies einen Anstieg auf 85 % der Gesamterzeugung bedeutet.

Die unterstützenden politischen Maßnahmen führten dazu, dass im Jahr 2014 eine Rekordinstallation (130 GW) von regenerativen Energien stattfand. Im letzten Jahrzehnt wurden deshalb 318 GW Wasserkraftwerke gebaut und übernahmen somit die Spitze der Energieerzeugung. Windkraftanlagen erreichten einen Wert von 304 GW und Photovoltaikanlagen erzielten einen Wert von 173 GW. Gleichzeitig stieg in China die Erzeugung von Energie durch Wasserkraftanlagen um mehr als zwei Drittel verglichen mit den gasbefeuerten Kraftwerken in Amerika. Im „New Policies Scenario“ unterstützt die Regierung im Jahr 2014 erneuerbare Energien mit 135 Billionen Dollar und verringert somit die Kosten für moderne erneuerbaren Energien, was zu einem größeren Nutzen dieser führt. Dabei erhöht sich der Anteil an erneuerbarer Energie im Bereich der gesamten Primärenergienachfrage von 14 % im Jahr 2014 auf 19 % für das Jahr 2040. Somit werden im Jahr 2040 die erneuerbaren Energien für ein Drittel der Gesamtstromerzeugung verantwortlich sein und außerdem für ein Sechstel der erzeugten Wärme. Auch 8 % der Transportkraftstoffe werden zu dieser Zeit aus regenerativen Energien gewonnen. Der weltweite Angebotszuwachs für erneuerbare Energie beträgt im Gesamten 3.600 GW von 2015 bis 2040 und übersteigt somit den Wert aller anderen Kraftwerke. China ist dabei der größte Markt für erneuerbare Energien, gefolgt von der Europäischen Union, Indien und Amerika. Diese Länder sind auch für zwei Drittel der installierten Gesamtkapazität an erneuerbarer Energie im Jahr 2040 verantwortlich (vgl. IEA 2015, S. 343).

Im letzten Abschnitt dieses Kapitels wird noch ein kurzer Einblick in die Verbesserung für die Energieeffizienz gegeben. Die Entwicklung der Energieeffizienz im Jahre 2014 sorgt für eine Pause in der steigenden weltweiten Energienachfrage und verringert diesen Wert um zwei Drittel. Das bedeutet, dass der Endverbrauch um 0,7 % anstieg im Gegensatz zum letzten Jahrzehnt, wo dieser durchschnittlich 2 % betrug. Fortschritte im Bereich der Energieeffizienz sind in vielen Ländern und Sektoren zu sehen, jedoch stellt sich die Frage, wie langlebig diese Energieeffizienzverbesserung ist, weil der Energiepreis sinkt. Im New Policies Scenario beträgt die weltweite Primärenergienachfrage 1.275 Mtoe (6 %) für das Jahr 2040 verglichen mit dem „Current Policies Scenario“. Würde das volle Energieeffizienzpotential realisiert werden, könnte der Energieverbrauch für neue Anlagen für das Jahr 2030 um 11 % reduziert werden. Außerdem wäre es wichtig, eine größere Energieeffizienz in den Bereichen der Materialverwendung zu erzielen, indem die Langlebigkeit von Produkten erhöht wird und Materialien wiederverwendet bzw. recycelt werden. Dies sollte vor allem in Industrien mit einem hohen Energieverbrauch angewendet

werden, weil dadurch die Möglichkeit besteht, doppelt so viel Energie einzusparen (vgl. IEA 2015, S. 387).

4.2 EU-Referenzszenario 2016

Das EU-Referenzszenario ist ein von der Europäischen Kommission erstelltes Analysewerkzeug, das dabei helfen soll, wichtige Entscheidungen für Europa zu treffen. Dabei werden vor allem drei Bereiche genauer herangezogen, zu denen das europäische Energiesystem, die Emissionsentwicklung sowie die Verkehr-Abgasemissionen gehören. Die Emissionsentwicklung bezieht sich nicht auf die Energieerzeugung. Zusätzlich werden politische Entscheidungen in diesen Bereichen berücksichtigt. Das Endjahr, auf das sich das Referenzszenario bezieht, ist das Jahr 2050, wobei das Referenzszenario eine Überarbeitung und Erweiterung des bereits erschienenen Szenarios des Jahres 2013 ist. Im aktuellen Szenario werden die 28 EU-Mitgliedsstaaten individuell betrachtet und nicht nur Gesamteuropa. Für die Datenaufbereitung, welche für die Analyse benötigt werden, wurde das Primes Model verwendet, auf das im nächsten Abschnitt näher eingegangen wird (vgl. European Commission 2016a, S. 14).

Das Primes Model zeigt detaillierte Prognosen in einzelnen Sektoren sowie von einzelnen Staaten auf. Dabei wird es von einem Konsortium geführt, wobei die Administration des Modelles über die Institution „E3MLab“ an der Technischen Universität in Athen erfolgt. Die Daten werden dabei auf dem neuesten Stand gehalten und für die Kalibrierung wird sichergestellt, dass ein Zusammenhang zwischen den historischen Daten und den Prognosen besteht. Im Zentrum des Modells befindet sich das Primes Energy System, welches die Möglichkeit bietet, mehrere Ziele mit zwei unterschiedlichen Komplementaritäten, die miteinander verbunden sind, zu vergleichen. Diese Eigenschaft wird für die Analyse von simultaner Emissionsreduktion, Energieeffizienz und für die Ziele der erneuerbaren Energie genutzt. Dieses Konzept bietet unter anderem die Möglichkeit das dynamische Verhalten der Technologieentwicklung detailliert zu integrieren, und dabei Einflüsse der Emissionsbildung und Emissionsreduktion aufzuzeigen.

In der nachfolgenden Abbildung 4 sind die einzelnen Bereiche, aus denen das Primes Model besteht, aufgezeigt. Die einzelnen Sektoren werden nun kurz beschrieben.

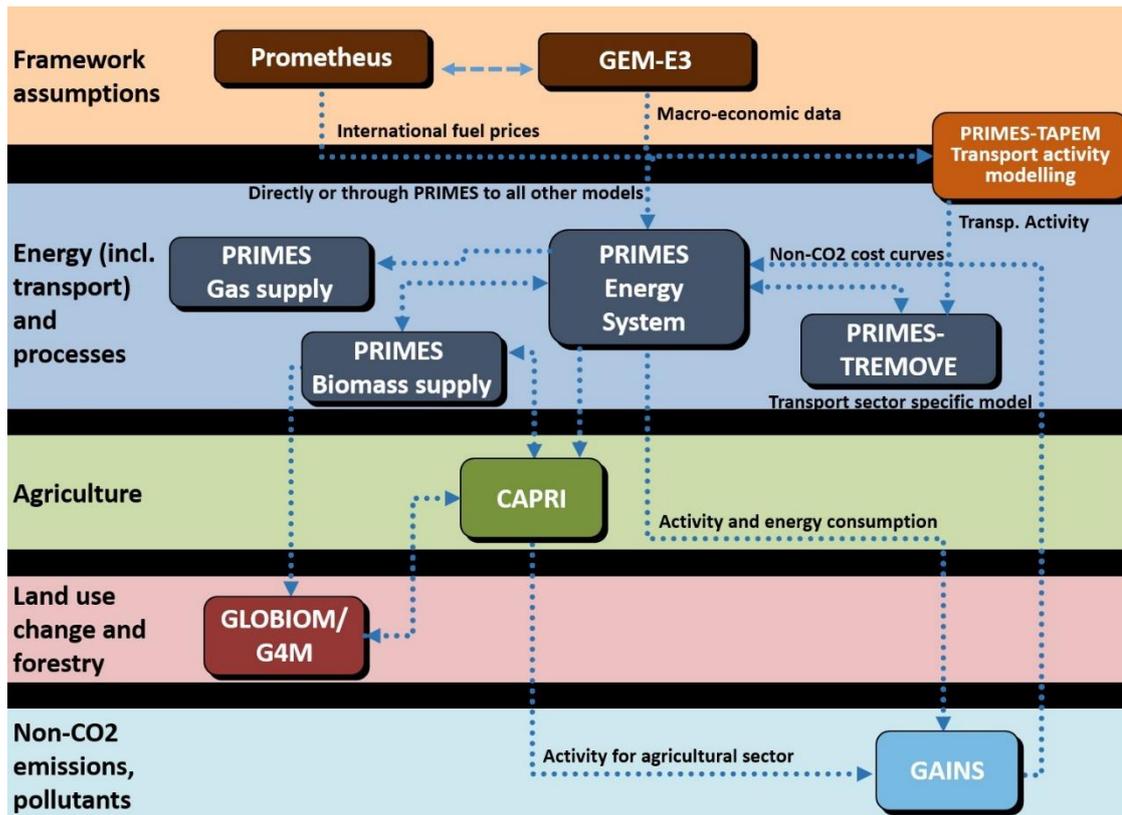


Abbildung 4: Struktur des Primes Model (Quelle: (European Commission 2016a, S. 16)

PROMETHEUS

Dieser Teil des Modells stellt Preisannahmen für Preisverläufe von fossilen Brennstoffen bereit, die in die EU importiert werden. Die dabei erhaltenen Daten werden anschließend dem Primes Energy System Model und dem GEM-E3 Model zur Verfügung gestellt.

GEM-E3

Das GEM-E3 Model ist ein makroökonomisches, multilaterales und multisektoral angewandtes, allgemeines Gleichgewichtsmodell für die integrierte Wirtschaftlichkeitsanalyse. Mit Hilfe dieses Modells kann entweder Europa oder die ganze Welt analysiert werden. Der Zweck innerhalb des Referenz-Szenarios ist es, einen gleichmäßigen Ablauf in der sektoralen Wertschöpfung sowie dem Handel zur Verfügung zu stellen. Dabei soll die Bevölkerung und das BIP entsprechend den Ländern aus dem Ageing Report 2015 als Eingabe für das PRIMES und GAINS Modell verwendet werden.

PRIMES-TAPEN

Das PRIMES-TAPEN-Model zeigt für das Referenzszenario Transportfähigkeitsprognosen auf. Dabei werden Prognosen aus dem GEM-E3 Model und Informationen aus dem

Prometheus Model verwendet, wie etwa Brennstoffpreise oder die Länge der zurückgelegten Wegstrecken.

PRIMES Energy System

Das Primes Energy System liefert Prognosen für die Nachfrage und Angebotsseite der Energiesysteme, welche die Energiebilanzpreise, Investitionskosten und CO₂-Emissionen pro Land beinhalten. Darüber hinaus berechnet das Model die gesamten Treibhausgasemissionen, wobei es Informationen von den Modellen mit nicht CO₂-Treibhausgasemissionen (GAINS Model) ebenfalls berücksichtigt.

PRIMES-TREMOVE Transport

Das Modell liefert eine detaillierte Prognose bezogen auf die Entwicklung des gesamten Verkehrssektors. Diese beinhalten Transportmittel, Energieverbrauch, Emissionen, Flottenentwicklung, neue Technologien und alternative Kraftstoffe. Für die Berechnung der Ergebnisse, welche anschließend dem GAINS, PRIMES Biomass supply und GEM-E3 zu Verfügung gestellt werden, bezieht das Model Daten aus dem Prime Energy system und dem Primes-TAPEN Model.

PRIMES-Biomass Supply

Dieses Modell beinhaltet die Biomasse- und Abfallproduktion und deren Verarbeitung. Als Eingangsinformationen für die Berechnung des Models wird die Nachfrage von Bioenergie-Rohstoffen herangezogen, die aus PRIMES prognostiziert werden. Die Ergebnisse werden anschließend dem CAPRO und GLOBIOM Modellen zur Verfügung gestellt. Das Modell liefert die Versorgungs- und Umwandlungsprognosen von Biomasse- und Abfallressourcen für die gegebene Biomassenachfrage sowie Prognosen für die Preise von Bioenergie.

PRIMES-Gas Supply

Das Primes Gas Supply Model erstellt eine Prognose für die Gaspreise bis 2050 in 5 Jahresschritten. Dabei werden die Gaspreise sowie das Herkunftsland und auch das jeweilige Transportmittel berücksichtigt. Außerdem ist das Modell ein dynamisches Marktwettbewerbs-Modell, das den gesamten euroasiatischen und globalen LNG Markt umfasst. Dabei werden die Gegenwart und die Zukunft im Detail präsentiert.

CAPRI

Das CAPRI Model wird von der EuroCARE GmbH Bonn bedient. Dabei bietet es für das Referenzszenario Agraraussichten insbesondere für den Viehbestand und die Verwendung von Düngemittel. Weiters zeigt es die Auswirkungen auf den landwirtschaftlichen Sektor aufgrund der Biotreibstoffnachfrage.

GAINS

Von der IIASA wird das GAINS Modell zur Verfügung gestellt. Dieses Modell umfasst Prognosen für die Luftverschmutzung und nicht für CO₂-Treibhausgasemissionen. Die benötigten Daten werden aus den PRIMES, PRIMES-TREMOVE und CAPRI gewonnen.

GLOBIOM/G4M

Das GLOBIOM/G4M wird ebenfalls von der IIASA betrieben. Für das Referenzszenario erstellt das GLOBIOM Modul Prognosen für den EU LULUCF Sektor. Dies beinhaltet Veränderungen in der Landnutzung, womit mehr oder weniger Biomasse angebaut werden kann. Das G4M Modul hingegen schätzt die Emissionen aus der Waldbewirtschaftung, Aufforstung oder Entwaldung ab (vgl. European Commission 2016a, S. 16-18).

Der nächste Absatz setzt sich mit allgemeinen Informationen aus dem Referenzszenario auseinander, wobei anschließend auf die wichtigsten Ergebnisse eingegangen wird. Die Prognosen, die aus dem Referenzszenario 2016 hervorgehen, beruhen, wie bei anderen Szenarien, auf einer Vielzahl von Annahmen. Dazu zählen im Referenzszenario 2016 das Bevölkerungswachstum, Öl-Preisentwicklungen, technologische Entwicklungen, Makroökonomie und Politik. Bezüglich der Politik wird diese im Referenzszenario so implementiert, dass alle rechtsverbindlichen Ziele und auch die EU-Rechtsvorschriften, die bis 2020 existieren, berücksichtigt werden. Zusätzlich werden auch jene Strategien, welche nach 2020 Auswirkungen haben werden, miteinbezogen. Zu diesen Strategien gehören die EU Emission Trading System Richtlinie inklusive MSR, die Richtlinie für Gebäudeeffizienz, Vorschriften für das Ökodesign und die CO₂-Emissionen für Automobile. Diese Strategien und politischen Entscheidungen spielen insbesondere in Investitionsentscheidungen eine große Rolle, aufgrund der Tatsache, dass diese Langzeiteffekte mit sich bringen und somit nach 2020 auch noch Auswirkungen haben werden. Anzumerken ist,

dass im Referenzszenario die bereits beschlossenen diplomatischen „2030 Klima- und Energieziele“ nicht berücksichtigt werden, weil diese zu der Zeit als das Referenzszenario erstellt wurde, noch nicht gesetzlich verabschiedet waren (vgl. European Commission 2016b, o.S.).

Nachfolgend werden nun die wichtigsten Ergebnisse aus dem Referenzszenario zusammengefasst. Beginnend mit den fossilen Energieträgern zeigen diese eine Reduktion im Bereich der Produktion bzw. Förderung. Außerdem sinkt auch der Import von fossilen Energieträgern, was zur Folge hat, dass ein kleiner Anstieg der Importabhängigkeit erfolgt. Diese Entwicklung ist dem höheren Anteil an regenerativen Energien und der geringen Verbesserung der Energieeffizienz zu verdanken. Durch die regenerativen Energien verändert sich mit den Jahren auch der Energiemix innerhalb von Europa zugunsten der erneuerbaren Energien.

Im Jahre 2030 wird Gas eine wichtige Rolle spielen, weil dieses einen etwas höheren Verbrauchswert als im Jahr 2015 aufweist und dies somit einen Anstieg im Verbrauch bedeutet. Zeitgleich sinkt jedoch der Verbrauch der anderen fossilen Energieträger. In den Ergebnissen sind auch Energieeffizienz-Entwicklungen zu verzeichnen, die aufgrund der Richtlinien bis 2020 gelten. Für die Jahre danach werden dann weitere Verbesserungen durch Markt-Trends und Technologie-Trends erfolgen.

Im Mobilitätssektor weisen die Transporttätigkeiten einen Anstieg zwischen den Jahren 2010 bis 2030 auf, welche auf die Konjunktur zurückzuführen sind. Im Bereich der Treibhausgasemissionen wird der Anteil im Jahr 2020 einen Wert von 26 % im Vergleich zum Jahr 1990 erreichen. Zum Zeitpunkt 2030 beträgt dieser 35 % und im Jahr 2050 ungefähr 48 %. Gleichzeitig steigen die Anteile der erneuerbaren Energie an und verändern somit den Energiemix. Dabei erreichen die regenerativen Energien im Jahr 2020 einen Anteil von 21 %, im Jahr 2030 von 24 % und im Jahr 2050 einen Anteil von 31 %.

Ein weiterer wichtiger Aspekt sind die energiebedingten Investitionen. Diese steigen bis zum Jahr 2020 erheblich an und zwar aufgrund der Entwicklung und Förderung von erneuerbarer Energie und durch die Verbesserung der Energieeffizienz. Die Kosten für die Energieanlagen betragen im Jahr 2015 11,2 % des Bruttoinlandsproduktes der EU und werden bis 2020 auf 12,3 % steigen. Im Jahr 2030 kann Nutzen aus früheren Investitionen gezogen werden, da sich ab diesem Zeitpunkt die Kosten verringern.

Auch die Entkarbonisierung der Energiesysteme schreitet immer weiter voran, erreicht jedoch nicht die gewünschten Werte der Klimaziele (vgl. European Commission 2016b, o.S.).

4.3 TYNDP 2016 Scenario Development Report

Der TYNDP ist ein Bericht, der aufzeigt, inwieweit sich die Infrastruktur in den nächsten Jahren verändern muss, um die europäischen 2030-Ziele zu erreichen, damit eine sichere Versorgung gewährleistet werden kann. Es stellt sich jedoch die Frage, wie der TYNDP zu diesen Ergebnissen kommt und welche Szenarien verwendet werden. In dieser Arbeit wird aufgrund dessen näher auf den „TYNDP 2016 Scenario Development Report“ eingegangen, weil dieser die verwendeten Szenarien für den TYNDP näher erklärt und zusätzlich die Entwicklung dieser Szenarien zeigt. Weiteres enthält der „TYNDP Scenario Development Report 2016“ Daten mit dessen Hilfe es möglich ist, einen Vergleich für das Kapitel 4.4 zu bilden.

Der „TYNDP Development Report 2016“ umfasst das gesamteuropäische Energienetz und entwickelt dabei mögliche zukünftige Situationen von Verbrauch und Stromerzeugung. Diese bilden anschließend die Grundlage für den TYNDP 2016. Dabei setzt der europäische Rat Ziele für erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Entkarbonisierung und Netzkupplung. Diese Ziele geben eine stärkere Richtung für Studien und andere Empfehlungen vor, die den Netzausbau bis zum Jahr 2030 betreffen. Dabei beinhaltet der TYNDP vier Langzeitszenarien (Visionen) bis zum Jahr 2030 und ein mittelfristiges Szenario bis zum Jahr 2020. Das Jahr 2030 wird als Überleitung zwischen den Jahren 2020 und 2050 für die europäischen Energieziele gesehen. Der Grund dafür ist, dass es mehr als 10 Jahre dauern kann, neue Netzverbindungen zu schaffen, was auch der Grund ist, warum die Vision nach 2020 beginnt. Das Problem dabei ist, dass es schwer vorherzusagen ist, was in diesem Zeitraum alles passieren könnte. Deswegen werden gegensätzliche Visionen gebaut, die zwar dieselben Rahmenbedingungen für alle Länder aufweisen, aber sich so weit unterscheiden, dass sich eine realistische Chance ergibt, dass sich verschiedene Wege für den Netzausbau ergeben können. Um die Visionen zu limitieren wurde entschieden, mit zwei Hauptachsen zu arbeiten. Eine dieser Achsen beruht auf der Annahme, dass die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 auf 80 bis 95 % reduziert werden.

Diese Achsen beinhalten ein Spektrum von Weiterentwicklungen. Dabei werden die Auswirkung und die benötigten Entwicklungen für das Energienetz für das Jahr 2030 aufgezeigt, wobei die Entwicklung im Bereich der Dekarbonisierung die Grundlage bildet.

Die zwei ausgewählten Ausgänge weisen genug Differenzen auf, um ein unterschiedliches Flussverhalten im Netz zu erzeugen. Das erste ausgewählte Ergebnis ist, dass Europa auf dem besten Weg ist, die geforderten Ziele für die Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Im zweiten ausgewählten Ausgang wird Europa hinter den 2020 Zielen liegen und dabei soweit angepasst sein, dass dafür die 2030 Ziele für erneuerbare Energien erreicht werden. Dabei wird vorausgesetzt, dass das 27 % Ziel der erneuerbaren Energie erreicht wird und dabei soll ein Anteil von 40 % der aus erneuerbaren Energie gewonnen Energie in elektrischen Energie umgewandelt werden.

Die zweite Achse hängt mit dem Aspekt von Messungen für die Dekarbonisierung der Energiesysteme zusammen. Dies wird dadurch erzeugt, dass man in Europa einen starken Rahmenplan aufstellt, in dem die nationale Politik effizienter arbeitet, aber dabei nicht verhindert, dass die Mitgliedsstaaten, die für sie am besten geeignete Entwicklung, durchführen. Das zweite Ende der Achse zeigt ein gleichlaufendes nationales Konzept auf (schlechter Rahmenplan). Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt die zwei Achsen, mit deren Hilfe sich vier Visionen ergeben (vgl. Entsoe 2015, o.S.).

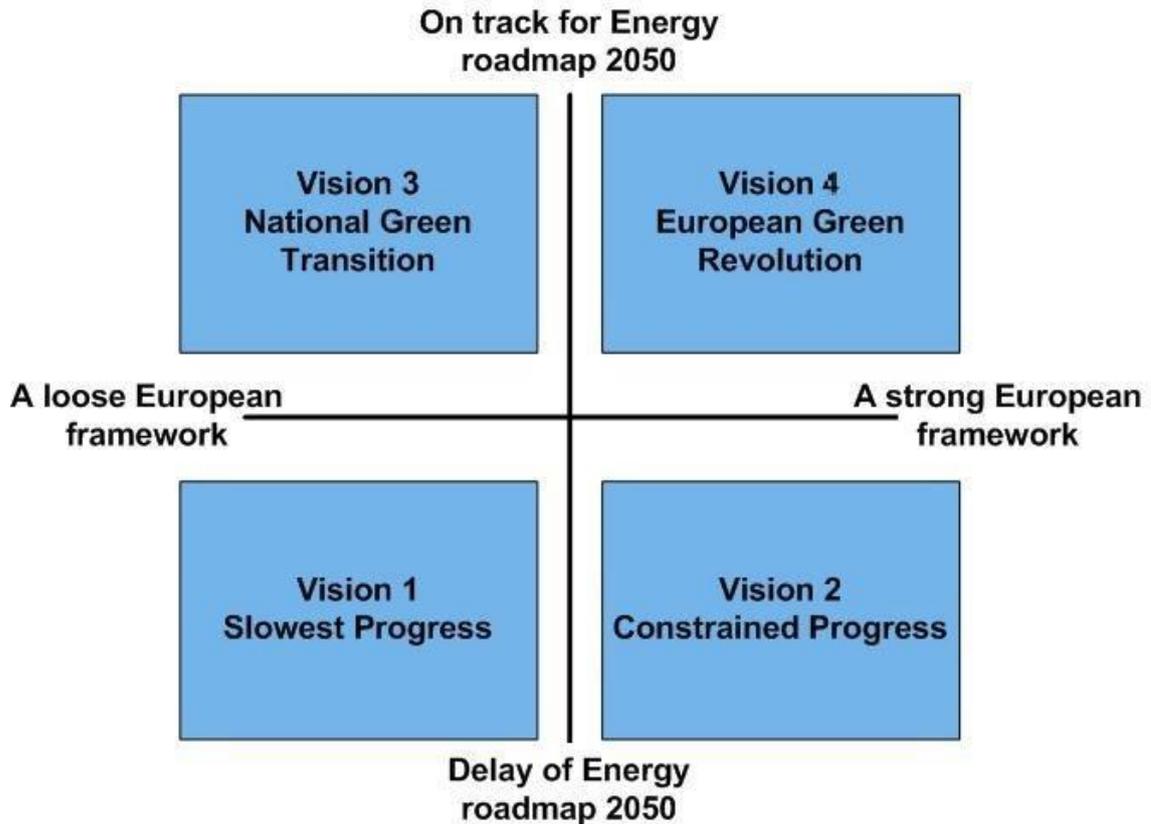


Abbildung 5: Vier Visionen des TYNDP (Quelle: Entsoe 2015, S. 11))

Die vier Visionen des TYNDP sind der „Slowest Progress“, „Constrained Progress“, „National Green Transition“ und „European Green Revolution“. Um ein besseres Verständnis für die jeweiligen Visionen zu erreichen, wird nachfolgend auf diese näher eingegangen.

➤ „Slowest Progress: Vision 1“

Die Vision 1 ist ein Szenario, in dem keine gemeinsamen Beschlüsse, welche für die CO₂-Emissionen gesetzt worden sind, von Europa erreicht werden. Dabei verfolgt jedes Land seine eigene Politik und Methodik in den Bereichen CO₂, erneuerbare Energie und der Systemgestaltung. Die wirtschaftlichen Bedingungen sind dabei ungünstig, aber es findet dennoch ein dezentes, wirtschaftliches Wachstum statt. Dies führt weiter dazu, dass nur ein sehr geringer Wille für Investitionen, welche die Verringerung des Kohlenstoffbedarfs betreffen, vorhanden ist. Gleichzeitig werden alte Kraftwerke weiter in Betrieb gehalten und nicht durch neue ersetzt. Außerdem finden in dieser Vision keine Durchbrüche im Bereich der Energieeffizienz statt. Auch im Bereich der Elektrofahrzeuge werden keine wesentlichen Entwicklungen erzielt, wie zum Beispiel eine großflächige Einführung von Aufladestationen für Elektroautos. Die Zukunft des Energiemix wird von der

nationalen Politik vorgegeben, welche jedoch nicht auf der europäischen Ebene koordiniert wird. Das bedeutet, dass die Ziele, die in der „Energy Roadmap 2050“ gesetzt worden sind, nicht erreicht werden. Außerdem werden keine zusätzlichen Richtlinien nach 2020 mehr eingeführt, was dazu führt, dass kein Anreiz besteht neue regenerative Energieanlagen zu bauen. Die Nuklearenergie ist ebenfalls eine nationale Angelegenheit, da viele Länder der Ansicht sind, dass diese erschwinglich und zeitgleich eine saubere Form der Energieerzeugung ist (vgl. Entsoe 2015, S. 15).

➤ „Constrained Progress: Vision 2“

In der zweiten Vision sind die wirtschaftlichen und finanziellen Bedingungen vorteilhafter als in der Vision 1. Das bedeutet mehr Raum zur Verstärkung und Verbesserung von existierenden Energierichtlinien. Die Wirtschaftsaussichten erleichtern dabei die Markteinführung und der Schwerpunkt von Forschung und Entwicklung richtet sich auf die Bereiche der Kostensenkung, Verbesserung der Energieeffizienz und Energiespeicherung. Jedoch findet auch in dieser Vision nur ein geringer Wille für Investitionen für die Reduktion der CO₂-Emissionen aufgrund des hohen Investitionsrisikos statt. Ein Durchbruch findet jedoch im Bereich der Energieeffizienzentwicklung und auch im Sektor Verkehr statt, wo eine großflächige Einführung von Aufladestationen für Elektroautos erfolgt. Dies führt dazu, dass eine geringere Nachfrage an Energie als in der Vision 1 herrscht. Der Energiemix wird von einer starken europäischen Vision vorangetrieben, wobei noch immer finanzielle Herausforderungen und Bauverzögerungen ein Problem darstellen. Zusätzlich werden neue Richtlinien benötigt, um die „Energy Roadmap 2050“ zu realisieren (vgl. Entsoe 2015, S. 16).

➤ „National Green Transition: Vision 3“

In der dritten Vision sind die wirtschaftlichen Bedingungen vorteilhafter als in den Visionen 1 und 2. Das ist darauf zurückzuführen, dass den Mitgliedsstaaten mehr finanzielle Mittel zur Verfügung stehen um bestehende Energierichtlinien zu verstärken. Die immer noch lose Energiepolitik verhindert jedoch die Einführung einer neuen Marktgestaltung, welche von der Forschung und Entwicklung profitieren würde. Die Energierichtlinie führt dazu, dass die CO₂-Kosten so hoch werden, dass eine Umstellung von Kohle auf Gas für die Grundlaststromerzeugung erfolgt. Entwicklungen im Bereich der Energieeffizienz sowie in den Bereichen des Verkehr-, Wärme- und Kühlsektors führen dazu, dass der ökologische Fußabdruck, welcher von uns Menschen hinterlassen wird, sich minimiert.

Gleichzeitig ist die Energienachfrage auf europäischem Niveau geringer als jene in Vision 1. Die Zukunft des Energiemixes wird von gleichlaufenden nationalpolitischen Vorhaben bestimmt, deren Ziel es ist, dass die Entkarbonisierung bis zum Jahr 2050 stattfindet. Großangelegte Ausbauten im Bereich erneuerbarer Energien tragen dazu bei, dass der Preis für die Erzeugung aus regenerativer Energie auf konkurrenzfähigem Niveau bleibt. Die Kosten der Energiesysteme sind jedoch etwas höher als es nötig wäre, würde Europa bessere Rahmenbedingungen schaffen. Das Problem der Rahmenbedingung ist nämlich, dass die Handhabung der erneuerbaren Energie nur auf nationaler Basis erfolgt und somit keine Kooperation zwischen den Ländern stattfindet. Die günstigen wirtschaftlichen Bedingungen zusammen mit Kapazitätsmechanismen sorgen dafür, dass Investitionen in konventionelle Kraftwerke erfolgen und auch Reservekapazitäten zur Verfügung stehen (vgl. Entsoe 2015, S. 17).

➤ „European Green Revolution: Vision 4“

In der vierten Vision sind die finanziellen Bedingungen günstiger als in allen anderen Visionen. Das erlaubt den Mitgliedstaaten existierende Energierichtlinien zu verstärken. Darüber hinaus ermöglichen die europäischen Rahmenbedingungen eine grundsätzlich neue Marktgestaltung, wobei der Bereich Forschung und Entwicklung vollständig profitiert. Das sorgt dafür, dass die Kosten in diesem Bereich optimiert werden und macht es wahrscheinlicher, dass ein technologischer Durchbruch erfolgt. Wie schon in Vision 3 erfolgt auch hier eine Umstellung von Kohle auf Gaskraftwerke zur Erzeugung von elektrischer Energie. Auch Bemühungen zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie dem Verkehrs-, Wärme- und Kühlsektor werden verstärkt. Die Nutzung elektrischer Energie überwiegt dennoch die Energieeinsparungen, was bedeutet, dass ein größerer Energiebedarf besteht. Der zukünftige Energiemix ist durch eine starke europäische Vision bestimmt, welche versucht, die Dekarbonisierung mit geringen Kosten bis zum Jahr 2050 zu realisieren. Durch den starken ordnungspolitischen Ansatz in Bezug auf die erneuerbaren Energien befindet sich Europa auf den besten Weg die Kosten für die Gesellschaft zu reduzieren. Ebenso wie in Vision 3 sorgen großangelegte Ausbauten im Bereich erneuerbarer Energie dafür, dass der Preis für die Energieerzeugung aus regenerativer Energie auf konkurrenzfähigem Niveau bleibt. Es existieren außerdem Reservekapazitäten zur Sicherstellung der Versorgung. Gleichzeitig sind alte Nuklearkraftwerke nicht flexibel genug, um mit der Nachfrage und den erneuerbaren Energien zu konkurrieren und scheiden deswegen immer weiter aus dem Energiemix aus (vgl. Entsoe 2015, S. 18).

Um nun ein besseres Bild über die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Visionen zu erhalten wird in Abbildung 6 eine Zusammenfassung der Visionen dargestellt.

	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
Economic and financial conditions	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
Focus of energy policies	National	European	National	European
Focus of R&D	National	European	National	European
CO ₂ and primary fuel prices	low CO ₂ price, high fuel price	low CO ₂ price, high fuel price	high CO ₂ price, low fuel price	high CO ₂ price, low fuel price
RES	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
Electricity demand	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020(Increase (growth demand)
Demand response (and smart grids)	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
Electric vehicles	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
Heat pumps	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
Adequacy	National - not autonomous limited back-up capacity	European - less back-up capacity than V1	National - autonomous high back-up capacity	European - less back-up capacity than V3
Merit order	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
Storage	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

Abbildung 6: Zusammenfassung der vier Visionen (Quelle: Entsoe 2015, S. 19)

Diese vier Visionen beginnen jedoch erst ab dem Jahre 2020 und enden mit dem Jahr 2030, weshalb zwischen den Jahren 2016 und 2020 eine Lücke besteht. Um diese zu schließen, wurde ein weiteres Kurzzeit-Szenario entwickelt („Best Estimate Scenario of Expected Progress“). Dieses Szenario ist nicht direkt mit den vier Visionen verknüpft, bildet jedoch einen Zwischenschritt bis zum Jahre 2020. Im Nachfolgenden wird nun auf das „Expected Progress“ Szenario näher eingegangen.

➤ „Expected Progress“

Die Bedarfsprognose, welche im Szenario vorkommt, ist die bestmögliche Abschätzung unter normalen klimatischen Bedingungen bis zum Jahr 2020. Es werden dabei Annahmen abgeschätzt, welche sich auf die Technik, Wirtschaft und ins besonders nach der Bevölkerungsstatistik und dem wirtschaftlichen Wachstum beziehen. Im Bereich der er-

neuerbaren Energien werden alle möglichen Veränderungen (z.B. Fördermittel, Kostensenkungen), welche in jedem Land zur Diskussion stehen, berücksichtigt. Daraus wird eine realistische Prognose für das Jahr 2020 abgeleitet, auch wenn das bedeutet, dass die NREAPs nicht eingehalten werden. Aufgrund der Tatsache, dass zum aktuellen Zeitpunkt die Preise für CO₂ Emissionen sehr gering sind, hat das zur Folge, dass im Moment die Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke billiger als durch Gas ist. Kurzfristig ist keine Änderung der CO₂ Preiszertifikate zu erkennen und auch die Gaspreise sind in den letzten Jahren stabil geblieben. Dies hat zur Folge, dass die Erzeugung von elektrischer Energie durch Kohle günstiger ist als die durch Gas, weshalb dieses Verhalten auch bis zum Jahr 2020 im „Expected Progress“ angenommen worden ist. Auch im Bereich der Kohlendioxidabscheidung und -speicherung zeigen sich bis 2020 keine Entwicklungen, welche berücksichtigt werden (vgl. Entsoe 2015, S. 13).

Mithilfe dieser Szenarien ist es der ENTSO-E möglich, mehr als 200 Projekte im Bereich der Übertragung und Speicherung zu unterstützen. Im nachfolgende Kapitel werden nun die vorhandenen Daten der installierten gesamten Kapazitäten aus den Szenarien des „World Energy Outlook 2015“, des „Referenzszenario 2016“ und die des „TYNDP Scenario Development Report 2016“ miteinander verglichen.

4.4 Vergleiche mit dem Referenzszenario

Jedes, der oben angeführten Szenarien, weist ein unterschiedliches Modell als Grundlage für die zukünftigen Prognosen auf. Um einen Überblick über die Unterschiede dieser Modelle zu erhalten, wird im Nachfolgenden eine Gegenüberstellung der verschiedenen Daten zwischen dem Referenzszenario 2016 und den anderen Szenarien durchgeführt.

➤ Referenzszenario 2016 und der World Energy Outlook 2015

In Abbildung 7 wird die installierte Leistung des „Referenzszenarios 2016“ mit den drei verschiedenen Szenarien aus dem „World Energy Outlook 2015“ verglichen.

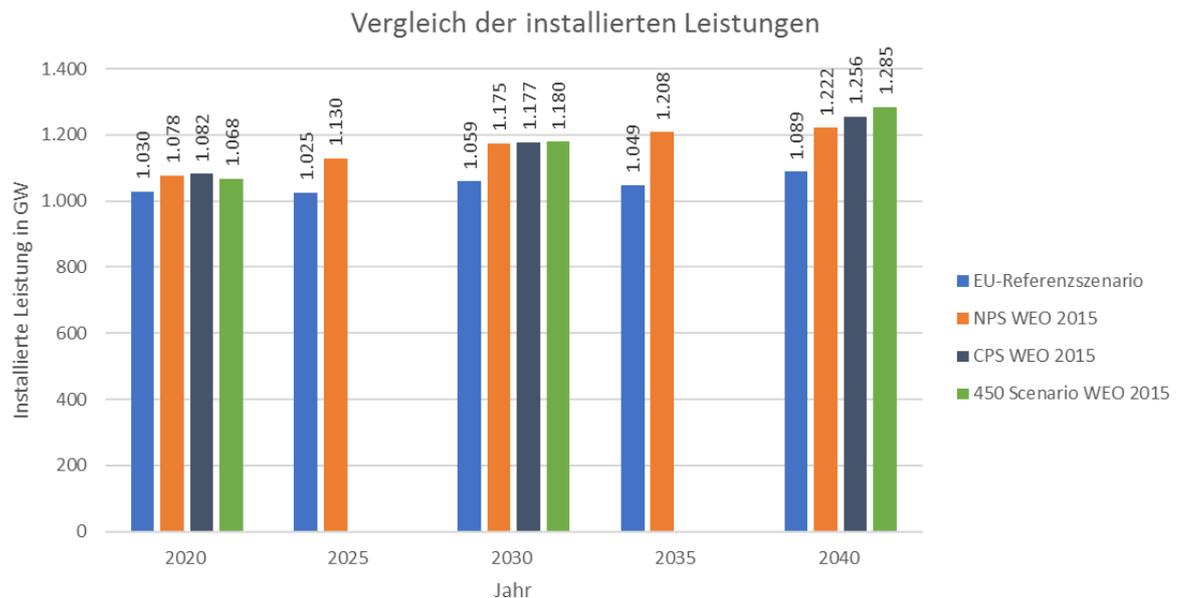


Abbildung 7: Vergleich der installierten Leistungen der EU-Länder, zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem World Energy Outlook 2015 (Quelle: basierend auf den Daten von (IEA 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))

Der Vergleich zeigt, dass die Werte des „Referenzszenarios 2016“ geringer als jene des „World Energy Outlook 2015“ sind. Außerdem ist zu erkennen, dass im „World Energy Outlook“ die installierte Leistung über die Jahre ständig ansteigt. Im Referenzszenario hingegen ist die installierte Leistung im Jahr 2025 geringer als 2020 und auch im Jahr 2035 sinkt der Wert im Vergleich zu 2030. Im Jahr 2040 beträgt die Differenz der installierten Leistungen zwischen den Referenzszenarien und dem „NPS“ 132,78 GW.

In den zwei nachfolgenden Abbildungen 8 und 9 werden die installierten Leistungen der Photovoltaikanlagen und der Windkraftwerke gegenübergestellt, um einen besseren Vergleich in dem Bereich erneuerbare Energie zu zeigen.

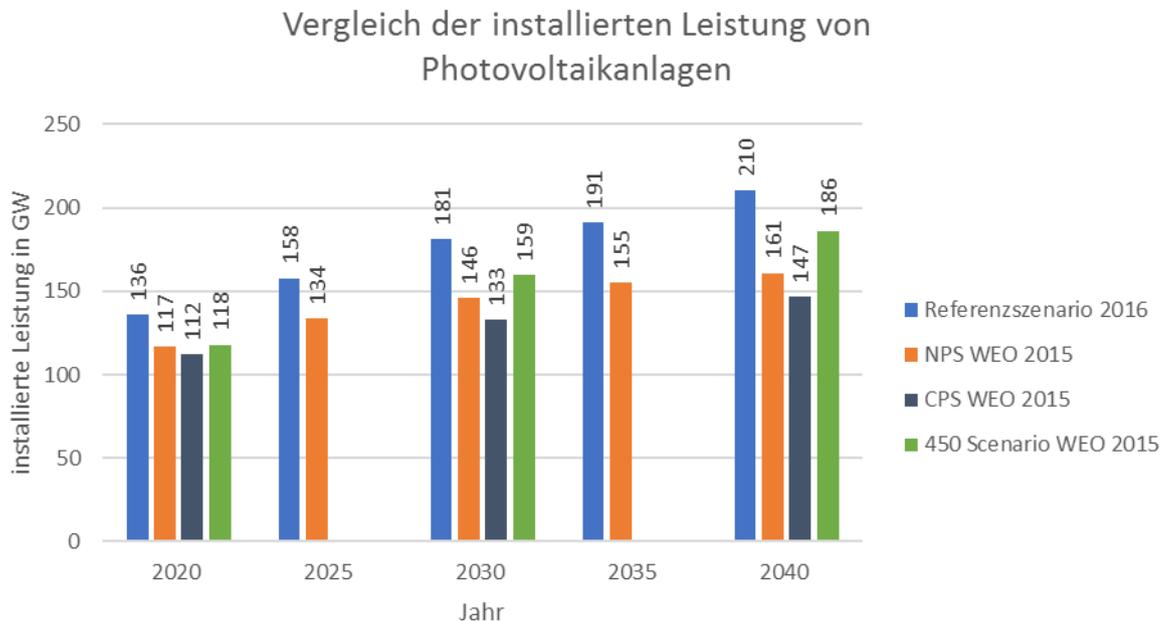


Abbildung 8: Vergleich der installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen zwischen den Szenarien des WEO 2015 und dem Referenzszenario 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (IEA 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))

In Bezug auf Abbildung 8 ist zu erkennen, dass die im „Referenzszenario 2016“ installierten Leistungen gegenüber dem „WEO 2015“ immer einen höheren Wert aufweisen. Zwischen den Jahren 2020 und 2040 steigt der Wert im Referenzszenario um 74,13 GW an. Im „WEO 2015“ für das „NPS“ werden hingegen nur 43,94 GW hinzugebaut. Das „450 Szenario“ erfährt eine Zunahme von 68,16 GW, welches dem „Referenzszenario 2016“ am ähnlichsten ist.

In Abbildung 9 werden die installierten Kapazitäten der Windkraftanlagen den Daten des „Referenzszenario 2016“ gegenübergestellt.

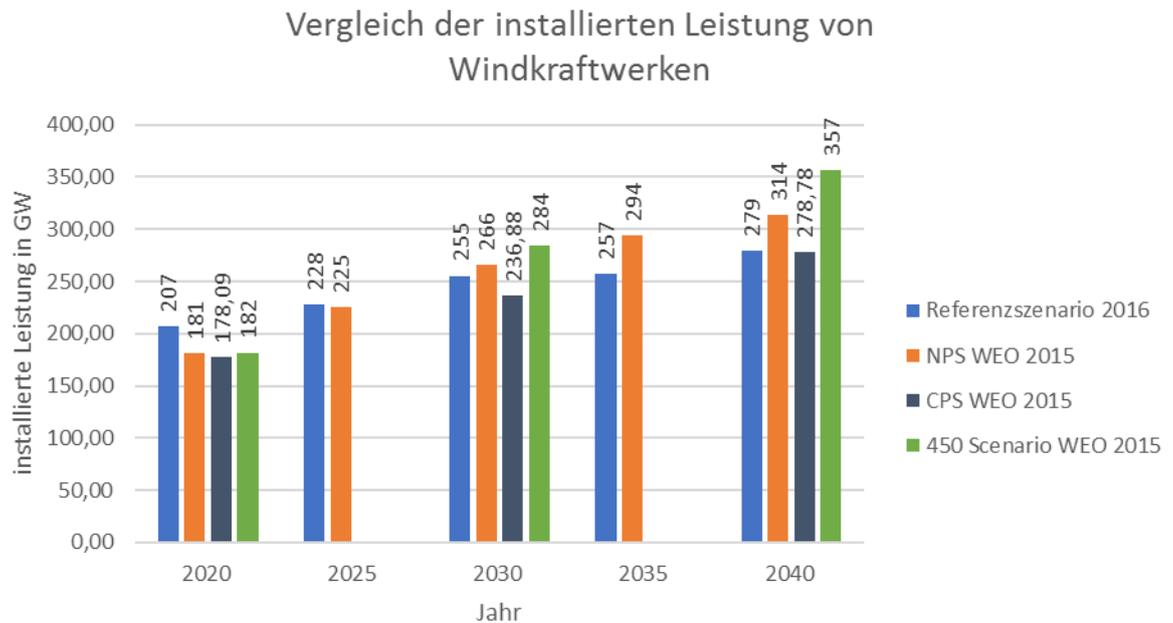


Abbildung 9: Vergleich der installierten Leistungen von Windkraftanlagen zwischen den Szenarien des WEO und dem Referenzszenario 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (IEA 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))

Es ist ersichtlich, dass im Jahr 2020 das „Referenzszenario 2016“ die höchste Zunahme aufweisen kann. Diese ist jedoch bis zum Jahr 2030 geringer als jener des „NPS WEO 2015“, sodass dieser ab 2030 eine größere Zunahme aufweist. Das „Referenzszenario 2016“ erfährt eine Zunahme zwischen den Jahre 2020 und 2040 um insgesamt 72,04 GW. Im Vergleich beträgt die Zunahme im „WEO“ für das „NPS“ 133,14 GW. Das entspricht fast dem doppelten Wert des Referenzszenarios.

Der Vergleich dieser Daten zeigt, wie unterschiedlich die Szenarien untereinander arbeiten. Das Referenzszenario führt bei dem Ausbau der Photovoltaikanlagen, während bei Windkraftanlagen der WEO die Spitze der Prognose übernimmt.

➤ Referenzszenario 2016 und der TYNDP Szenario Development Report 2016
Die nachfolgende Abbildung zeigt die installierte gesamte Kapazität zwischen dem „Referenzszenario 2016“ und dem des „TYNDP Szenario Development Report 2016“ auf.

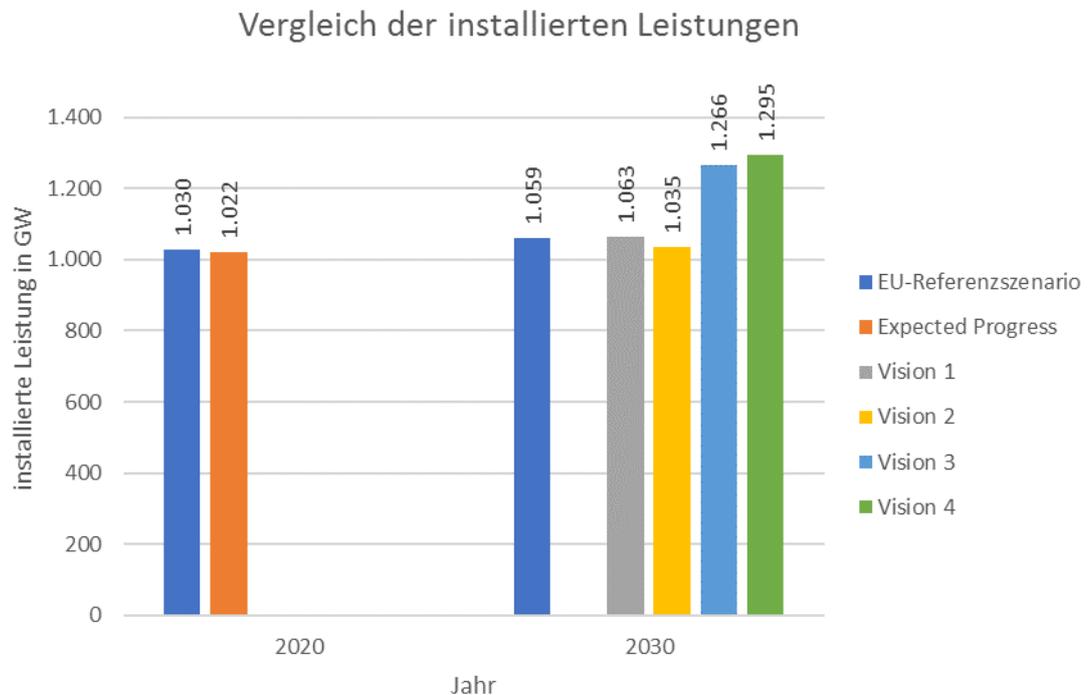


Abbildung 10: Differenz der installierten Leistungen der EU-Länder, zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem TYNDP Szenario Development Report 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (Entsoe 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))

Die Abbildung 10 lässt erkennen, dass im Jahr 2020 der Unterschied der installierten Gesamtleistung zwischen den „Expected Progress“ und dem Referenzszenario nur sehr gering ausfällt. Auch im Jahr 2030 zeigt die Vision 1 eine sehr gute Übereinstimmung, die Differenz beträgt im Jahr 2020 7,5 GW und im Jahr 2030 3,45 GW. Dies zeigt, dass die Zunahme in diesen Szenarien bezogen auf die installierte Gesamtleistung um ungefähr den gleichen Wert zwischen dem Jahr 2020 und 2030 ansteigt.

Die Entwicklung der Photovoltaikanlagen zwischen dem Referenzszenario und dem TYNDP wird in der nachfolgenden Abbildung 11 aufgezeigt.

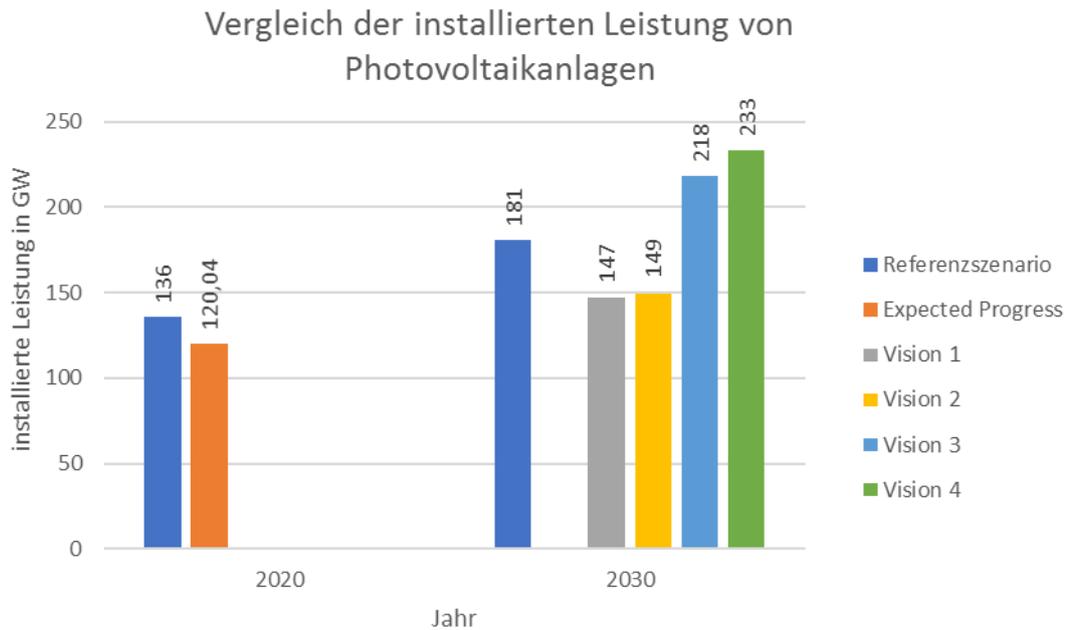


Abbildung 11: Differenz der installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem TYNDP Scenario Development Report 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (Entsoe 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))

Im Vergleich zu den gesamt installierten Leistungen, wo nur ein geringer Unterschied aufgezeigt wird, ist zwischen den Szenarien im Bereich der Photovoltaikanlagen eine deutlichere Differenz zu erkennen. Bereits im Jahr 2020 beträgt der Unterschied ungefähr 16 GW und im Jahr 2030 befindet sich das Referenzszenario mit 180,96 GW im Mittel der vier Visionen. Dieses Ergebnis ist jedoch nicht negativ zu interpretieren, da die vier Visionen besondere Fälle widerspiegeln und sich das Referenzszenario mit 180,96 GW im Mittel befindet.

Den Abschluss dieses Kapitels bildet die Abbildung 12, welche die installierte Windleistung für die zwei Szenarien gegenübergestellt.

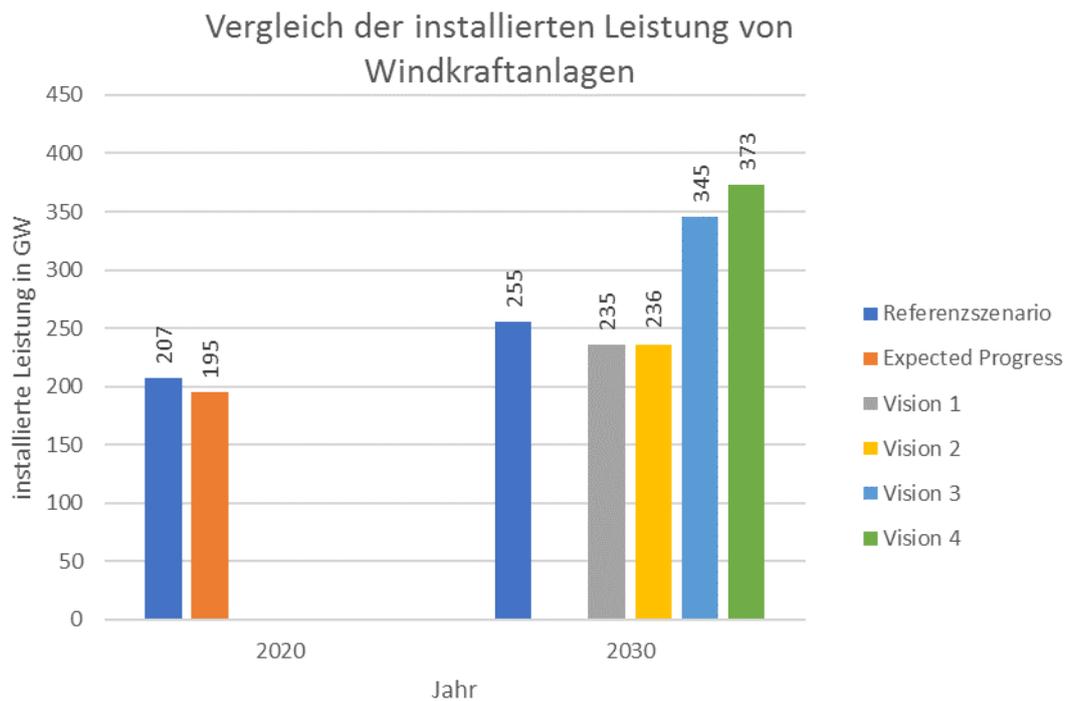


Abbildung 12: Differenz der installierten Leistungen von Windkraftanlagen zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem TYNDP Scenario Development Report 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (Entsoe 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))

Bezüglich der installierten Leistungen im Jahr 2020 ist auch im Falle der Windkraftanlagen ein Unterschied von ungefähr 12 GW zu erkennen. Dies zeigt auf, dass der Unterschied von 7,5 GW über die anderen Kraftwerke kompensiert werden muss, da Wind und Photovoltaik zusammen im Referenzszenario einen Wert von 38 GW erreichen.

Im Jahr 2030 befindet sich das Referenzszenario zwischen den vier Visionen, wobei es sich stärker an Vision 1 und an Vision 2 orientiert.

5 Implementierung des Referenzszenarios 2016

Das folgende Kapitel setzt sich mit der Implementierung des EU-Referenzszenarios in das Simulationsmodell Atlantis auseinander, wobei ausschließlich die Daten von Wind- und Photovoltaikanlagen herangezogen wurden. Bevor jedoch mit der Implementierung begonnen werden konnte, wurden die vorhandenen Daten eines ATLANTIS-Szenarios und dem Referenzszenario miteinander verglichen, um eventuelle Unterschiede zu ermitteln. Für die Veranschaulichung dieses Schrittes zeigt die Abbildung 13 am Beispiel Deutschland für Photovoltaikanlagen einen Einblick in diese Vergleichsanalyse. Anhand dieser Abbildung 13 ist ersichtlich, dass die Photovoltaikanlagen in Deutschland, des ATLANTIS-Szenarios, ein ähnliches Erscheinungsbild wie jene aus dem Referenzszenario zeigen.

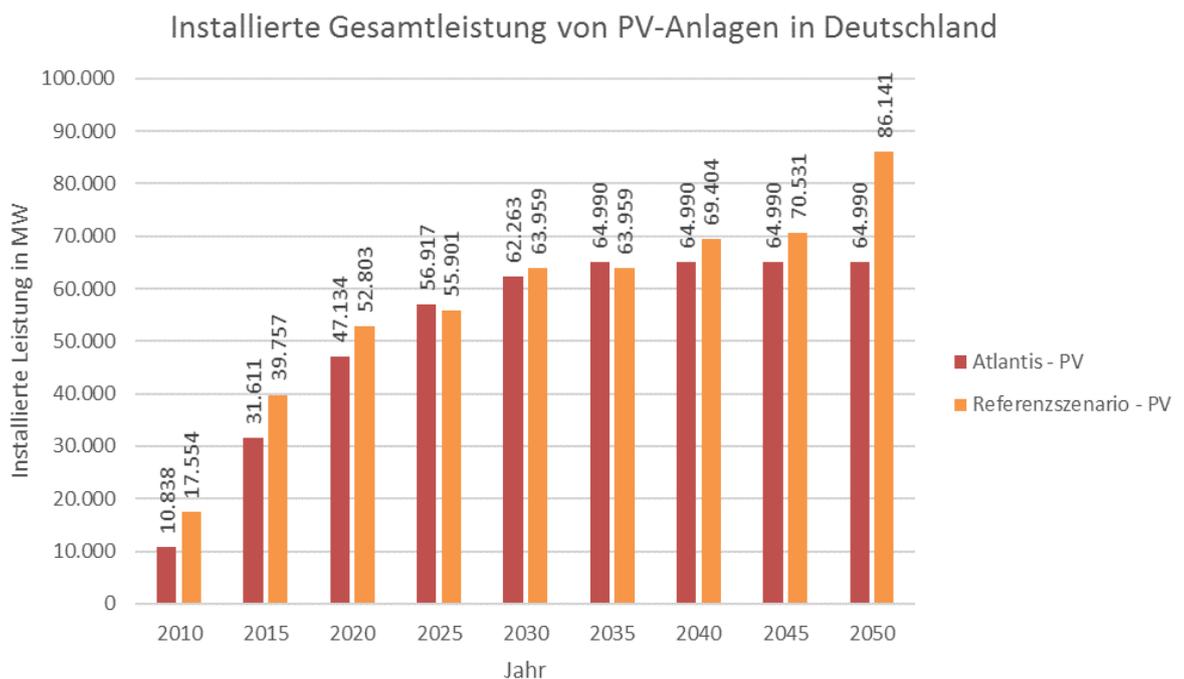


Abbildung 13: Vergleich der Daten der installierten Gesamtleistung von Photovoltaikanlagen zwischen Atlantis und dem Referenzszenario in Deutschland (Quelle: basierend auf den Daten von (European Commission 2016a, o.S. und Atlantis 2017))

Bezüglich der Implementierung ist anzumerken, dass sich hierbei einige Schwierigkeiten ergeben haben. So wurde zum Beispiel der Datenvergleich zwischen dem EU-Referenzszenario und dem ATLANTIS-Szenario nur für 19 EU-Mitgliedsstaaten durchgeführt, da sich das ATLANTIS-Szenario nur auf diese EU-Länder Kontinentaleuropas bezieht. Die

Ergebnisse der Forschung beziehen sich somit auf die folgenden 19 EU-Mitgliedsstaaten: Österreich (AT), Belgien (BE), Bulgarien (BG), Tschechien (CZ), Deutschland (DE), Dänemark (DK), Griechenland (GR), Spanien (ES), Frankreich (FR), Kroatien (HR), Ungarn (HU), Italien (IT), Luxemburg (LU), Niederlande (NL), Polen (PL), Portugal (PT), Rumänien (RO), Slowenien (SI) und die Slowakei (SK).

Ein weiteres Problem bezüglich des Implementierungsvorgangs zeigt sich, weil das Referenzszenario die Daten in fünf Jahresritten aufzeigt (ab 2010). Atlantis benötigte die Daten jedoch für jedes Jahr (ab 2006), um die Simulation durchführen zu können. Für die Lösung des Problems wurden für die Jahre 2006 bis 2015 die Daten aus dem „Country Data-Sheet“ entnommen, die auch die Grundlage des Referenzszenarios bilden. Für die Jahre 2015 bis 2050 wurde die Annahme getroffen, dass ein linearer Ausbau in den fünf Jahresintervallen stattfindet (siehe Abbildung 14).

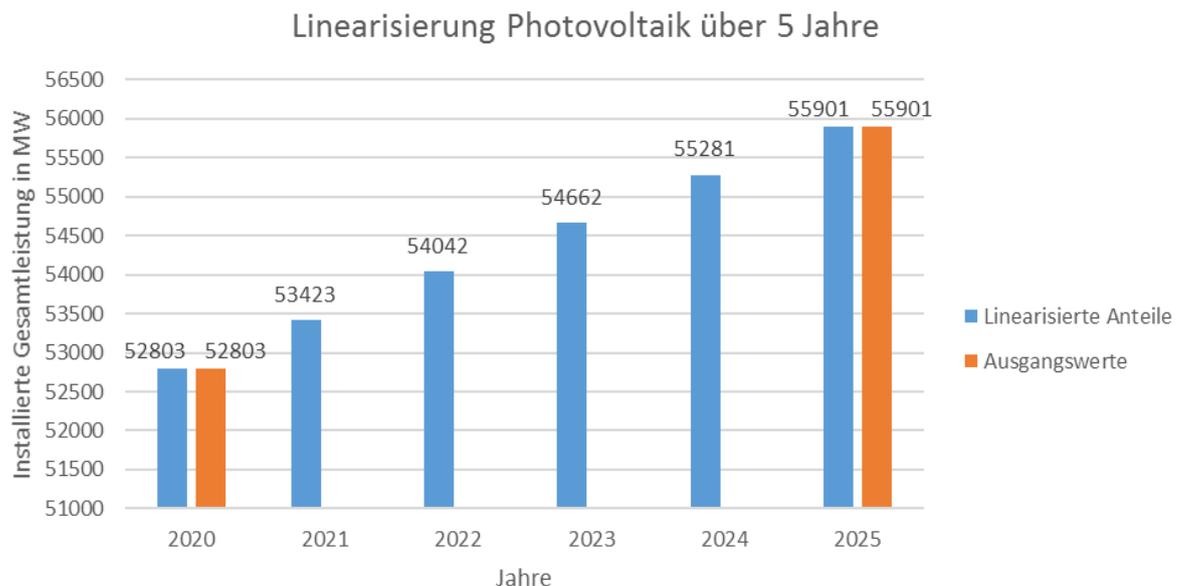


Abbildung 14: Linearisierung vom Jahr 2020 bis 2025 der Photovoltaikanlagen in Deutschland (Quelle: basierend auf den Daten von (European Commission 2016a, o.S.))

Nach der Aufbereitung der Daten für die 19 EU-Mitgliedsstaaten bezüglich Wind- und Photovoltaikkraftwerke wurden die gewonnen Informationen (d.h. Jahresdaten) für die Weiterverarbeitung in einer Excel-Tabelle gespeichert.

Als nächster Schritt der Implementierung erfolgte die Platzierung der Kraftwerke mit der installierten Leistung an geeigneten Standorten, um eine möglichst getreue Einspeisung der Energie zu erhalten. Diese Standorte sollten mithilfe des Referenzszenarios und dem

Internet ermittelt werden. Allerdings stellte sich dabei heraus, dass der Zugang zu den Standortdaten kaum möglich ist, weil jedes Land bzw. jede Region eigene Bestimmungen für den Bau von erneuerbaren Energiekraftwerken besitzt (z.B. Niederösterreich und Steiermark besitzen unterschiedliche Abstandsregelungen). Außerdem können sich diese Bestimmungen jeder Zeit ändern, sodass bis 2050 nur eine begrenzte Möglichkeit für die Erschließung von langfristigen Standorten für den Ausbau der Wind- und Photovoltaik-kraftwerke besteht. Um dieses Problem zu lösen, wurden Kraftwerke prozentual an Knoten mit Photovoltaik- und Windanlagen-Verbindungen ausgebaut oder reduziert.

Für den Ausbau der Kraftwerke wurde die installierte Leistung der PV- und Windanlagen an den jeweiligen Knoten addiert und anschließend durch die installierte Gesamtleistung der Anlagen für das benötigte Jahr dividiert. Dieses Ergebnis wurde anschließend mit der fehlenden Differenz zwischen dem ATLANTIS-Szenario und dem Referenzszenario multipliziert. Die daraus gewonnenen Informationen müssen anschließend an den jeweiligen Knoten hinzugebaut werden, wobei der Zubau kreisförmig um die jeweiligen Knoten erfolgt (siehe Abbildung 15).

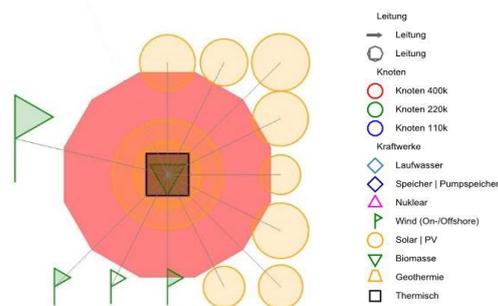


Abbildung 15: Knoten mit kreisförmigen Zubau der benötigten Kraftwerke
(Quelle: Visualisierung von Atlantis)

Um diesen Vorgang zu veranschaulichen, wird der Zubau der Kraftwerke anhand des folgenden Beispiels dargestellt:

Im Jahr 2020 existieren an einem Knoten (K1) zwei Windkraftwerke mit 10 MW und 15 MW. Ein zweiter Knoten (K2) besitzt außerdem ein Windkraftwerk mit 25 MW. Die

installierte Gesamtleistung beträgt in diesem Jahr somit 50 MW. Die Daten aus dem Referenzszenario besagen jedoch, dass 60 MW anstatt 50 MW installiert sein sollen. Für die Berechnung des Zubaus wird die Differenz zwischen der installierten Gesamtleistung in Atlantis und dem Referenzszenario gebildet (siehe Formel 1), um den fehlenden Betrag an installierter Leistung der Kraftwerke zu erhalten. In der Formel 2 werden die Windkraftwerke, welche mit dem Knoten (K1) verbunden sind, addiert und anschließend durch die installierte Gesamtleistung dividiert. Für die Formel 3 am Knoten (K2) erfolgt die gleiche Vorgehensweise wie in Formel 2 und in der Formel 4 wird das Ergebnis mit dem Referenzszenario multipliziert. Somit werden die benötigten Werte für die Windkraftwerke an den Knoten erhalten.

$$60 \text{ MW} - 50 \text{ MW} = 10 \text{ MW}$$

Formel 1: Berechnung der für den Zubau benötigten installierten Leistung

$$\frac{10 \text{ MW} + 15 \text{ MW}}{50 \text{ MW}} = 0,5$$

Formel 2: Addierte Werte des Knoten 1 dividiert durch die gesamten Windkraftwerke

$$\frac{25 \text{ MW}}{50 \text{ MW}} = 0,5$$

Formel 3: Addierte Werte des Knoten 2 dividiert durch die gesamten Windkraftwerke

$$\text{Knoten 1: } 0,5 * 10 \text{ MW} = 5 \text{ MW}$$

$$\text{Knoten 2: } 0,5 * 10 \text{ MW} = 5 \text{ MW}$$

Formel 4: Die neu zugebaute installierte Leistung an den Knoten

Bei der Reduktion der Kraftwerke wurde hingegen die installierte Leistung der PV- und Windanlagen durch die installierte Gesamtleistung der Anlagen für das benötigte Jahr

dividiert. Das Ergebnis wurde anschließend mit der installierten Gesamtleistung des Referenzszenarios multipliziert, wodurch sich der neue Wert für die Anlage ergibt. Für die Veranschaulichung dieses Vorgangs wird die Reduktion der Kraftwerke anhand des folgenden Beispiels näher erläutert:

Im Jahr 2010 existieren an einem Knoten (K1) zwei PV Anlagen mit 5 MW und 10 MW. Ein zweiter Knoten (K2) besitzt außerdem eine PV Anlage mit 15 MW. Die installierte Gesamtleistung beträgt in diesem Jahr 30 MW. Die Daten aus dem Referenzszenario besagen allerdings, dass 26 MW anstatt 30 MW installiert sein sollen. Für die Berechnung der Reduktion werden bei Formel 5 die PV-Anlagen am Knoten (K1) durch die installierte Gesamtleistung dividiert. In der Formel 6 erfolgt dieselbe Vorgehensweise wie in Formel 5. Abschließend werden in der Formel 7 die Ergebnisse mit dem Referenzszenario multipliziert, wodurch sich die neuen Werte für die PV-Anlagen ergeben.

$$\frac{5 \text{ MW}}{30 \text{ MW}} = 0,1666 ; \frac{10 \text{ MW}}{30 \text{ MW}} = 0,3333$$

Formel 5: Berechnung des Anteiles am Knoten 1

$$\frac{25 \text{ MW}}{50 \text{ MW}} = 0,5$$

Formel 6: Berechnung des Anteiles am Knoten 2

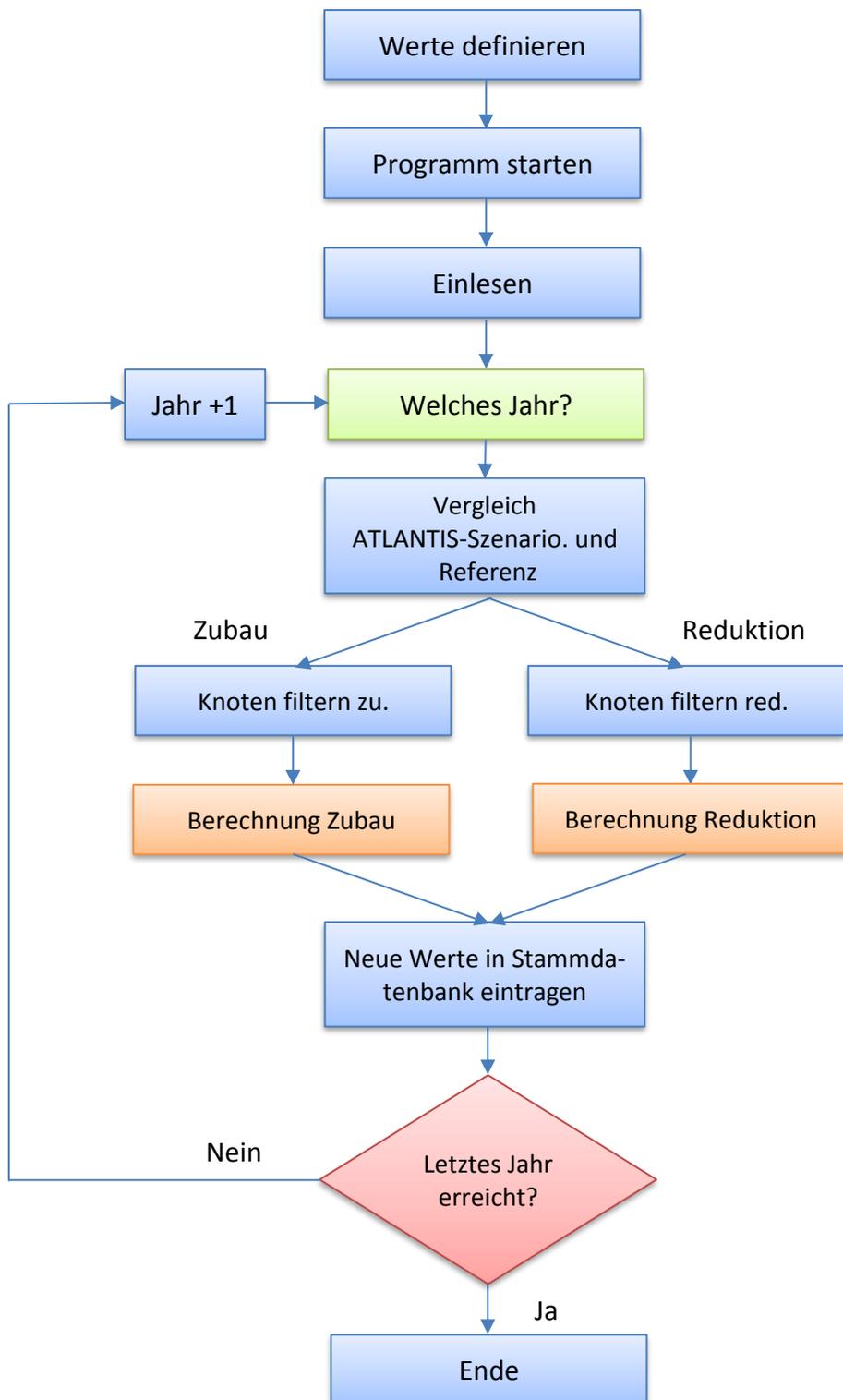
$$\text{Knoten 1: } 0,1666 * 26 \text{ MW} = 4,3333 \text{ MW}; 0,3333 * 26 \text{ MW} = 8,6666 \text{ MW}$$

$$\text{Knoten 2: } 0,5 * 26 \text{ MW} = 13 \text{ MW}$$

Formel 7: Berechnung der neuen Werte für die entsprechenden Anlagen an den Knoten

Aufgrund der Tatsache, dass der Zubau bzw. die Reduktion von Wind- und Photovoltaikanlagen für die 19 EU-Mitgliedstaaten von 2006 bis 2050 an jedem dieser Knoten zu erfolgen hat, wurde der gesamte Zubau- oder Reduktionsprozess automatisiert. Die Automatisierung wurde mit dem Programm Matlab durchgeführt, weil die vorhandenen Daten von Atlantis in einem Excel-Format vorlagen, diese jedoch für die Implementierung abgeändert werden mussten. Mithilfe des Programms Matlab lassen sich Excel-

Files importieren, weiterverarbeiten und in Excel-Files zurückexportieren. Bei diesem Programm handelt es sich um ein mathematisches sowie grafisches Programmpaket, mit dem numerische, grafische und programmtechnische Aufgaben gelöst werden können (vgl. Stormy Attaway 2012, o.S.). Aufgrund dieser Möglichkeit wurde der Code für die Implementierung in Atlantis im Programm Matlab geschrieben. Damit der Ablauf dieses Vorgangs verständlicher ist, zeigt die Abbildung 16 ein Flussdiagramm, welches als Grundlage für die Erstellung des Codes diente. Im Anschluss an das Diagramm werden dessen Programmabläufe näher erläutert.

Flussdiagramm:**Abbildung 16:** Programmablauf des Matlab-Programmes (Quelle: Eigendarstellung)

Im folgenden Abschnitt werden die Programmabläufe des Flussdiagramms näher erläutert:

➤ **Werte definieren**

Bevor das Programm gestartet werden kann, müssen einige Parameter innerhalb des Codes definiert werden. Der erste Parameter, von Bedeutung, entspricht dem-zu veränderndem Land (z.B. AT, DE, usw.). Nachdem das ausgewählte Land definiert ist, werden der Kraftwerkstyp und das Abschlussjahr der Datenveränderung gewählt. Dadurch sind die wichtigsten Parameter bestimmt.

➤ **Programm starten**

In der Kommandozeile wird der Befehl „main“ eingegeben und mit Enter bestätigt, womit das Programm autonom zu arbeiten beginnt.

➤ **Einlesen**

Zuerst werden einige Daten aus verschiedenen Excel-Files benötigt. Diese werden in den Zwischenspeicher des Programms geladen, um sie anschließend zu ändern oder um diese für Berechnungen zu nutzen. Zu diesen Files zählen die Stammdatenbank der Kraftwerke von Atlantis, die Stammdaten der Knoten von Atlantis, die Verschiebung für die Koordinaten des Zubaus und die Daten des Referenzszenarios.

➤ **Welches Jahr?**

Grundsätzlich beginnt für den Vergleich zwischen dem ATLANTIS-Szenario und dem Referenzszenario das Programm mit dem Jahr 2006, allerdings besteht auch die Möglichkeit dieses abzuändern und ein anderes Startjahr festzulegen. Die Abänderung des Jahres muss jedoch zum Zeitpunkt „Werte definieren“ geschehen. Im Bereich „Welches Jahr“ wird das zu diesem Zeitpunkt definierte Jahr geladen und die benötigten Werte aus den eingelesenen Files werden gefiltert.

➤ **Vergleich ATLANTIS-Szenario und Referenz**

Mit den Daten, welche sich aus dem Punkt „Welches Jahr“ ergeben, wird nun in diesem Schritt die installierte Gesamtleistung vom jeweiligen Kraftwerkstyp aus Atlantis berechnet und anschließend mit den Daten des Referenzszenarios verglichen. Mit dem Ergebnis wird dann der weitere Programmlauf definiert. Entspricht der Wert < 0 , so wird der Pfad

„Reduktion“, ist der Wert > 0 wird der Pfad „Zubau“ gewählt. Wenn das Ergebnis gleich 0 ergibt, wird der Reduktionspfad gewählt und es findet aufgrund einer speziell aufgerufenen Bedingung keine Veränderung der Daten statt.

➤ **Zubau**

Ist der Wert größer 0, so führt das Programm den Pfad „Zubau“ aus und springt in das entsprechende Unterprogramm, welches mit einer if -Bedingung erstellt wird.

➤ **Knoten filtern zu.**

In dieser Sektion werden alle PV- oder Windkraftwerke gefiltert, die im entsprechenden Jahr in Betrieb sind. Diese werden dann in einer Tabelle zwischengespeichert, um für die nachfolgende Sektion zur Verfügung zu stehen.

➤ **Berechnung Zubau**

Mit den oben erhaltenen Daten werden die Berechnungen (siehe Beispiel „Ausbau“) für jeden Knoten und der entsprechenden Anlage durchgeführt. Ein Problem, welches zum Jahr 2006 eventuell auftreten könnte, ist, dass kein PV- oder Windkraftwerk für diese Zeit zur Verfügung steht. Dieses Problem wird gelöst, indem das Programm die nachfolgenden Jahre solange untersucht, bis es PV- oder Windkraftwerke findet und deren Knoten als Ausgangslage heranzieht.

➤ **Reduktion**

Ist der Wert kleiner 0, so führt das Programm den Pfad „Reduktion“ aus und springt in das entsprechende Unterprogramm, welches mit einer if -Bedingung erstellt wird. Hier ist anzumerken, dass bei einem Wert gleich 0 auch das Unterprogramm aufgerufen wird, wobei keine weiteren Berechnungen durchgeführt werden, sondern direkt die Sektion „Letztes Jahr erreicht“ wird.

➤ **Knoten filtern red.**

Wie schon in der Sektion „Knoten filtern zu.“ findet hier die Filterung der benötigten Kraftwerke und Knoten für die weiterführende Berechnung statt.

➤ **Berechnung Reduktion**

Mit den oben erhaltenen Daten werden die Berechnungen (siehe Beispiel „Reduktion“) für jeden Knoten und der entsprechenden Anlage durchgeführt. Anzumerken hierbei ist, dass das Programm die Reduktion nicht durchführen kann, wenn 2006 keine PV- oder Windkraftwerke zur Verfügung stehen. Um trotzdem eine Berechnung durchführen zu können, müssen die Kraftwerke im Jahre 2006 in Excel manuell reduziert und den Werten aus dem Referenzszenario angepasst werden.

➤ **Neue Werte in Stammdatenbank eintragen**

Die Ergebnisse vom Zubau bzw. von der Reduktion der PV- und Windkraftwerke werden anschließend in die Stammdatenbank eingetragen. Hierbei ist darauf zu achten, dass die Lebensdauer der Kraftwerke berücksichtigt und eingetragen wird.

➤ **Letztes Jahr erreicht?**

Nachdem alle Werte in die Stammdatenbank eingetragen sind, erfolgt die Abfrage bezüglich des aktuellen Jahres. Weiters wird dieses Jahr mit dem Abschlussjahr, das zu Beginn bei „Werte definieren“ festgelegt wird, verglichen. Wenn die Zahlen einen Unterschied aufweisen, springt das Programm zu Punkt „Welches Jahr?“ zurück, um dabei das aktuelle Jahr um eine Stufe zu erhöhen. Entspricht das aktuelle Jahr dem Abschlussjahr, so werden die Daten vom Zwischenspeicher in das Excel-file der Stammdatenbank geschrieben und beendet. Mit diesem Schritt ist die Implementierung abgeschlossen.

Mit den gewonnenen Daten aus der Implementierung des EU-Referenzszenarios wurden anschließend Simulationen durchgeführt, mit deren Hilfe Veränderungen bezüglich der installierten Kraftwerksleistungen, sowie der Leitungsauslastungen innerhalb der Zeitspanne von 2010 bis 2050 aufgezeigt werden. Auf diese Unterschiede versucht das nächste Kapitel hinzuweisen, indem die Simulationsergebnisse näher betrachtet werden.

6 Analyse der Simulations-Ergebnisse

Das Kapitel sechs analysiert die ermittelten Simulationsergebnisse, die mit Atlantis erzielt wurden. Dabei befasst sich die Analyse zuerst mit der Entwicklung der installierten Leistungen in den betrachteten 19 EU-Mitgliedstaaten und behandelt im zweiten Teil die Lastflüsse innerhalb dieser Länder.

6.1 Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Europa

Der vorliegende erste Teil der Analyse befasst sich mit dem Energiemix der 19 EU-Mitgliedstaaten in den Jahren 2010, 2020, 2030, sowie 2050 und geht anschließend auf die Länder Deutschland, Frankreich und Spanien näher ein. Die Auswahl der drei Länder hinsichtlich einer genaueren Analyse erfolgt aufgrund der starken Veränderungen durch die Implementierung, die sich durch den hohen Zubau hinsichtlich Photovoltaik- und Windkraftanlagen äußert. Um die installierten Kraftwerksleistungen für die 19 EU-Mitgliedstaaten betrachten zu können, wird die installierte Gesamtleistung eines Jahres den installierten Gesamtleistungen der einzelnen Kraftwerkstypen gegenübergestellt. Zusätzlich wird in Abbildung 17 die installierte Gesamtleistung aller Kraftwerkstypen der 19 EU-Mitgliedstaaten für die Jahre 2010, 2020, 2030 und 2050 aufgezeigt.

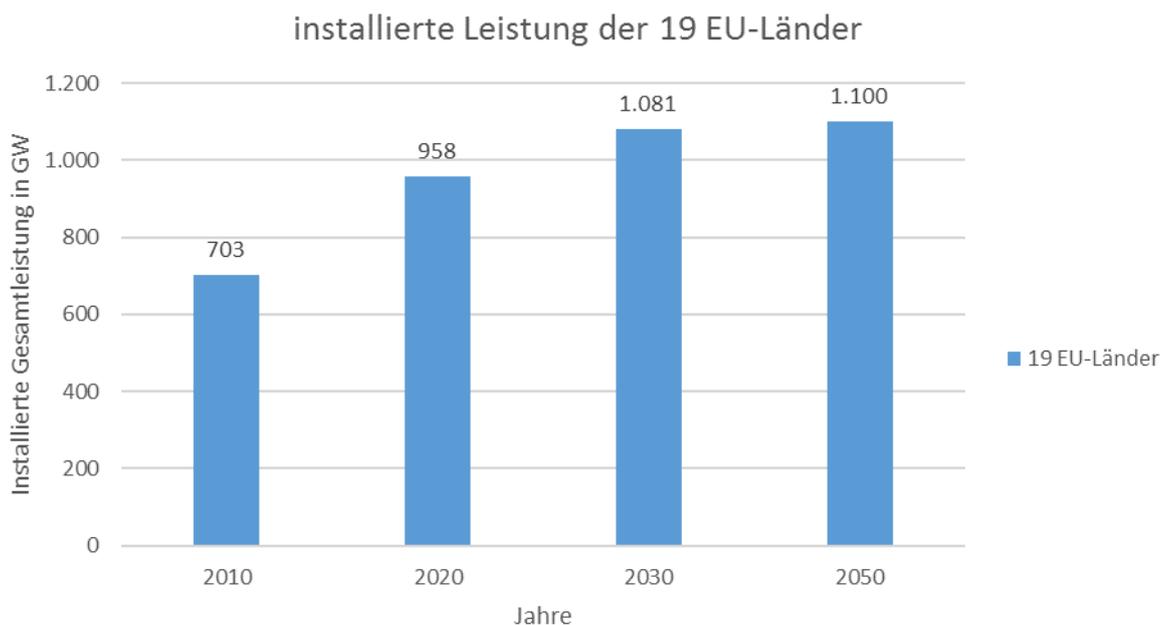


Abbildung 17: Gesamte installierte Leistung der 19 EU-Länder
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

6.1.1 Die 19 EU-Mitgliedstaaten

➤ Das Jahr 2010

In Abbildung 18 wird die installierte Kraftwerksleistung von 19 EU Mitgliedstaaten im Jahr 2010 näher betrachtet. Die verwendete Legende „Wasser“ beinhaltet Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Schwellkraftwerke. „Photovoltaik“ impliziert auch den Kraftwerkstyp Solarthermie. Im Sektor „Sonstige“ sind unter anderem Gezeitenkraftwerke und Geothermalkraftwerke enthalten.

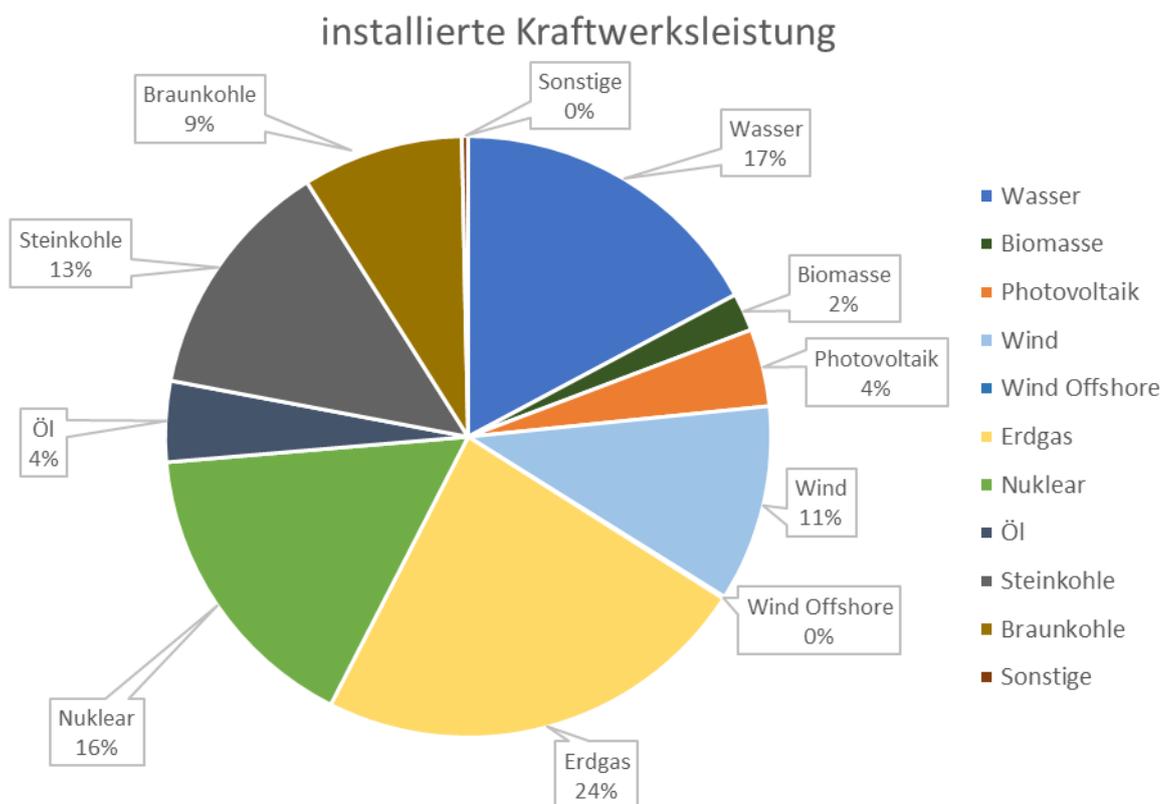


Abbildung 18: Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2010
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Die Gesamtsumme installierter Leistung beträgt in diesem Jahr ~703 GW. Es ist erkennbar, dass die erneuerbaren Energien einen Anteil von 34 % ausmachen, was einer installierten Leistung von 239 GW gleichkommt. Der größte Anteil geht in dieser Zeit von den fossilen Kraftwerken aus, die mit rund 50 % vertreten sind und bei denen Erdgas den größten Anteil beansprucht. Die installierte Gesamtleistung im Sektor „Nuklear“ entspricht zu dieser Zeit 113 GW.

➤ Das Jahr 2020

In Abbildung 19 ist nun die installierte Kraftwerksleistung des Jahres 2020 dargestellt. Im Vergleich zu 2010 beträgt die installierte Gesamtleistung 958 GW, was einem Wachstum von ungefähr 36 % entspricht.

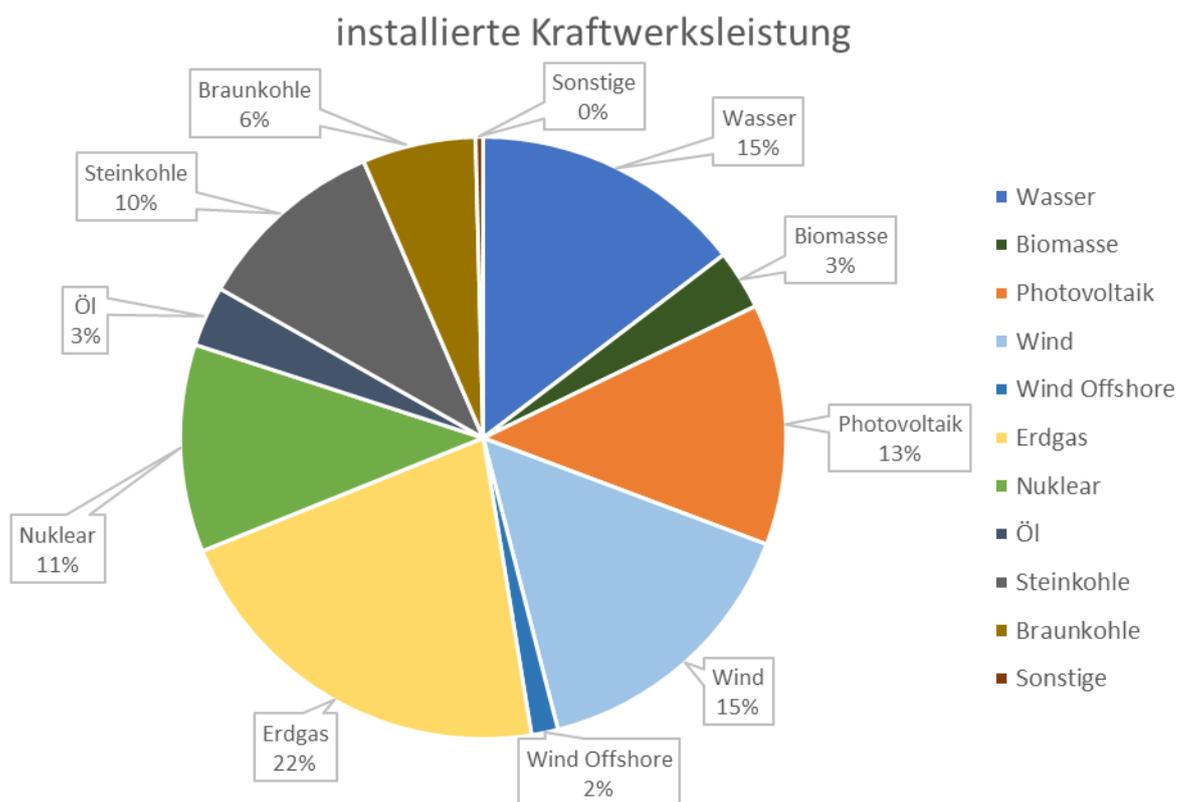


Abbildung 19 Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2020
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Zu dieser Zeit repräsentiert der Anteil an erneuerbarer Energie etwa 48 %. Insbesondere der Sektor „Photovoltaik“ weist eine Zunahme von 8 % auf, was einer Vervielfachung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen, bezogen auf das Jahr 2010, entspricht. Im Bereich „Wind“ ist eine Steigerung um 4 % zu erkennen, das ist eine Verdoppelung der installierten Windleistung, verglichen mit dem Jahr 2010. Eine weitere Verdopplung der installierten Leistung ist auch bei dem Kraftwerkstyp Biomasse festzustellen. Der Erdgasanteil weist keine wesentlichen Veränderungen auf, demzufolge kann auf einen kontinuierlichen Zuwachs geschlossen werden. Der 4 % geringere Anteil an installierter Leistung von Nuklearkraftwerken zeigt auf, dass diese eher stillgelegt, als in Betrieb genommen werden. Gleichmaßen ist ein Rückgang im Bau neuer Kohle- und Ölkraftwerke zu erkennen.

➤ Das Jahr 2030

Wie in Abbildung 20 zu erkennen ist, beträgt die installierte Gesamtleistung im Jahr 2030 1.081 GW. Dies entspricht einer Zunahme von 100 GW in 10 Jahren.

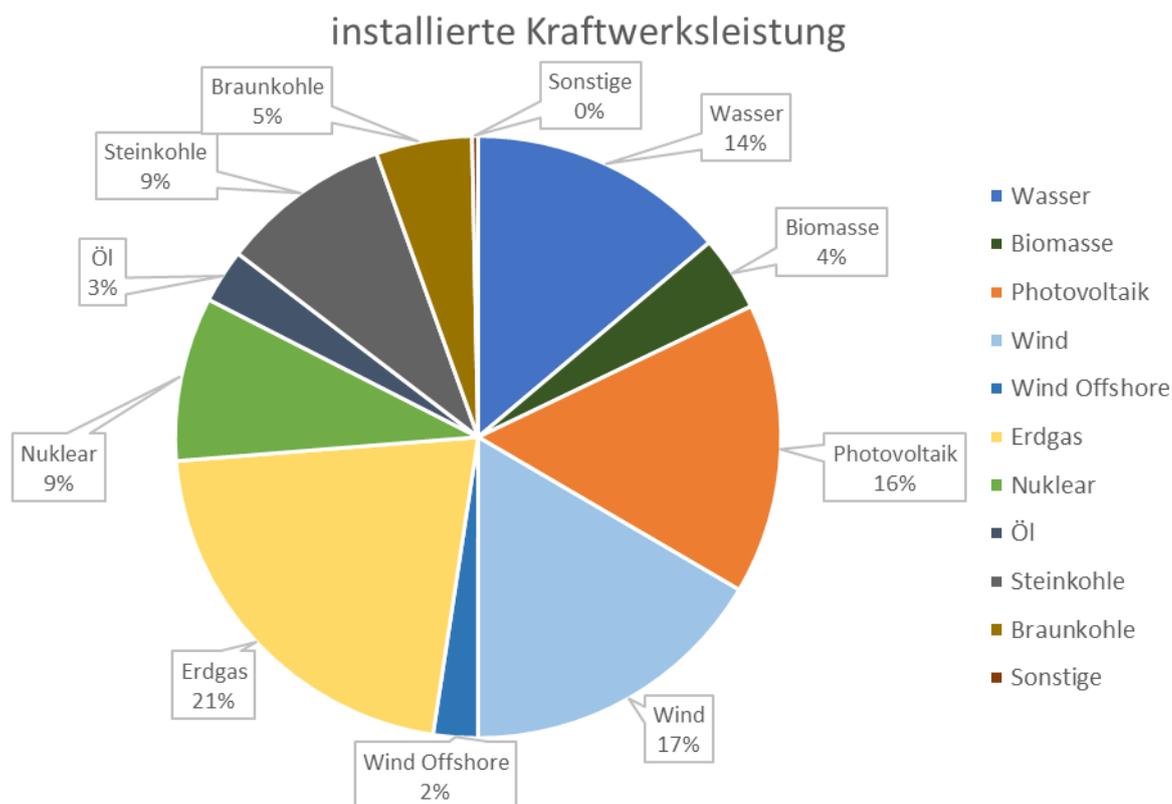


Abbildung 20: Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2030
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Mit 53 % Anteil an installierter Gesamtleistung aus erneuerbarer Energie ist das eine 5 %ige Steigerung im Vergleich zum Jahr 2020. Im Sektor „Wind“ inklusive „Wind Offshore“ findet ein Ausbau von 44 MW (12 MW Offshore) statt. Photovoltaik erzielt dabei den gleichen Ausbauwert an installierter Leistung wie der Sektor „Wind“ inklusive „Wind Offshore“. Erdgas führt seinen kontinuierlichen Ausbau von 2020 bis 2030 fort. Wasserkraft weist ebenfalls ein gleichbleibendes Wachstum auf. Der Anteil fossile installierte Leistung nimmt immer weiter ab, daraus ist ersichtlich, dass die vorhandenen Kohle- und Ölkraftwerke weiter in Betrieb sind, aber Neubauten sehr geringgehalten werden. Den stärksten Rückgang zeigt der nukleare Kraftwerkspark, der eine Verringerung von 2.604 MW installierter Leistung zum Vergleichsjahr 2020 erfährt.

➤ Das Jahr 2050

Abbildung 21 zeigt die installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2050 bei einer installierten Gesamtleistung von ca. 1100 GW. Der Zubau an installierter Leistung erhöht sich somit um 20 GW in 20 Jahren.

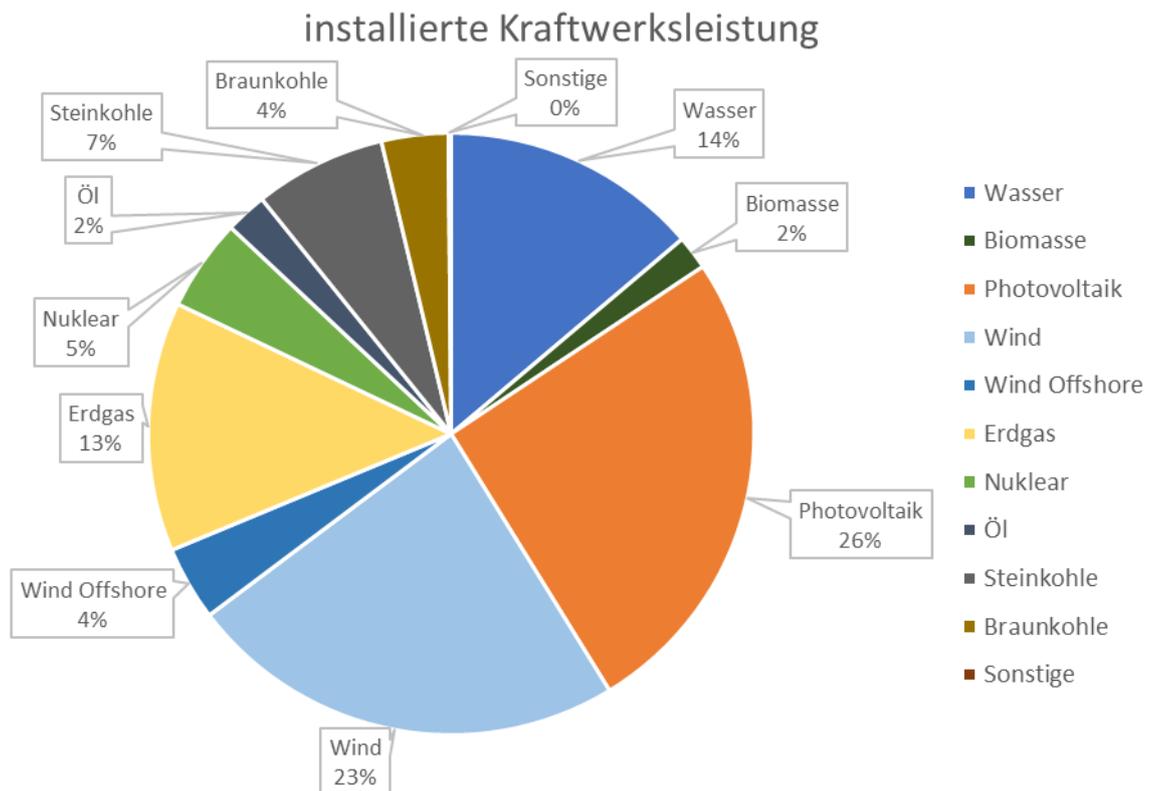


Abbildung 21: Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2050
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Die Simulationsergebnisse weisen einen regenerativen installierten Gesamleistungsanteil von 69 % auf, davon beanspruchen Wind und Photovoltaik ca. 50 %. Das kommt einer installierten Leistung von 550 GW gleich. Eine starke Verringerung auf 13 % ist im Sektor des Kraftwerktyps Erdgas zu erkennen. Verglichen mit dem Jahr 2030 bedeutet das eine Reduktion um ca. ein Drittel der installierten Gesamtleistung. In der Zeitspanne von 2030-2050 kommt der Bau neuer Öl- und Kohlekraftwerke zum Erliegen, lediglich bereits im Betrieb befindliche Kraftwerke erfahren Revisionen und Nachrüstungen, bevor sie mit Ende ihrer Laufzeit vom Netz genommen werden. Die installierte Gesamtleistung von Nuklearkraftwerken verringert sich hingegen um 43 % in 20 Jahren.

6.1.2 Deutschland

➤ Das Jahr 2010

Die installierte Kraftwerksleistung von Deutschland für das Jahr 2010 wird in Abbildung 22 dargestellt, wobei hier die installierte Gesamtleistung 163 GW beträgt. Das entspricht ungefähr 23 % der installierten Gesamtleistung der 19 EU-Mitgliedstaaten.

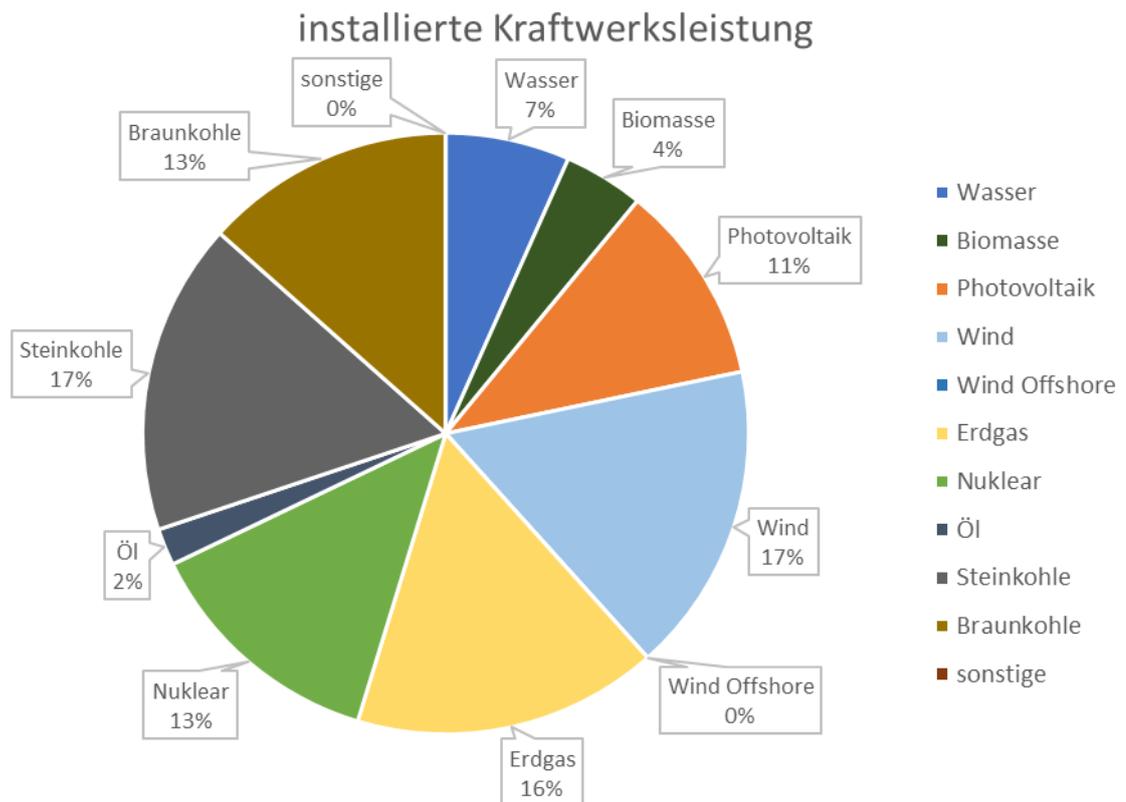


Abbildung 22: Installierte Kraftwerksleistung von Deutschland im Jahr 2010
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Der Anteil an regenerativer, installierter Gesamtleistung weist einen Wert von 39 % auf, was einer installierten Gesamtleistung von 62,5 GW gleichkommt. Den größten Anteil erschließen die fossilen Kraftwerke mit 48 %, wobei die Anteile der Kraftwerkstypen gleichmäßig untereinander aufgeteilt sind. Die einzige Ausnahme bilden Ölkraftwerke, welche sich mit rund 2 % einordnen und eine installierte Gesamtleistung von 3,2 GW aufweisen. Der Sektor „Nuklear“ besitzt zu diesem Zeitpunkt eine installierte Gesamtleistung von 21,4 GW, was dem Anteil der „Braunkohle“ mit 21,8 GW nahezu gleichkommt.

➤ Das Jahr 2020

Im Jahr 2020 erhöht sich die installierte Gesamtleistung auf 228 GW, was einem Zuwachs von 65 GW entspricht. Dabei schlüsselt die Abbildung 23 die installierte Kraftwerksleistung, den Deutschland in diesem Jahr besitzt, weiter auf.

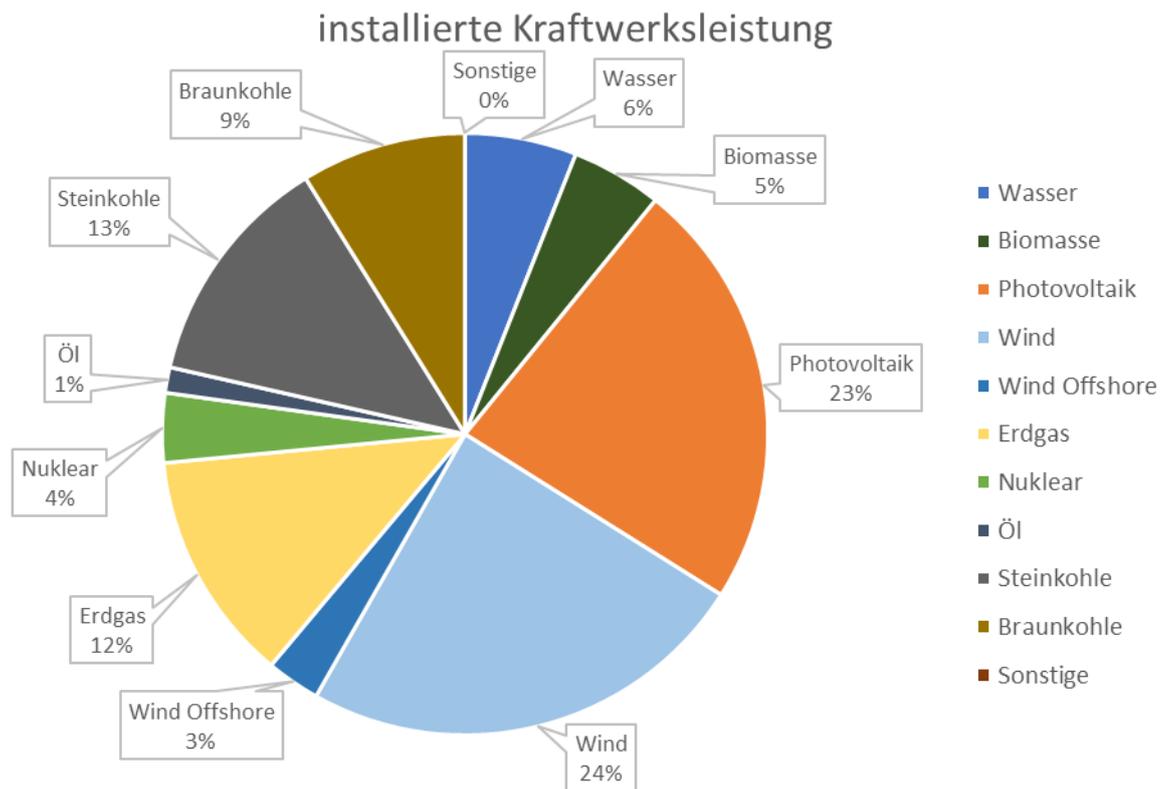


Abbildung 23: Installierte Kraftwerksleistung von Deutschland im Jahr 2020
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Die installierte erneuerbare Gesamtleistung ist mit einem Anteil von 61 % am Energiemix beteiligt. Davon beanspruchen 50 % für sich die Bereiche „Photovoltaik“, „Wind“ und „Wind Offshore“ für sich. Dieses enorme Wachstum bedeutet eine Verdreifachung der installierten Gesamtleistung im Bereich „Photovoltaik“ und eine Verdopplung im Sektor „Wind“. „Öl“, „Erdgas“, „Stein- und Braunkohle“ besitzen nahezu dieselbe installierte Gesamtleistung wie im Jahr 2010. Das signalisiert, dass wenig neue fossile Kraftwerke gebaut und bestehende mit besserer Technologie nachgerüstet werden. Den stärksten Rückgang bezüglich der installierten Gesamtleistung weist der Sektor „Nuklear“ auf, was sich durch eine Reduktion von 21,4 GW auf 8,5 GW zeigt.

➤ Das Jahr 2030

In Abbildung 24 wird die installierte Kraftwerksleistung Deutschlands im Jahr 2030 dargestellt, wobei die installierte Gesamtleistung einen Wert von 233,4 GW erreicht. Das entspricht einem Anteil von 21 % bezogen auf die installierte Gesamtleistung der 19 EU-Mitgliedstaaten.

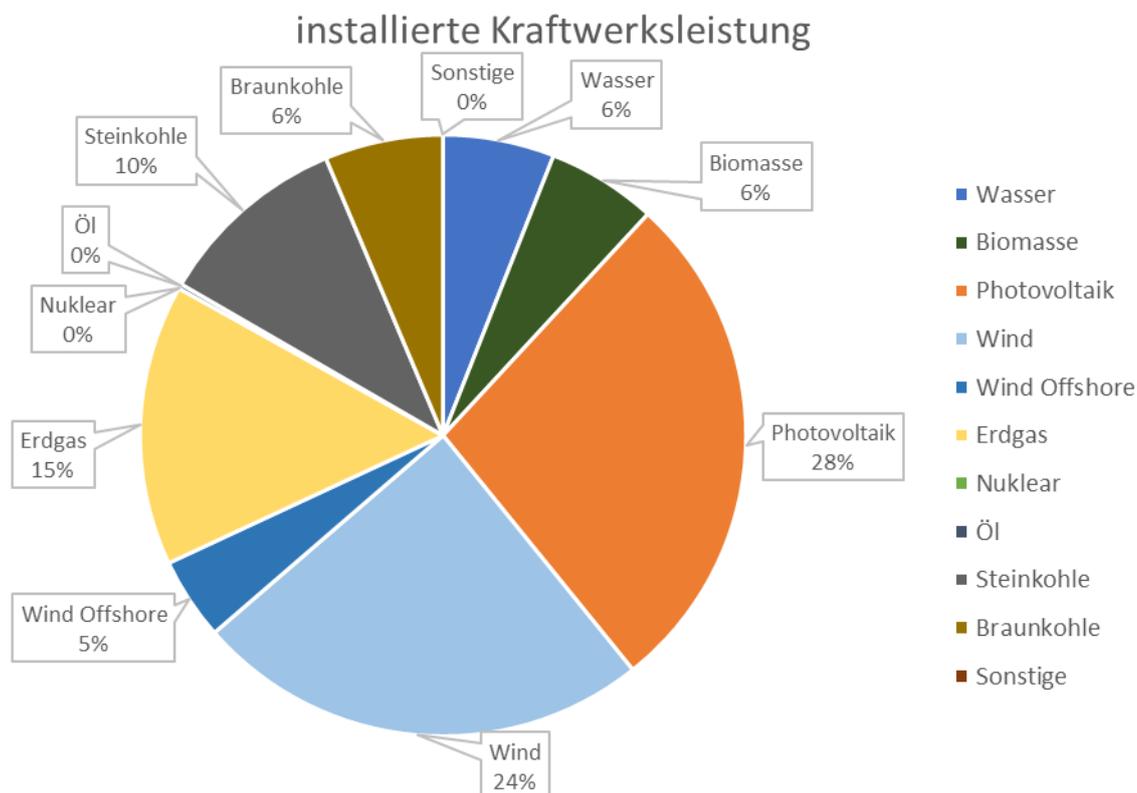


Abbildung 24: Installierte Kraftwerksleistung von Deutschland im Jahr 2030
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Bereich der erneuerbaren Energien wird ein Anteil von 69 % installierter Gesamtleistung erreicht. Vor allem die Sektoren „Wind“ und „Photovoltaik“ wurden stärker ausgebaut, bei den „Wind Offshore“ Anlagen verdoppelt sich sogar die installierte Gesamtleistung. Der fossile Kraftwerkspark wird im Vergleich zu den regenerativen Energien immer geringer, mit Ausnahme der Erdgasanlagen, die einen Zubau von ca. 7 GW innerhalb von 10 Jahren erreicht haben. Der Sektor „Nuklear“ zeigt hingegen einen Wert von 0 %, was eine Außerbetriebnahme dieser Kraftwerkstypen bis zum Jahr 2030 in Deutschland bedeutet.

➤ Das Jahr 2050

Mit einem prozentuellen Anteil von mehr als 22 % besitzt Deutschland den höchsten installierten Gesamtleistungsanteil der 19 EU-Mitgliedstaaten. Die zugehörige installierte Kraftwerksleistung ist in der nachfolgenden Abbildung 25 dargestellt.

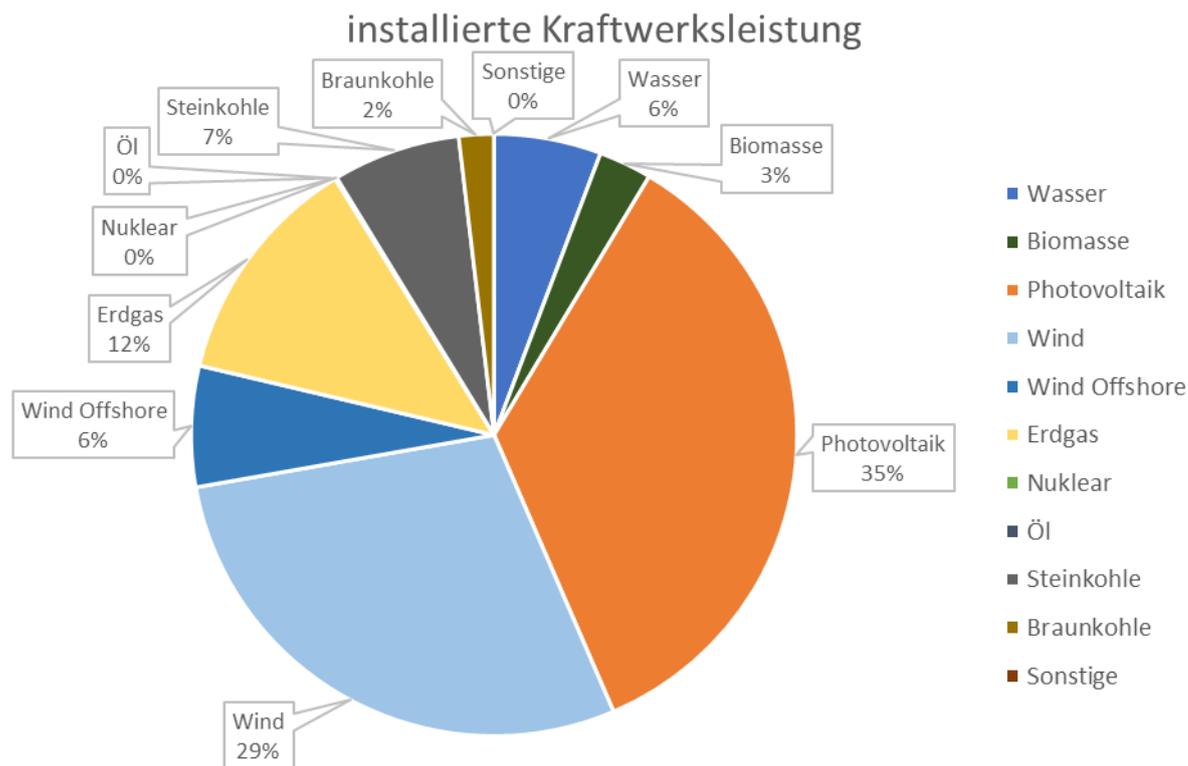


Abbildung 25: Installierte Kraftwerksleistung Deutschland im Jahr 2050
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Insgesamt beträgt der Anteil an regenerativer installierter Gesamtleistung 79 %, was einer Leistung von 193,8 GW entspricht. Davon werden mehr als zwei Drittel von den Sektoren „Photovoltaik“, „Wind“ und „Wind Offshore“ eingenommen. Kohlekraftwerke sind mit ungefähr 20 GW noch vorhanden, werden jedoch immer mehr aus dem Energiemix verdrängt. Der Sektor „Erdgas“ ist zu dieser Zeit der stärkste Vertreter der installierten Gesamtleistung von fossilen Energieträgern. Sein Anteil beträgt 12 %, was einem Wert von 31 GW gleichkommt. Mit weiterhin 0 % Anteil an Nuklearkraftwerken kann festgehalten werden, dass Deutschland komplett auf Nuklearenergie verzichtet hat.

6.1.3 Frankreich

➤ Das Jahr 2010

Die installierte Kraftwerksleistung Frankreichs ist in Abbildung 26 für das Jahr 2010 dargestellt. Frankreich hatte zu diesem Zeitpunkt eine installierte Gesamtleistung von 122,6 GW besessen, was ca. 17 % der installierten Gesamtleistung der 19 EU-Mitgliedstaaten entspricht.

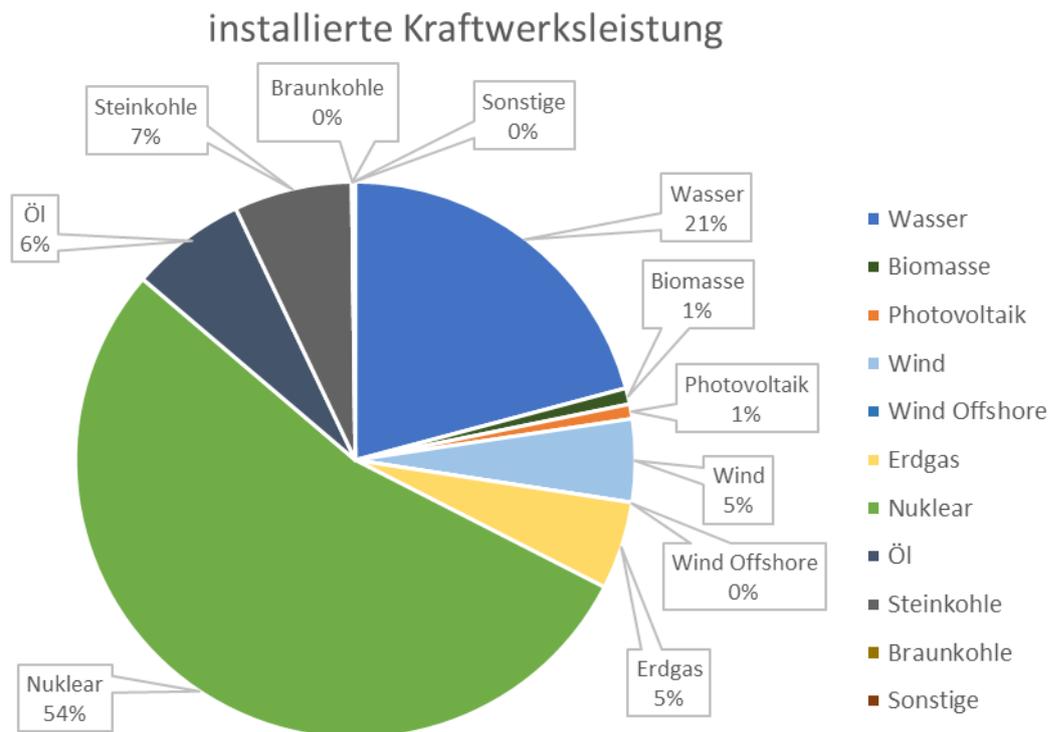


Abbildung 26: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2010
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Bei der installierten Kraftwerksleistung ist zu erkennen, dass Frankreich mit 21 % „Wasser“ in diesem Sektor den höchsten Anteil an erneuerbarer Energie hat. Die übrigen erneuerbaren Energien, wie „Photovoltaik“, „Wind“, „Wind Offshore“ und „Biomasse“, haben lediglich einen Anteil von 7 % installierter Gesamtleistung. Das ist einem Wert von 8,1 GW gleichzusetzen. Im Sektor der fossilen installierten Gesamtleistungen hat Frankreich eine recht gleichmäßige Verteilung der Anteile. Der Bereich „Erdgas“ besitzt 6,3 GW, Öl 8,2 GW und Steinkohle 8,3 GW. Mit einem Anteil von

54 % ist der nukleare Kraftwerkspark in Frankreich am stärksten ausgebaut, was einer installierten Gesamtleistung von 65,9 GW gleichkommt.

➤ Das Jahr 2020

Aus der Abbildung 27 ist die installierte Kraftwerksleistung für Frankreich für das Jahr 2020 erkennbar. Die installierte Gesamtleistung erhöht sich in 10 Jahren auf 173 GW, dass ist einem Zuwachs von ca. 50 GW gleichzusetzen.

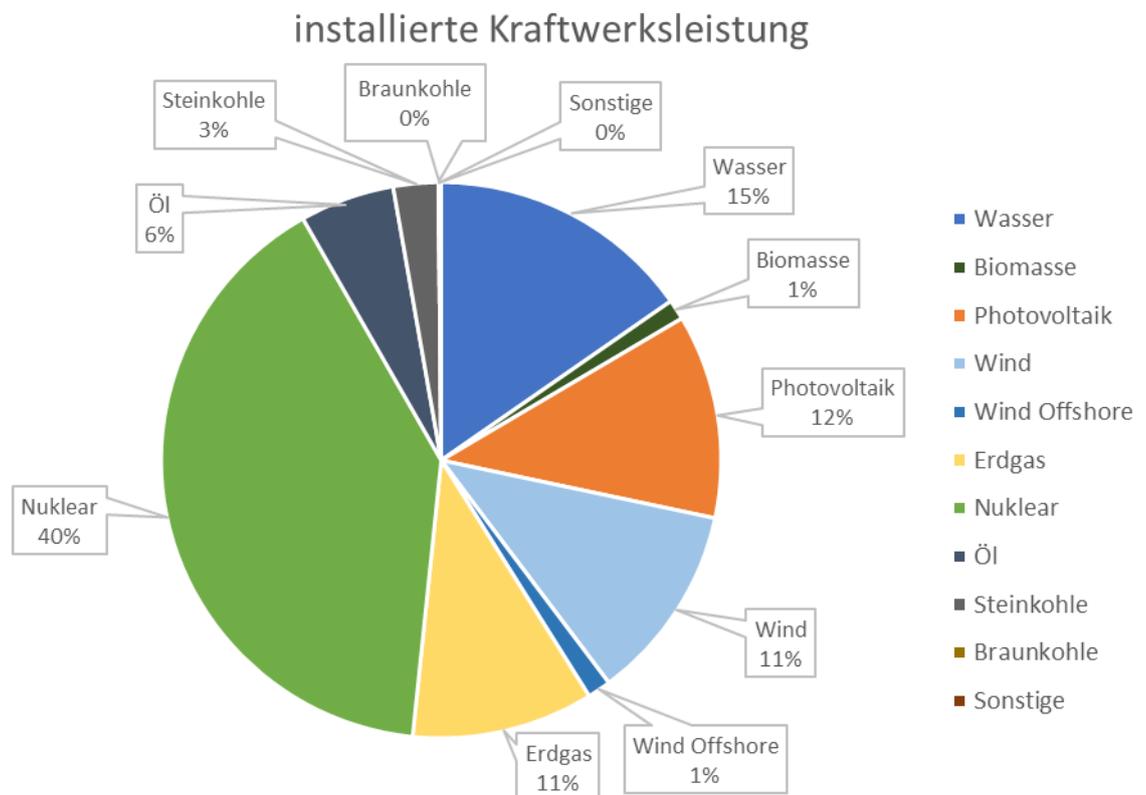


Abbildung 27: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2020
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Sektor der regenerativen Energien ist es ersichtlich, dass Frankreich sehr starke Wandlungen erfährt. Der Anteil der installierten Gesamtleistung im Bereich erneuerbare Energien steigt auf 40 %. Obwohl „Wasser“ einen Rückgang von 6 % installierter Gesamtleistung erfährt, findet in den nächsten 10 Jahren ein Zubau von 25,5 auf 26 GW statt. Das gründet sich auf jener Tatsache, dass der Ausbau der installierten Gesamtleistungen aller Kraftwerke so hoch ist (50 GW), dass trotz des prozentuellen Rückgangs ein positiver Ausbau stattfindet. Der 12 % Anteil an Photovoltaik bedeutet, dass sich die installierte

Gesamtleistung dieser Anlage verzwanzigfacht und der Sektor „Wind“ nahezu vervierfacht. Die installierte Gesamtleistung der fossilen Kraftwerke zeigen eine Halbierung im Sektor „Steinkohle“, eine Erhöhung um 1 GW im Bereich „Öl“ und eine Verdreifachung im Bereich Erdgas. Der nukleare Kraftwerkspark wird ebenfalls um 4 GW ausgebaut.

➤ Das Jahr 2030

Wie in Abbildung 28 zu erkennen ist, erhöht sich der Anteil an regenerativer installierter Gesamtleistung auf 45 %, was einem Wachstum von 5 % im Vergleich zum Zeitpunkt des Jahres 2020. Die installierte Gesamtleistung beträgt in Frankreich 190 GW.

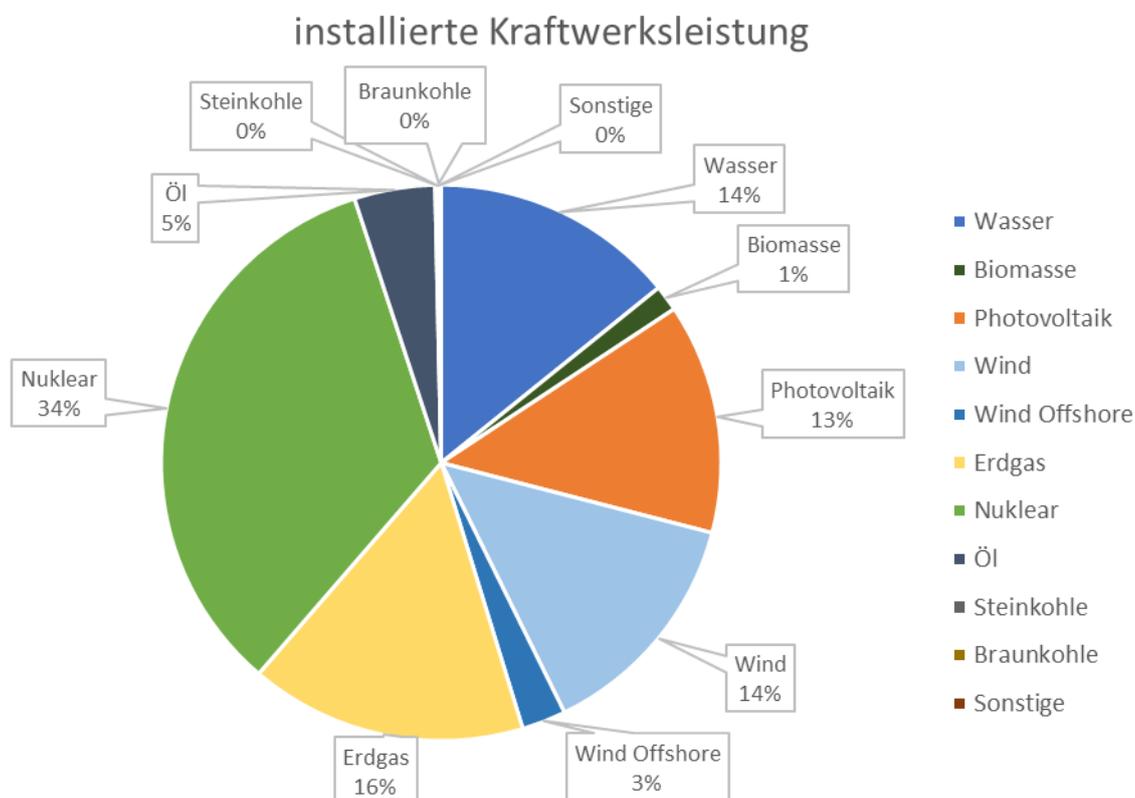


Abbildung 28: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2030
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Die Sektoren „Photovoltaik“ und „Wind“ verzeichnen im Jahr 2030 einen Zuwachs von jeweils ca. 5,5 GW, währenddessen bleibt die installierte Gesamtleistung im Bereich „Wasser“ konstant. Fossile Kohlekraftwerke scheiden nahezu gänzlich aus dem Energiemix aus, lediglich Steinkohlekraftwerke sind mit 400 MW noch vertreten. Im Sektor „Nuklear“ zeigt sich eine Verringerung von 5,6 GW, das bedeutet, dass die installierte

Gesamtleistung der Nuklearkraftwerke im Jahr 2030 63,8 GW beträgt. Das entspricht etwa einem Drittel der installierten Gesamtleistung des Landes.

➤ Das Jahr 2050

In den Jahren 2030 bis 2050 nimmt die installierte Gesamtleistung von Frankreich um 15,5 GW zu, wobei sich der Anteil an installierter erneuerbarer Gesamtleistung auf 64 % erhöht (siehe Abbildung 29).

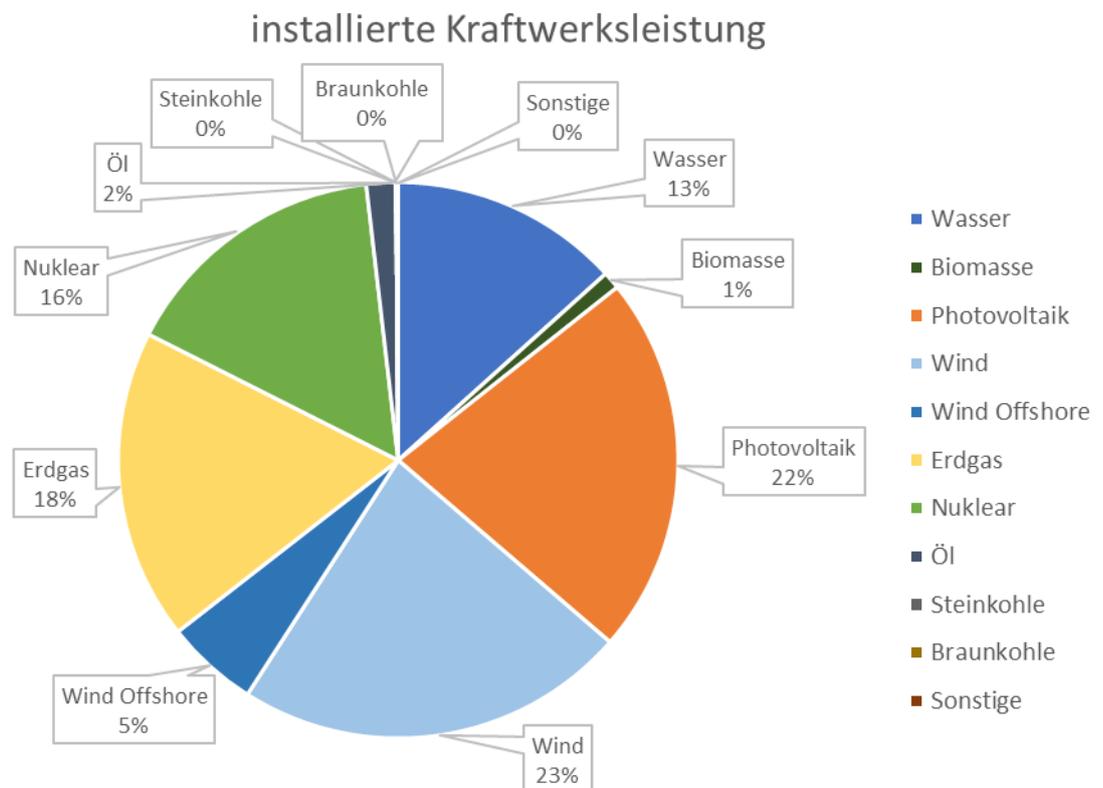


Abbildung 29: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2050
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Bereich „Wasser“ zeigt sich der Fall, dass sich die installierte Gesamtleistung nur geringfügig nach oben verändert. Es erfolgt kaum ein Zuwachs an neuen Kraftwerken, stattdessen werden alte durch neue, verbesserte Technologien nachgerüstet. Der Sektor „Photovoltaik“ erhöht im Vergleich zum Jahr 2030 seinen Anteil um 9 %, das bedeutet, dass 20 GW neu zugebaut werden. Zugleich erhöht auch der Bereich „Wind“ seinen Anteil um 9 % und steigert seine installierte Gesamtleistung in gleicher Weise wie „Photovoltaik“, d.h. um 20 GW. Den stärksten Rückgang zeigt der nukleare Sektor mit einer Halbierung der installierten Gesamtleistung von 64 GW auf 32 GW auf. Im fossilen

Kraftwerkspark erfährt der Bereich „Öl“ im Vergleich zum Jahr 2030 eine Verminderung der installierten Gesamtleistung auf 3,5 GW. Währenddessen erfreuen sich die Erdgaskraftwerke an einer Steigerung ihrer installierten Gesamtleistung von ca. 7 GW. Dies hat zur Folge, dass diese mit 18 % an der installierten Gesamtleistung des Landes beteiligt sind.

6.1.4 Spanien

➤ Das Jahr 2010

Der Anteil an installierter Gesamtleistung, bezogen auf die 19 EU-Nationen, beträgt für Spanien im Jahr 2010 13,9 %, was einem Wert von 98 GW gleichkommt. Die dazugehörigen installierten Kraftwerksleistungen werden in der Abbildung 30 dargestellt.

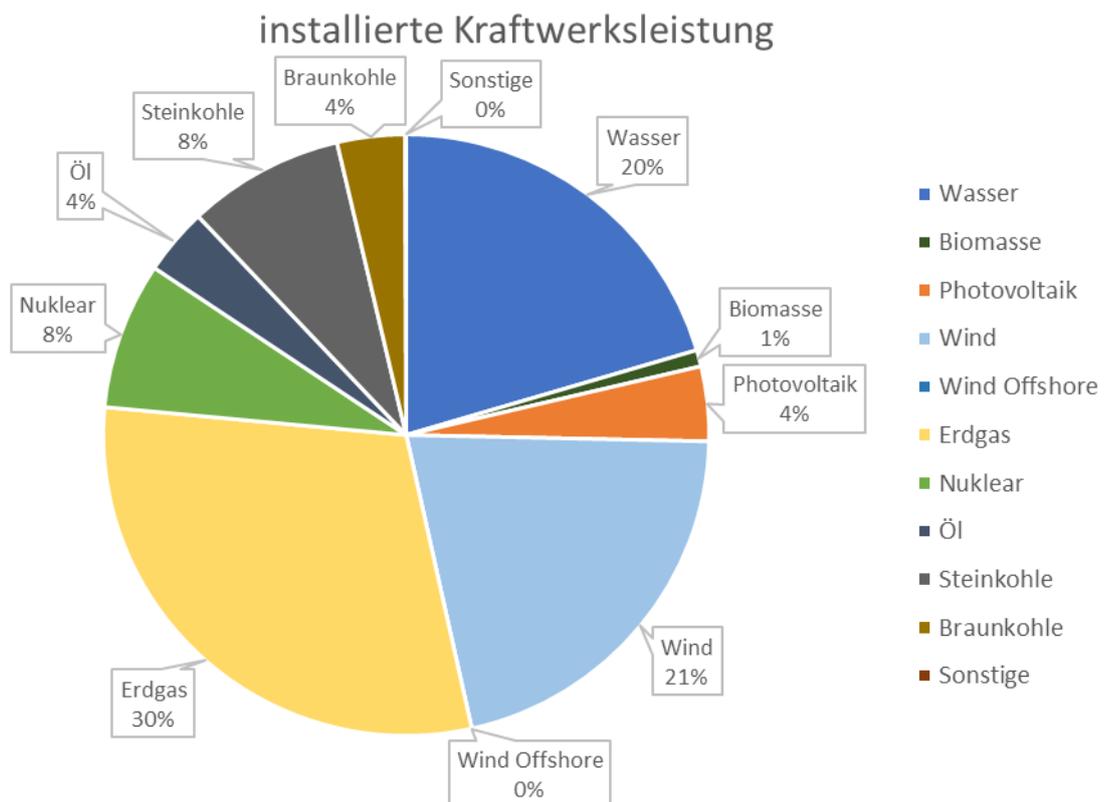


Abbildung 30: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2010
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Spanien besitzt zum Zeitpunkt 2010 mit 46 % einen hohen Anteil an fossiler installierter Gesamtleistung. Vor allem der Sektor „Erdgas“ beansprucht zu dieser Zeit mit 29,3 GW den größten Anteil. Der Bereich „Nuklear“ ist hingegen mit 7,7 GW etwa gleich stark

vertreten wie „Steinkohle“ mit 8,2 GW. Öl- und Braunkohlekraftwerke kongruieren ungefähr mit demselben Anteil, was einem Wert von ca. 3,5 GW gleichkommt. Im Bereich der installierten Gesamtleistung von erneuerbarer Energien, welche einen Anteil von 46 % hat, beanspruchen „Wind“ und „Wasser“ 41 %. Der Sektor „Photovoltaik“ verfügt zu diesem Zeitpunkt über einen sehr kleinen Anteil an der installierten Gesamtleistung (3,92 GW).

➤ Das Jahr 2020

Im Jahr 2020 besitzt Spanien eine installierte Gesamtleistung von 116 GW, das bedeutet ein Wachstum von 18 GW in 10 Jahren. In Abbildung 31 ist die installierte Kraftwerksleistung von Spanien für das Jahr 2020 dargestellt.

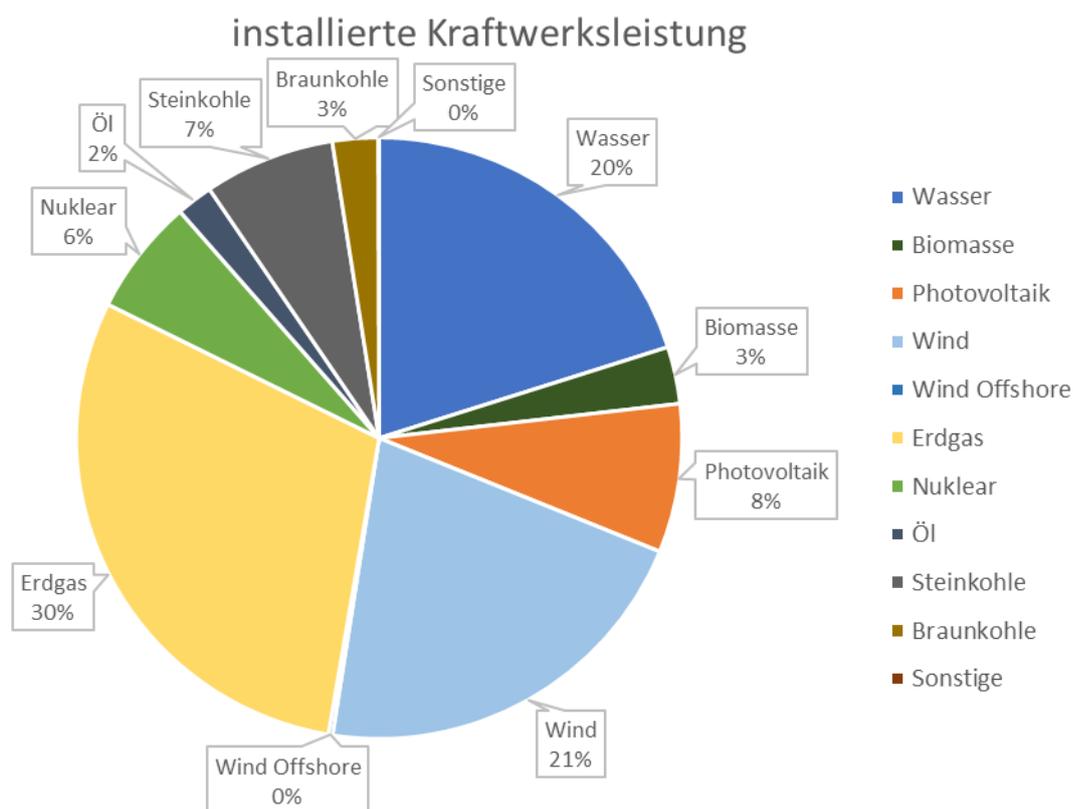


Abbildung 31: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2020
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Der gleichbleibende Anteil, bezogen auf das Jahr 2010, in den Sektoren „Wasser“, „Erdgas“ und „Wind“ zeigt, dass in diesen Bereichen ein kontinuierlicher Ausbau erfolgt. Bei „Photovoltaik“ ergibt sich eine Erweiterung der installierten Gesamtleistung auf

9,26 GW, was mehr als eine Verdopplung im Vergleich zum Jahr 2010 ist. Der nukleare Kraftwerkspark zeigt eine Verringerung der installierten Gesamtleistung von 8 % auf 6 % und kommt somit einem Wert von 466 MW gleich. Die Öl- und Kohlekraftwerke besitzen zusammen eine installierte Gesamtleistung von 13,20 GW, das bedeutet eine Reduktion um 2 GW innerhalb 10 Jahren.

➤ Das Jahr 2030

In Abbildung 32 ist die installierte Kraftwerksleistung für das Jahr 2030 von Spanien zu sehen. Die installierte Gesamtleistung steigt auf 153,21 GW an, was einem Wachstum von 37,17 GW im Vergleich zu 2020 entspricht.

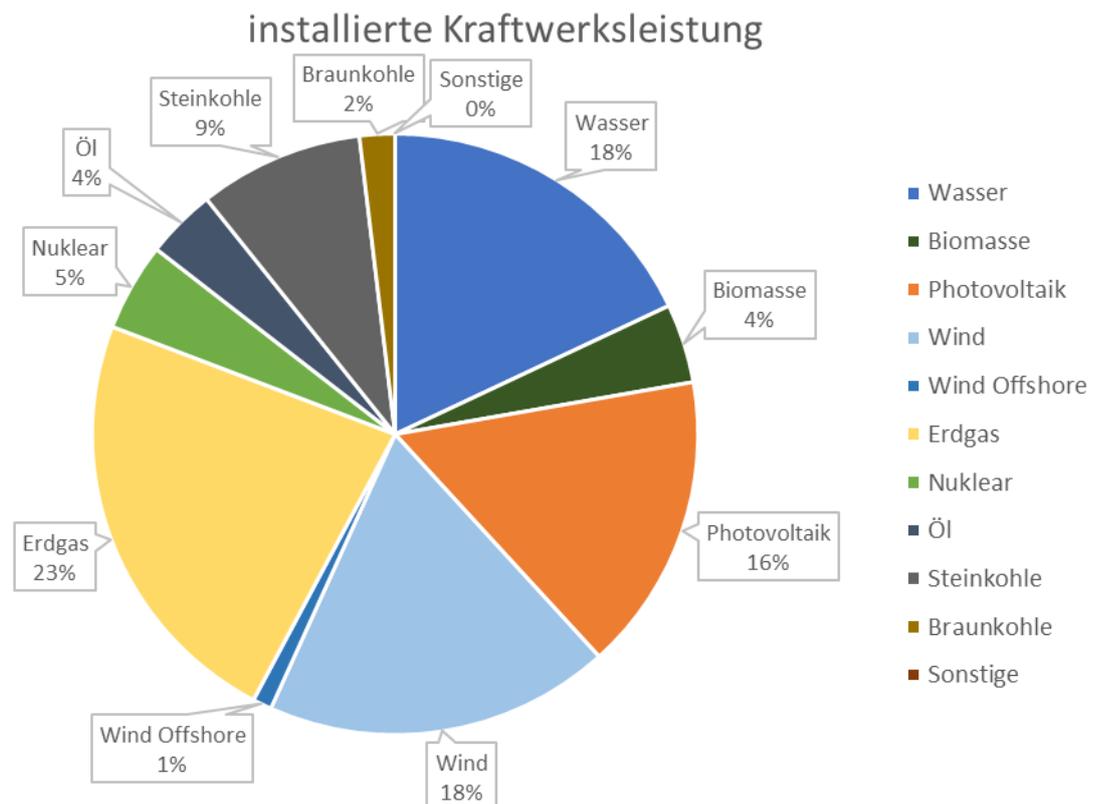


Abbildung 32: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2030
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Mit 57 % Anteil an regenerativer installierter Gesamtleistung steigert sich dieser auf insgesamt 88,48 GW. Der Sektor „Photovoltaik“ erzielt den höchsten Ausbauwert, denn dieser steigt von 8 % auf 16 % im Zeitrahmen von 2020 bis 2030. Das kommt einem Ausbau von 15,29 GW gleich. „Wind“ und Wasser“ erzielen einen Zuwachs von jeweils ca.

4 GW und setzen dementsprechend ihr kontinuierliches Wachstum fort. Im Sektor „Erdgas“ ergibt sich eine Verminderung von 7 %, jedoch bedeutet das aufgrund der Vergrößerung der installierten Gesamtleistung einen Ausbau von 934,94 MW. Der Bereich „Nuklear“ weist einen Verlust von 1 % auf, das bedeutet, dass keine neuen Kraftwerke mehr errichtet werden, vorhandene jedoch in Betrieb bleiben. Die fossilen Sektoren „Öl“ und „Kohle“ erzielen darüber hinaus einen positiven Ausbauwert mit folgenden Ergebnissen: Öl 2,26 GW, Steinkohle 5,38 GW und Braunkohle 0,059 GW.

➤ Das Jahr 2050

Die installierte Gesamtleistung von Spanien beträgt im Jahr 2050 164,02 GW und macht 14,9 % unter den 19 EU-Mitgliedstaaten aus. Die zugehörige installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2050 ist in Abbildung 33 dargestellt.

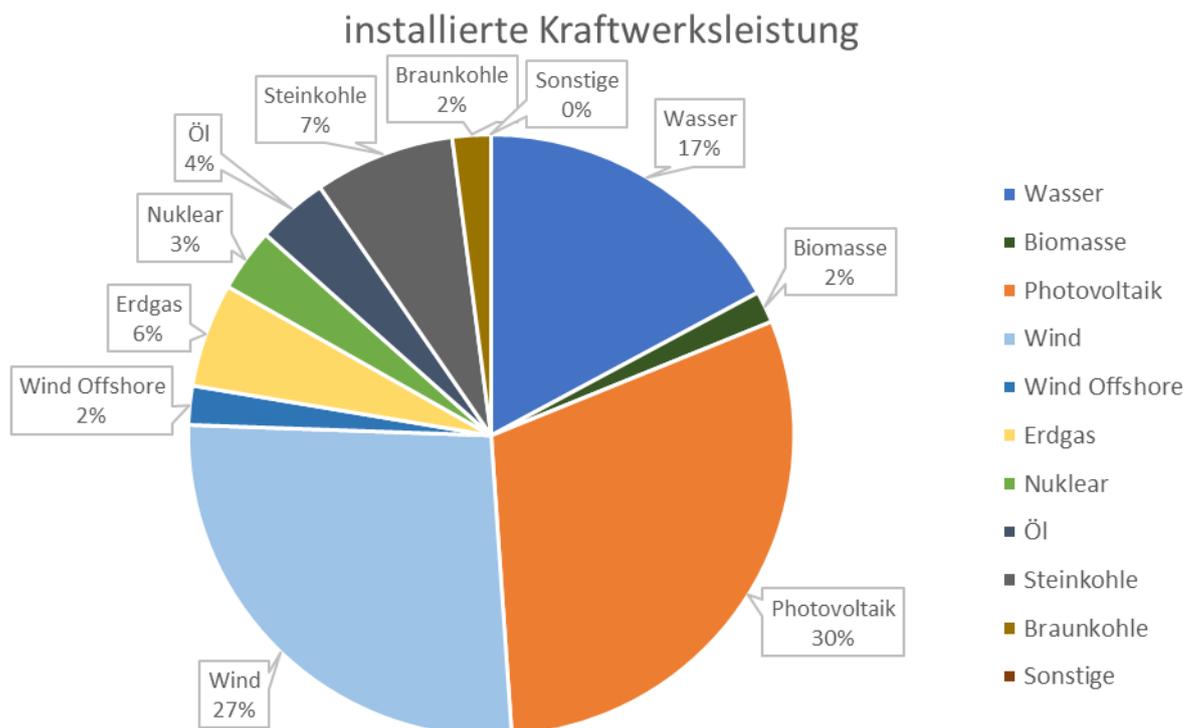


Abbildung 33: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2050
(Quelle: basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Die installierte Gesamtleistung der erneuerbaren Kraftwerke erschließt einen Anteil von 76 %. Davon beanspruchen die Sektoren „Wind“ und „Photovoltaik“ mit 93,07 GW mehr als die Hälfte für sich. Der Bereich „Wasser“ erreicht in diesen 20 Jahren einen Zuwachs

von 562 MW. Der Anteil im Sektor „Erdgas“ zeigt die stärkste Verminderung, denn verglichen mit anderen fossilen Kraftwerken, ist bei Erdgas im Jahr 2030 eine Differenz von 17 % zu erkennen. Das bedeutet eine Reduktion der installierten Gesamtleistung der Erdgaskraftwerke um 26,19 GW. Die Sektoren „Öl“ und „Braunkohle“ erhöhen ihren Anteil um jeweils ca. 485 MW. Eine weitere Reduktion der Kraftwerke kann der Sektor „Steinkohle“ für sich mit einem Wert von 1,18 GW verzeichnen. Die Abnahme des nuklearen Kraftwerksparks schreitet hingegen mit einer Abnahme der installierten Gesamtleistung von 1,67 GW voran.

6.2 Das Leitungsnetz und die Lastflüsse in Europa

Der zweite Teil der Analyse widmet sich nun den Leitungsauslastungen der Jahre 2010, 2020, 2030 sowie 2050 der 19 EU-Mitgliedsstaaten, um herauszufinden, wie die Lastflüsse innerhalb dieser Länder verlaufen. Durch die Implementierung der Photovoltaik- und Windkraftwerke an den verschiedenen Knotenpunkten können an den angeknüpften Leitungen jedoch hohe Belastungen entstehen, weshalb das Aufzeigen der Leitungen mit einer zu hohen Auslastung von Interesse ist. Die Auswertung der Ergebnisse wurde mithilfe des Gesamtmarktmodells mit der Einstellung „Sommerhöchstlast“ durchgeführt. Dieses Modell betrachtet die Länder einzeln für sich und somit nur die Lastflüsse im eigenen Land.

Außerdem werden Deutschland, Frankreich und Spanien auch wie im ersten Teil der Analyse (Kapitel 6.1) wieder für eine detailliertere Analyse herangezogen. Diese Ergebnisse werden jedoch mit dem RDZP-Modell für die Monate Jänner und Juli erörtert, bei dieser Simulation wird auch der Energieaustausch in den jeweiligen Nachbarländern miteinbezogen. Die Abbildungen des Kapitels 6.2 sind mit dem Programm „Visualisierung für Atlantis“ erstellt worden.

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass im Rahmen dieser Masterarbeit eine vollständige Szenarioentwicklung aufgrund des damit verbundenen Daten- und Arbeitsaufwandes nicht möglich war. Da sich diese Arbeit auf den Bereich der Photovoltaik- und Windkraftanlagen konzentrierte wurde bei der Simulation die Funktion des automatischen Kraftwerkszubaues aktiviert, um besonders kritische Netzsituationen zu vermeiden und eine weitere Simulation zuzulassen. Dies ist in der Analyse der Szenarien entsprechend zu berücksichtigen und es können daher nur grob mögliche Schwachstellen im jeweiligen

Netzbereich abgeschätzt werden, welche für konkretere Aussagen genauer analysiert werden müssten.

6.2.1 Die 19 EU-Mitgliedstaaten

➤ Das Jahr 2010

Wie in Abbildung 34 zu erkennen ist, wird eine Europakarte mit dem Leitungsnetz im Jahr 2010 dargestellt. Dabei wird das Gesamtmarktmodell für die Sommerhöchstlast verwendet.

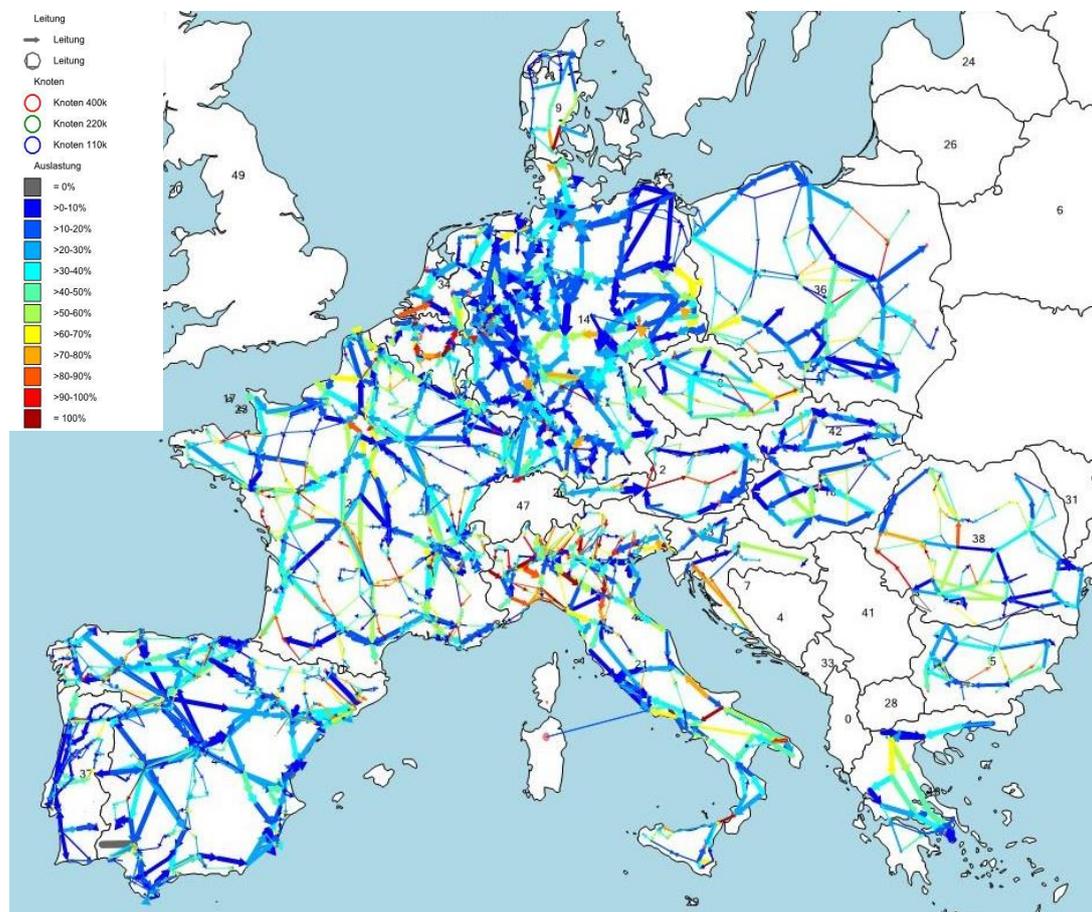


Abbildung 34: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr 2010 (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Aus Abbildung 34 geht hervor, dass Belgien eine sehr hohe Leitungsauslastung im Jahre 2010 zeigt. Dabei erreichen einige 400 kV Leitungen über 90 % Auslastung, was einen Lastfluss von mehr als 850 MW bedeutet. In Dänemark existiert im südlichen Teil des Landes eine 400 kV Leitung, die zu 100 % ausgelastet ist, was einem Lastfluss von

754 MW gleichkommt. Die größten Belastungen von Leitungen sind im Norden von Italien wahrzunehmen, wo Lastflüsse mit über 90 % Auslastung vorhanden sind. In Richtung Süditalien nehmen die Belastungen der Leitungen bis auf wenige Ausnahmen allerdings immer weiter ab, und diese fallen sogar unter 30 %. In Griechenland zeigen die Leitungen Belastungen mit einem Höchstwert von 62 %. Das entspricht einem Lastfluss von ungefähr 732 MW. Die Länder Ungarn, Slowakei und Bulgarien verfügen hingegen über Lastflüsse, deren Belastungen den Wert von 80 % nicht übersteigen. In Rumänien ist zu erkennen, dass zwei 220 kV Leitungen im westlichen Teil des Landes mit über 90 % fast zur Gänze ausgelastet sind und zwei weitere Leitungen sogar die 100 % erreichen. Der Mitgliedstaat Polen weist in der östlichen Region erhöhte Leitungsauslastungen für 220 kV Leitungen mit 94 % auf, was einem Lastfluss von 302 MW gleichkommt. Im Zentrum von Polen befindet sich eine weitere 220 kV Leitung, die über eine Auslastung von 100 % verfügt. Portugal zeigt in der Simulation keine erheblichen Leitungsauslastungen, denn die meisten Belastungswerte sind kleiner als 20 %. In Tschechien befinden sich in der östlichen Region zwei 220 kV Leitungen, die zu 96 % ausgelastet sind, was einem Lastfluss von 148 MW gleichkommt. Weiters verläuft im Zentrum des Landes eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 150 MW, was einer Auslastungskapazität von 97 % entspricht. Im Westen befindet sich zusätzlich eine weitere 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 91 %. Zu Österreich kann abschließend festgehalten werden, dass im zentralen Bereich des Landes hohe Lastflüsse feststellbar sind. Diese erreichen Auslastungswerte von über 90 %.

➤ Das Jahr 2020

Die nachfolgende Abbildung zeigt die 19 EU-Mitgliedstaaten und ihre Leitungsauslastungen für das Jahr 2020.

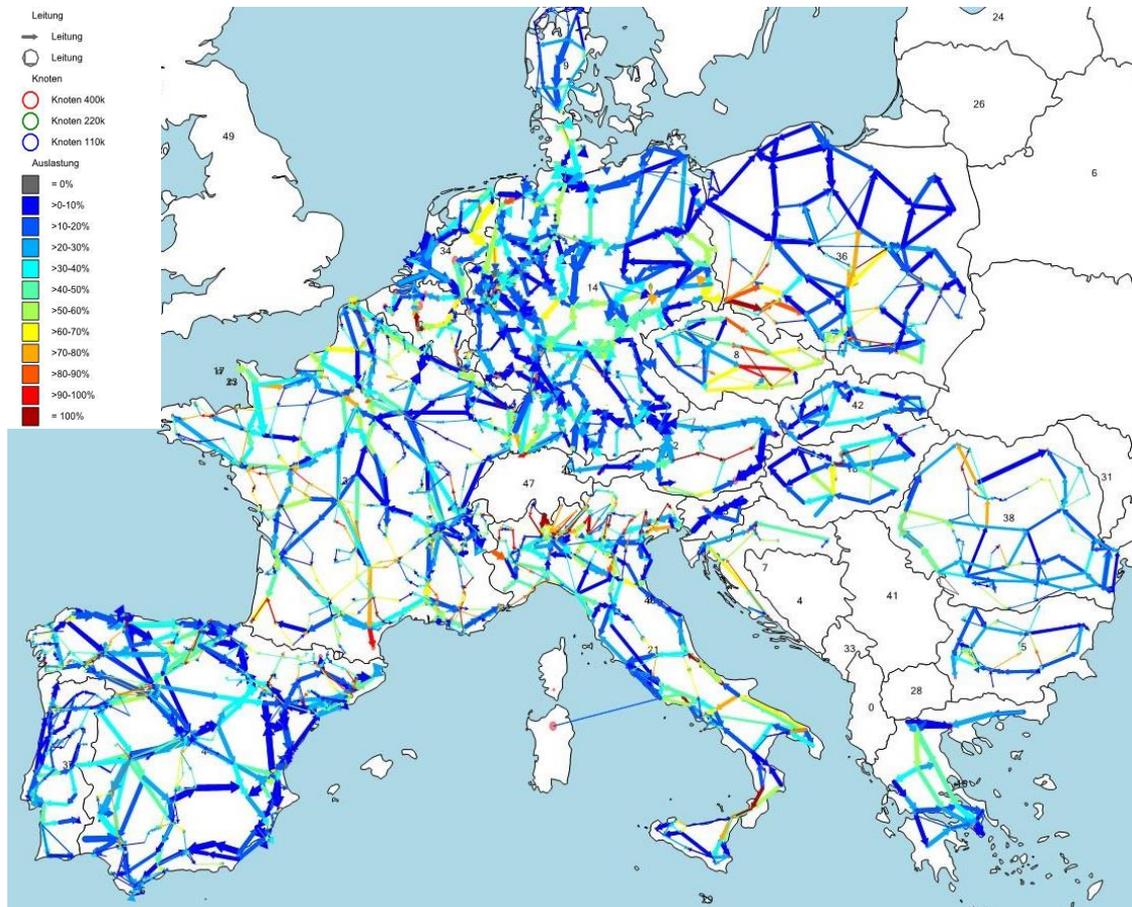


Abbildung 35: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr 2020 (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

In Portugal wird im Jahre 2020 die Netzauslastung in den meisten Leitungen nicht über 50 % steigen, wobei eine 220 kV Leitung, die eine Belastung von 70 % erreicht, die Ausnahme bildet. Diese Belastung entspricht einem Lastfluss 185 MW.

Verglichen mit dem Jahre 2010 kann für Italien festgehalten werden, dass die Auslastungen im Norden des Landes außergewöhnlich hoch und einige 400 kV Leitungen mit über 100 % ausgelastet sind. Im Süden von Italien sind hingegen hohe Lastflüsse nur vereinzelt zu erkennen. Der zentrale Sektor von Belgien zeigt eine 400 kV Leitung mit einer Auslastung von 100 %, das bedeutet, dass hier ein Ausbau stattfinden muss, um eine größere Leistung als 990 MW zu transportieren. Die Niederlande und Dänemark zeigen gegenüber den anderen Ländern ein ausgewogenes Lastflussbild und werden deswegen nicht näher betrachtet. Aus der Abbildung ist bezüglich Polen ersichtlich, dass im Zentrum des

Landes eine 220 kV Leitung zu 100 % ausgelastet ist und die maximale Leistungsaufnahme von 320 MW nicht mehr ausreicht. Der südwestliche Sektor weist ebenfalls Leitungen, mit einer Belastung von über 85 % auf und zwei weitere 220 kV Leitung werden zu 100 % ausgelastet.

Im Zentrum von Tschechien zeigen sich Leitungsbelastungen von über 90 %, das bedeutet, dass das Limit der Leitungen von 950 MW fast komplett ausgeschöpft ist.

Die Mitgliedstaaten Slowakei und Slowenien zeigen in den Simulationsergebnissen keine erhöhten Lastflüsse. Das bedeutet, dass diese Länder die Auslastung von 50 % im Jahre 2020 nicht übersteigen werden. Ungarn erreicht im Jahr 2020 im nördlichen Teil des Landes bei zwei 220 kV Leitungen einen Lastfluss von 213 MW, was einer Auslastung 100 % gleichkommt. Ein weiteres Land, das zwei 220 kV Leitungen mit voller Auslastung besitzt, ist Rumänien. In den Mitgliedstaaten Bulgarien und Griechenland kann man erkennen, dass die Leitungsauslastung zwar in einigen Teilen des Landes höher ist, aber nie einen Wert von 75 % überschreitet. In Österreich ist ein sehr hoher Lastfluss im zentralen Bereich ersichtlich, das bedeutet, dass die Leitungen Belastungswerte nahe der 100 % erreichen. Auch Kroatien verfügt über eine 220 kV Leitungen mit einer Auslastung von 100 %. Das entspricht einem Lastfluss von 256 MW.

➤ Das Jahr 2030

In Abbildung 36 ist der Lastfluss für das Jahr 2030 der 19 EU-Mitgliedstaaten dargestellt.

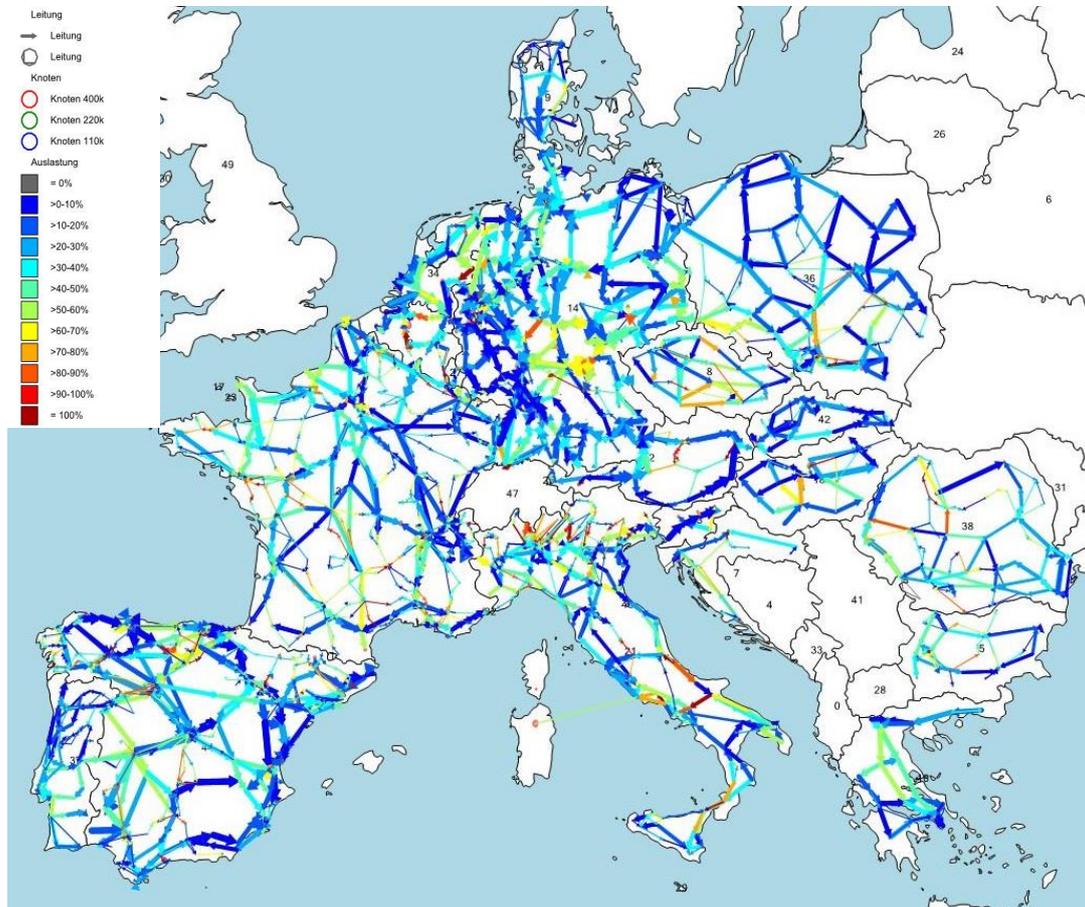


Abbildung 36: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr 2030 (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Wird das Leitungsnetz in Portugal mit dem Jahr 2020 verglichen, so ist ersichtlich, dass die Belastungen und somit die Lastflüsse im Land steigen. In Italien sind die Lastflüsse im Norden des Landes etwas geringer als im Jahre 2020 und es zeigt sich somit eine Verbesserung der Auslastung. Im Zentrum von Italien werden unterdessen 400 kV Leitungen einer Belastung von 100 % gefunden, was einem Lastfluss von mehr als 995 MW entspricht. Leitungen, die im Süden von Italien verlaufen, treten im Vergleich zum Jahr 2020 positiver in Erscheinung, weil es in den Gebieten eine bessere Verteilung der Lastflüsse gibt. Dänemark zeigt zu früheren Zeitpunkten noch eine geringe Belastung des gesamten Leitungsnetzes, das ändert sich allerdings im Jahre 2030. In diesem Jahr wird es im östlichen Teil eine 400 kV Leitung mit einer 100 % Auslastung geben, das entspricht einem Lastfluss von 1151 MW. Der Mitgliedstaat Polen, der in Abbildung 35 hohe Auslastungen im Südwesten des Landes aufgewiesen hat, zeigt im Jahr 2030 in diesem

Sektor eine Reduktion der Leitungsauslastungen. Dabei reduzieren sich die Höchstwerte der 220 kV Leitungen auf unter 80 %. Im Süden des Landes steigen jedoch die Auslastungen der 220 kV Leitungen auf bis zu 100 %.

Die Ergebnisse in Tschechien offenbaren, dass einige Leitungen, die im Jahr 2020 noch zur Gänze ausgelastet sind, ihren Belastungswert um bis zu 40 % verbessern. Lediglich eine 220 kV Leitung erzielt einen Auslastungswert von 100 %. Das Land Slowakei weist hingegen zum Jahre 2020 im diesem Bereich keine wesentlichen Veränderungen bezüglich der Belastungen auf. In Slowenien sind die Leitungen durch höhere Lastflüsse stärker betroffen und eine 400 kV Leitung hat bereits eine Auslastung von 86 %.

Ungarn erlebt eine positive Veränderung, denn die Belastungen von 100 % verschwinden zu Gänze und es verbleibt nur eine 220 kV Leitung mit einer Belastung von 94 %. Wird der Mitgliedstaat Rumänien näher betrachtet, so kann festgestellt werden, dass es im ganzen Land zu einer Steigerung der Auslastungen kommt. Ebenso weist das Nachbarland Bulgarien eine ähnliche Entwicklung wie Rumänien auf. Die Länder Kroatien und Griechenland zeigen hingegen keine nennenswerten Veränderungen der Lastflüsse im Vergleich zum Jahre 2020. Österreich erreicht vor allem im Zentrum sehr hohe Lastflüsse, dort sind Leitungen mit ungefähr 95 % belastet. Eine weitere Leitung, welche zwischen Wien und Ternitz verläuft, erreicht einen Lastfluss von 213 MW was einer Auslastung gleichkommt 100 %.

➤ Das Jahr 2050

Die Abbildung 37 geht auf die Ergebnisse der Analyse für die 19 Mitgliedstaaten im Jahre 2050 ein.

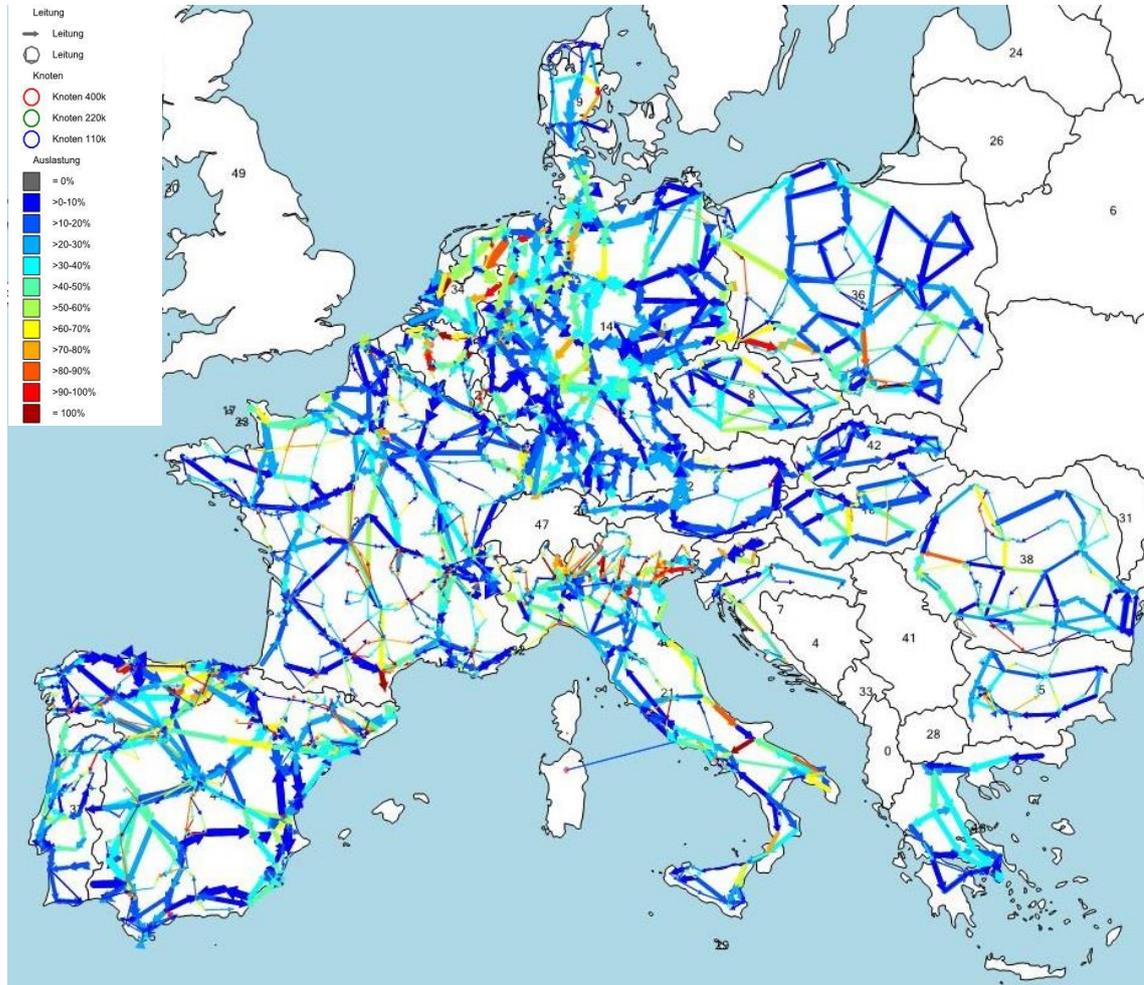


Abbildung 37: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr 2050 (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Anhand der Abbildung 37 ist ersichtlich, dass die Lastflüsse in Portugal ein ausgewogenes Ergebnis haben, da nur eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 95 % (254 MW) vorkommt. Im Zentrum von Belgien sind sehr hohe Lastflüsse ersichtlich, das bedeutet, dass Leitungen mit über 90 % belastet sind. Eine 400 kV Leitung wird unter anderem ein Lastfluss von 1046 MW simuliert, das deckt sich mit einer Auslastung von 100 %. Das Nachbarland die Niederlande zeigen im Süden geringe Lastflüsse, diese nehmen allerdings in Richtung Norden immer weiter zu. Im Westen der Niederlande befindet sich hingegen eine 400 kV Leitung, die bereits ihre maximale übertragbare Leistung von 1151 MW erreicht hat.

Bei der näheren Betrachtung von Dänemark zeigen sich folgende Ergebnisse nämlich, dass in der östlichen Region eine Leitung zu 91 % ausgelastet ist, was einem Lastfluss von 689 MW entspricht. Die Mitgliedstaaten Tschechien, Slowenien, Ungarn, Griechenland und die Slowakei weisen im Jahr 2050 eine gleichmäßige Verteilung der Lastflüsse innerhalb ihres Landes auf. Im Norden Italiens nehmen die Lastflüsse im Vergleich zum Jahr 2030 zu, denn ein Großteil der Leitungen mit 220 kV zeigen Belastungen von über 75 %. Zusätzlich sind einige 400 kV Leitungen sogar zu 100 % ausgelastet. Richtet man den Blick auf Süd-Italien, verringern sich die Lastflüsse immer weiter und erreichen Werte unter 30 %. Lediglich zwei Leitungen (220 kV, 400 kV) werden mit 100 % belastet. In Bulgarien ist eine 220 KV Leitung zu finden, die einen Lastfluss von 200 MW aufweist. Das entspricht dem Maximum der Leistungsaufnahme dieser Leitung.

Das Land Rumänien besitzt im Jahr 2050 vier Leitungen, deren Lastflüsse so hoch sind, dass diese einen Auslastungswert von 100 % erreichen. Zwei von diesen Leitungen befinden sich im Norden und zwei im Süden. Polen verfügt im Norden über Lastflüsse, die eine 50 % Auslastung nicht überschreiten. Im Süden des Landes sieht man jedoch, dass die Lastflüsse zunehmen, was dazu führt, dass vereinzelt Leitungen zu 100 % ausgelastet sind. In Kroatien befindet sich eine 220 kV Leitung, die einen Lastfluss von 208 MW aufweist, dies entspricht der maximalen Leistungsübertragung der Leitung. Bezüglich Österreich kann abschließend festgehalten werden, dass es hier zwar geringe Belastungen nahezu überall im Land gibt. Allerdings findet man auch eine Leitung mit 220 kV, die zwischen Wien und Ternitz verläuft, vorkommt. Diese Leitung ist zu 100 % ausgelastet.

6.2.2 Deutschland

➤ Das Jahr 2010

Während sich das vorherige Unterkapitel mit den Auslastungen der 19 EU-Mitgliedsstaaten auseinandergesetzt hat, geht die nachfolgende Abbildung auf die Auslastungen der Leitungen von Deutschland im Jahre 2010 ein. Dabei werden in der linken Grafik die Ergebnisse des RDZP-Modells vom Jänner und in der rechten die vom Juli dargestellt.

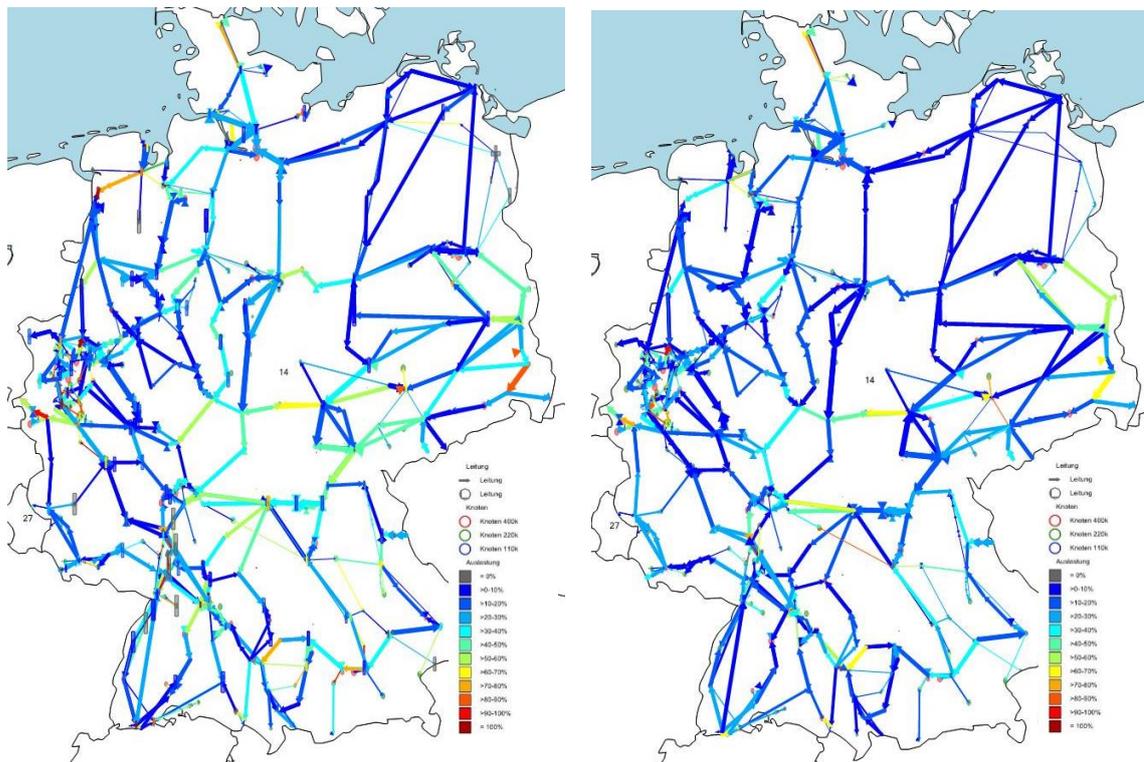


Abbildung 38: Bild links / Deutschland im Jahr 2010, Jänner, Bild rechts / Deutschland im Jahr 2010, Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Aus beiden Abbildungen geht hervor, dass im nordöstlichen Sektor die Auslastungen der Leitungen sehr gering sind. Die Leitung, die sich nahe an Grenze zu Dänemark befindet, weist im Jänner eine Belastung von 72 % (697 MW) und im Juli eine von 73 % auf. Das kommt einem Lastfluss von 811 MW gleich. Im Jänner 2010 findet man im nördlichen Teil von Niedersachsen eine Leitung, die zu 100 % ausgelastet ist. Im Juli liegt allerdings lediglich eine Auslastung von 17 % vor, weshalb bezüglich dieser Leitung eine Reduktion der Lastflüsse festgestellt werden kann. Ebenfalls ist in Niedersachsen im Monat Jänner eine 400 kV Leitung mit 79 % als Ergebnis simuliert worden. Der Juli hingegen hat eine Auslastung von 34 % mit einem Lastfluss von 416 MW.

Die größten Unterschiede bezüglich der Auslastungen sind im Sektor um Düsseldorf zu erkennen, denn einige Leitungen waren in dieser Region im Jänner mit über 90 % ausgelastet. Wird dieses Ergebnis dem Monat Juli gegenübergestellt, kann aus der Grafik entnommen werden, dass viele Leitungen eine geringe Auslastung besitzen und im Großteil sogar die Belastung auf unter 90 % sinkt. Eine weitere Auffälligkeit liegt im Süden von Düsseldorf vor, denn dort verläuft nach Westen hin eine 400 kV Leitung, welche im Jänner eine Auslastung von über 95 % besitzt und somit einem Lastfluss von 1070 MW entspricht. Im Juli erfährt dieselbe Leitung jedoch einen Rückgang auf 72 % (958 MW). Weiters kann aus der Abbildung entnommen werden, dass es im Jänner an der Grenze zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg hohe Belastungen gibt, da diese teilweise mit über 90 % ausgelastet sind. Der Monat Juli zeigt demgegenüber bis auf zwei 220 kV Leitungen keine Belastungen deren Wert 90 % übersteigt.

Wird der südliche Bereich von Deutschland vor allem der Freistaat Bayern genauer betrachtet, so ist ersichtlich, dass in München und Umgebung im Jänner 2010 hohe Belastungen auftreten. Im Zentrum von Deutschland gibt es keine Auffälligkeiten, auf die näher eingegangen werden muss.

Zum Abschluss des Jahres 2010 wird noch der westliche Sektor innerhalb von Deutschland näher betrachtet. Hierbei zeigt sich, dass es im linken Bild eine 400 kV Leitung mit einer Belastung von 87 % (1518 MW) von Sachsen gibt. Zum Vergleich kann aus dem rechten Bild entnommen werden, dass im Juli die Auslastung auf 62 % (1238 MW) zurückgeht. Allerdings ist anzumerken, dass in Sachsen eine 220 kV Leitung verläuft, die ein umgekehrtes Verhalten aufweist. Diese Leitung besitzt im Juli eine Belastung von 84 % und im Jänner von 24 %, was einem Lastflussunterschied von ungefähr einem Viertel entspricht.

➤ **Das Jahr 2020**

Während sich der vorangegangene Abschnitt mit den Leitungsauslastungen aus dem Jahr 2010 auseinandergesetzt hat, bezieht sich die nachfolgende Abbildung auf das Jahr 2020. In Abbildung 39 ist aus diesem Grund Deutschland mit den Lastflüssen vom Jahre 2020 dargestellt. Hierbei werden Jänner und Juli mit dem Simulationsergebniss vom RDZP Model ausgewählt, um diese miteinander und/oder mit dem Jahre 2010 vergleichen zu können.

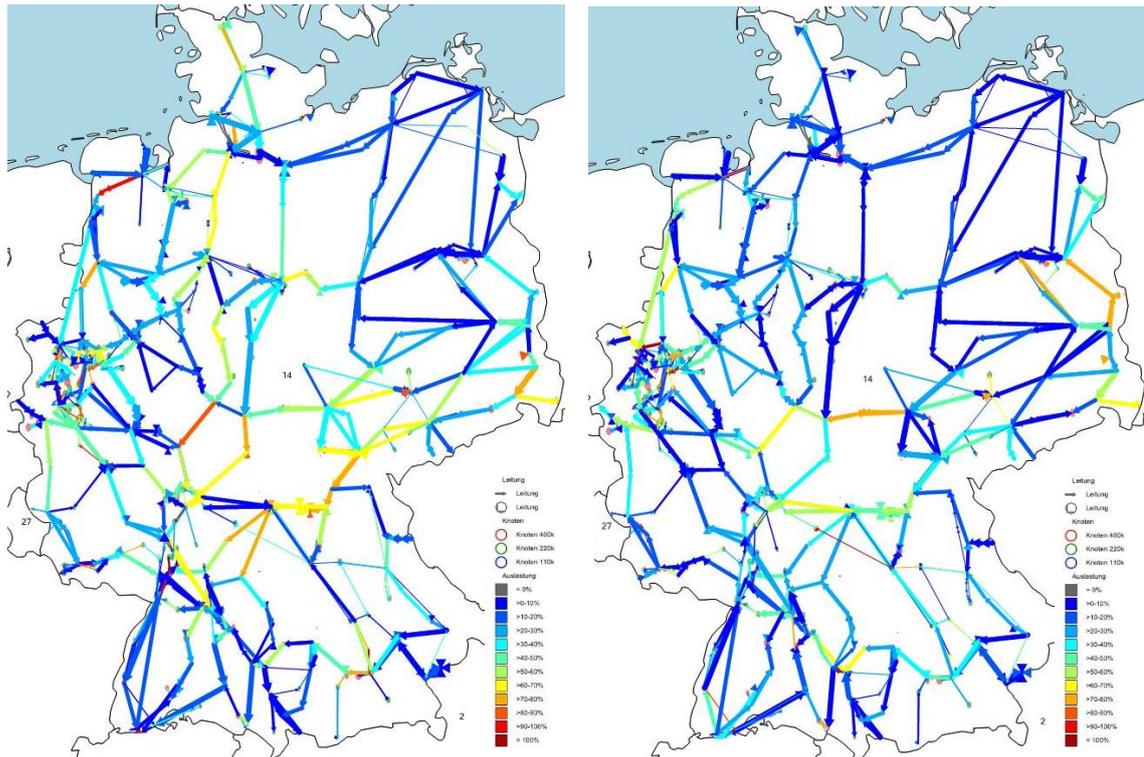


Abbildung 39: Bild links / Deutschland im Jahr 2020, Monat Jänner, Bild rechts / Deutschland im Jahr 2020, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

In Bezug auf die Leitungsauslastungen kann der Abbildung 25 entnommen werden, dass in der nordöstlichen Region des Landes verglichen mit dem Jahr 2010 keine nennenswerten Änderungen stattfinden. Bei Betrachtung der Leitung in Richtung Dänemark ergibt sich ein ähnliches Erscheinungsbild wie 2010, denn die Auslastung beträgt 69 %.

In Niedersachsen zeigen die Ergebnisse der 400 kV Leitung eine Auslastung von 91 %, was einem Lastfluss von 972 MW gleichkommt. Im Gegensatz zum Jänner verfügt der Juli hingegen über eine Auslastung von 53 % (MW 571). Werden die Ergebnisse der beiden Monate von Niedersachsen mit dem Jahre 2010 verglichen, so zeigt sich im Jänner eine geringere Belastung von 12 % und im Juli von 20 %.

Der Sektor um Düsseldorf herum weist im Jahre 2020, sowohl im Jänner als auch im Juli, eine sehr starke Auslastung der Leitungen auf. Dabei ist im Jänner sogar eine 220 kV Leitung zu 100 % belastet und besitzt somit einen Lastfluss von 320 MW. Viele andere Leitungen sind in diesem Areal ebenfalls mit über 90 % ausgelastet. Der Monat Juli verfügt über eine 400 kV Leitung, die einen Lastfluss von 970 MW transportiert und somit zu 100 % ausgelastet ist.

Die Region zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg lässt im Jänner eine Leitung mit einer Auslastung von 100 % erkennen, was einem Lastfluss von 667 MW entspricht. Im Bereich um München ist im Jänner 2020 ebenfalls eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 533 MW (100 % Auslastung) zu sehen. Außerdem kann im Bereich um Thüringen bezüglich der Leitungsauslastungen festgehalten werden, dass es in dieser Region nur geringe Änderungen der Belastungen gibt. Im Jänner zeigen sich beim Vergleich von 2020 und 2010 jedoch stärkere Unterschiede, dies sich durch Lastflussschwankungen von mehr als 20 % in den Leitungen äußert.

Im Westen von Deutschland in der Region Brandenburg ist aus den Ergebnissen zu entnehmen, dass die Belastungen im Juli höher als im Jänner sind. Dabei nehmen die Lastflüsse an einigen Leitungen einen dreimal so hohen Wert an. Um auch einen Einblick in die Auffälligkeiten und Unterschiede der Leitungsauslastungen vom Jahre 2030 zu bekommen, wird sich der nächste Abschnitt damit genauer auseinandersetzen.

➤ **Das Jahr 2030**

Die Abbildung 40 zeigt die Bundesrepublik Deutschland mit den Auslastungen der Leitungen im Jahr 2030, wobei sich das linke Bild wieder auf den Monat Jänner und das rechte Bild auf den Monat Juli bezieht.

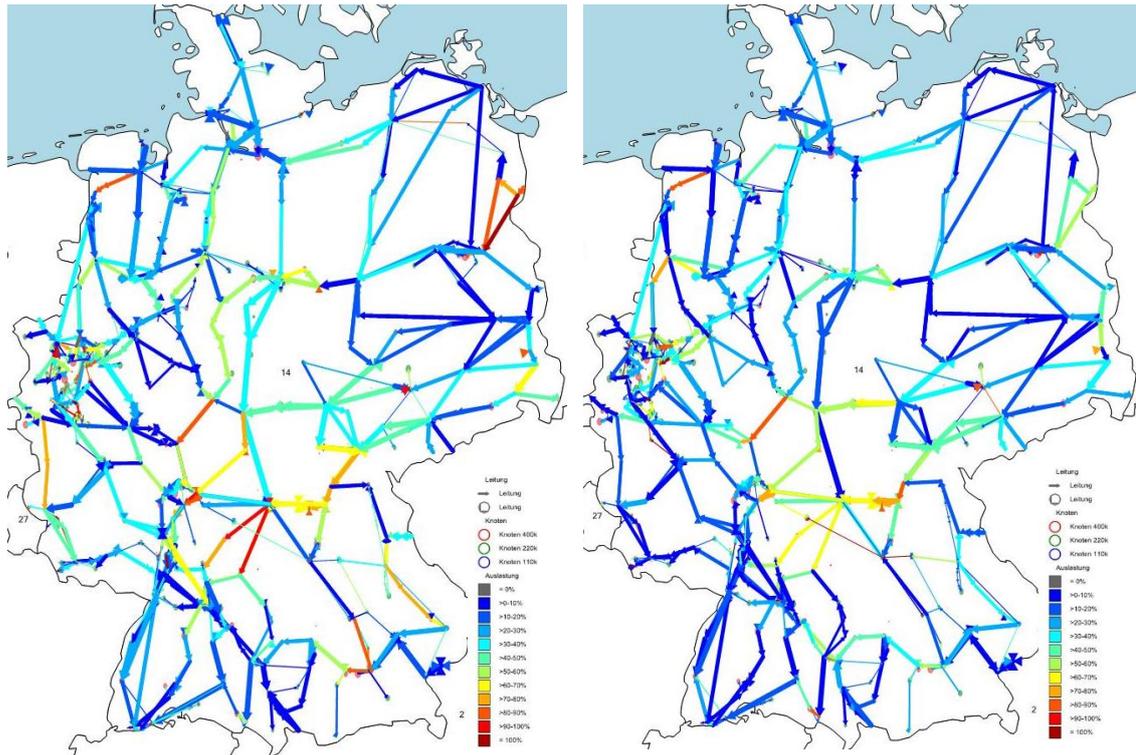


Abbildung 40: Bild links / Deutschland im Jahr 2030, Monat Jänner, Bild rechts / Deutschland im Jahr 2030, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im nordwestlichen Niedersachsen wird die 400 kV Leitung, die auch im Jahre 2020 mit hohen Lastflüssen kämpfte, im Jänner 2030 einen Belastungswert von mehr als 80 % aufweisen. Weiters zeigt sich wieder in der Region Nordrhein-Westfalen um den Bereich von Düsseldorf eine hohe Belastung der Leitungen. Dabei erreichen die Leitungen im Jänner Belastungswerte von über 90 %. Der Juli hingegen zeigt eine Verringerung der Lastflüsse und gibt zu erkennen, dass viele Leitungen mit einer Belastung von über 90 % auf unter 70 % fallen. Eine Verbesserung der Lastflüsse ist jedoch an der Grenze zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg ersichtlich, die nur mehr eine 220 kV Leitung im Jänner eine Belastung von 100 % (667 MW) aufzeigt. In Bayern erzielen die Simulationsergebnisse im Juli 2030 bei zwei verschiedenen 220 kV Leitungen einen Lastfluss von 234 MW und 294 MW, wodurch jede dieser Leitungen zu 100 % ausgelastet ist. Bei genauerer Untersuchung des Monats Jänner, zeigt sich im Norden von Bayern eine andere Leitung mit 95 % (1102 MW) sowie eine zweite Leitung mit 95 % (1110 MW) Auslastung. Anzumerken ist hierbei, dass die Ergebnisse im Jänner Belastungen von ca. 80 % im Bereich um München aufweisen. Die Bereiche Thüringen und Sachsen-Anhalt weisen weder für Jänner noch für Juli überhöhte Lastflüsse auf. In Sachsen erreicht eine 400 kV Leitung den Auslastungswert von

91 %, was einem Lastfluss von 1540 MW gleichkommt. Außerdem ist in der Region Brandenburg zu sehen, dass sich hier im Vergleich zu 2010 und 2020 im Jahr 2030 sowohl im Jänner als auch im Juli Veränderungen der Lastflüsse ergeben. Das kann darauf zurückgeführt werden, dass im Jänner eine 400 kV Leitung simuliert wird, welche eine Belastung von 100 % aufzeigt und somit einem Lastfluss von 1319 MW entspricht. Eine zweite Leitung mit einer Auslastung von 81 % (1065 MW) ist zu dieser Zeit ebenfalls sehr stark beansprucht.

Die letzte Region, die noch genauer betrachtet wird, befindet sich an den Grenzen zu Österreich und der Schweiz und somit im Süden von Deutschland. Dort zeigt sich nur im Juli eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 82 %.

➤ Das Jahr 2050

Um das Kapitel Deutschland für die Analyse der Leitungsauslastungen abzuschließen, folgt nach den Jahren 2010-2030 noch die Betrachtung für das Jahres 2050. Daher zeigt die Abbildung 41 das Leitungsnetz und die Lastflüsse von Deutschland im Jahr 2050. Die linke Grafik widmet sich wieder dem Monat Jänner und die rechte dem Monat Juli.

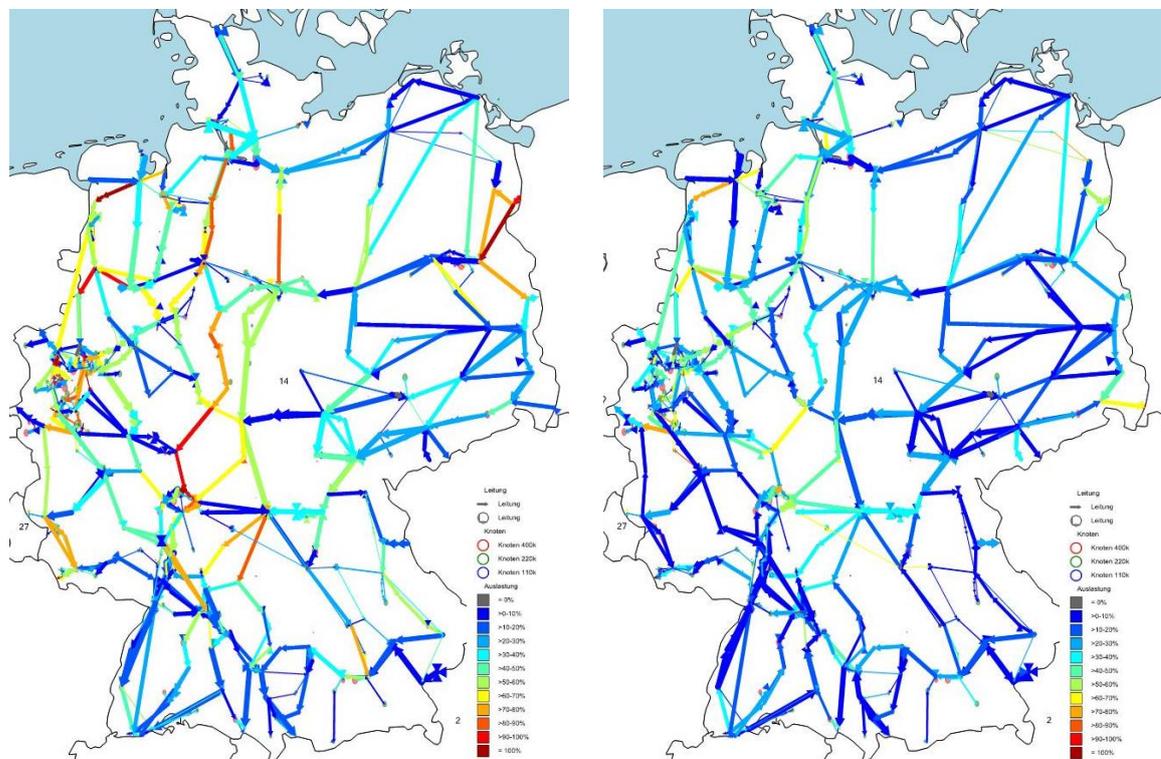


Abbildung 41: Bild links / Deutschland im Jahr 2050, im Jänner, Bild rechts / Deutschland im Jahr 2050, im Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Anhand der Abbildung ist ersichtlich, dass Deutschland im Juli 2050 bis auf wenige Leitungen ein ausgewogenes Lastflussbild zeigt. Die höchsten Auslastungen erreichen Werte von ungefähr 80 %. Der Jänner weist hingegen größere Auslastungen auf und wird aus diesem Grund näher analysiert.

In mehreren Teilen von Niedersachsen steigt der Lastfluss im Vergleich zu 2020 und 2030. Dabei erreicht eine Leitungsgruppe, die sich in der Nähe von Hamburg befindet und südlich in Richtung Nordrhein-Westfalen verläuft, eine Belastung von 85 %, was einem Lastfluss von mehr als 1047 MW entspricht. Im Nordwesten von Niedersachsen befindet sich eine Leitung, die einen Lastfluss von 1226 MW aufweist und somit zu 100 % ausgelastet ist. An der Grenze zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, nahe der Landesgrenze zu den Niederlanden, sind zwei 400 kV Leitungen ebenfalls zur Gänze belastet.

Bezüglich des Sektors um Düsseldorf kann festgehalten werden, dass die Ergebnisse eine 400 kV Leitung mit einer Belastung von 100 % (1330 MW) aufzeigen. Bei näherer Betrachtung ist zu erkennen, dass in dieser Region viele orangefarbene und rote Leitungen verlaufen, das bedeutet, dass diese mit mehr als 75 % Auslastung betrieben werden. Das Bundesland Hessen zeigt bei einer 400 kV Leitung hingegen einen Lastfluss von 1312 MW, was einer Auslastung von 93 % entspricht. Die angegliederte 400 kV Leitung, die sich Richtung Frankfurt am Main erstreckt, wird unterdessen mit einem Lastfluss von 1031 MW betrieben. Das hat zur Folge, dass diese Leitung zu 100 % ausgelastet ist. Innerhalb von Frankfurt am Main tritt ein Lastfluss von 1508 MW auf, was einer Auslastung von 100 % bei der dort verlaufenden 400 kV Leitung entspricht. Zudem ist im Grenzbereich zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg im Vergleich zu 2030 eine deutliche Verbesserung zu sehen. Die Auslastungen der Leitung in dieser Region sind größtenteils mit unter 50 % belastet.

Wie bereits im Jahr 2030 sind im östlichen Sektor von Brandenburg Leitungsauslastungen von 100 % ersichtlich, was einem Lastfluss von 1508 MW gleichkommt. Eine weitere Leitung, die sich an der Grenze zu Polen befindet, erreicht eine Belastung von 97 % (1353 MW). Die übrigen drei orangefarbenen Leitungen, die sich in dieser Region befinden, besitzen eine Auslastung zwischen 72 % bis 79 %.

Bei der abschließenden Betrachtung der Lastflüsse in Richtung Österreich und in Richtung Schweiz ist ersichtlich, dass die Auslastungen dieser Leitungen gering sind. Die Lastflüsse für den übrigen Teil von Deutschland müssen keiner genaueren Betrachtung unterzogen werden, weil sie eine ausgewogene Belastung aufweisen.

6.2.3 Frankreich

➤ Das Jahr 2010

Nach der genaueren Analyse von Deutschland widmet sich nun das folgende Unterkapitel dem EU-Land Frankreich. Demzufolge können in Abbildung 42 die Lastflüsse bzw. Auslastungen für das Jahr 2010 für Frankreich entnommen werden. Es wird zudem wieder der Monat Jänner (siehe Grafik links) und Juli (siehe Grafik rechts) dargestellt und die beiden miteinander verglichen.

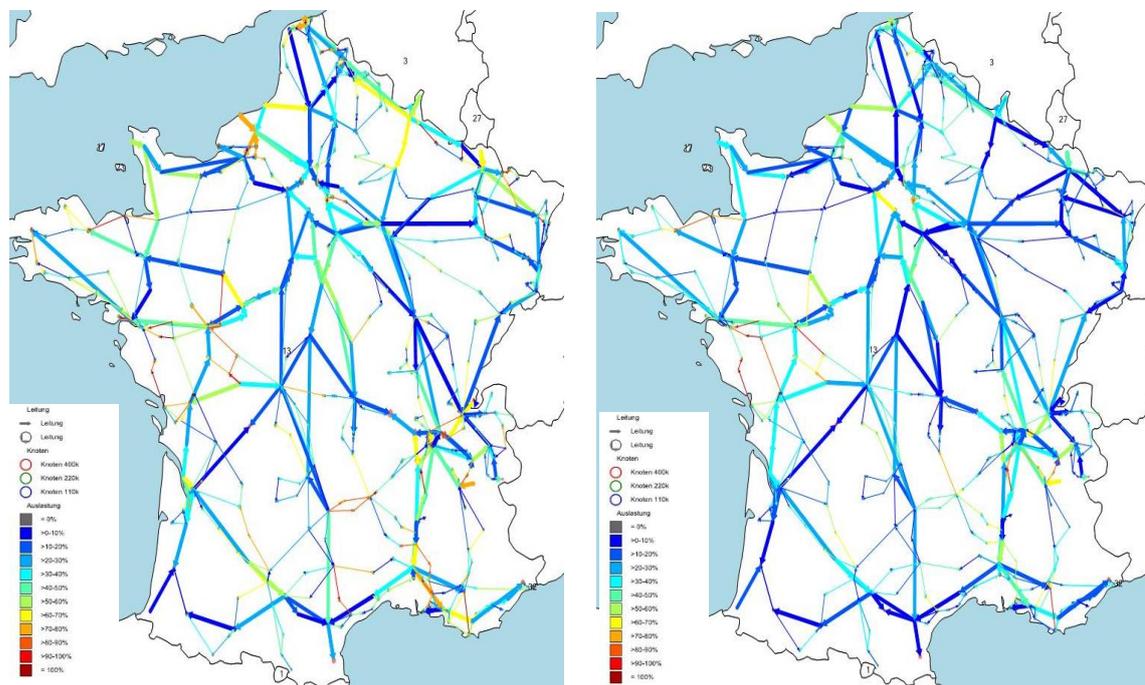


Abbildung 42: Bild links / Frankreich im Jahr 2010, Monat Jänner, Bild rechts / Frankreich im Jahr 2010, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Bei der genaueren Betrachtung des Zentrums von Frankreich im Jahre 2010 ist ersichtlich, dass die Lastflüsse, sowohl im Jänner als auch im Juli, sehr ausgeglichen sind. Das heißt, dass sich in diesem Bereich keine Auffälligkeiten bezüglich der Lastflüsse zeigen. In der Region Nord-Pas-de-Calais befindet sich im Norden nahe der Landesgrenze zu Belgien eine Leitung, die im Jänner einen Lastfluss von 213 MW (100 % Auslastung) zeigen. Eine weitere-Leitung, die sich in Lothringen, nahe der Staatsgrenze zu Belgien, befindet, zeigt im Jänner ebenfalls einen Lastfluss von 213 MW und ist somit wiederum zu 100 % ausgelastet. Außerdem existieren im Jänner im Osten von Frankreich zwei weitere 220 kV Leitungen, die ebenfalls mit 100 % Auslastung versehen sind. Die erste dieser

Leitungen verläuft von Champagne-Ardenne in Richtung Lothringen und die zweite innerhalb von Lothringen.

Wird der Westen von Frankreich genauer betrachtet, so kann festgestellt werden, dass man, sowohl im Jänner als auch im Juli eine Leitung mit der maximal möglichen Belastung von 100 % findet. Am schlimmsten ist in dieser Region der Sektor Pays de la Loire betroffen, denn dieser weist noch eine gravierendere Belastung auf. Pays de la Loire beinhaltet mehrere 220 kV Leitungen mit einer 100 % Auslastung und somit Lastflüsse von 213 MW. Auch zwischen Pays de la Loire und Poitou-Charentes ist im Jänner und Juli wiederum eine Leitung mit einer Auslastung von 100 % anzutreffen. Außerdem kann hier festgehalten werden, dass im Jänner in Poitou-Charentes eine 220 kV Leitung ebenfalls zur Gänze belastet ist.

Die Region im Süden von Frankreich nahe der Landesgrenze zu Spanien weist weder im Jänner noch im Juli Lastflüsse auf, welche näher analysiert werden müssen. In Languedoc-Roussillon hingegen werden die Lastflüsse jedoch wieder näher betrachtet, denn in dieser Region befinden sich mehrere Leitungen, die bis an die Grenzen ihrer Belastbarkeit betrieben werden. Eine dieser Leitungen zeigt einen Lastfluss von 195 MW mit einer Auslastung von 91 %. Es gibt in dieser Region vier Leitungen mit einer Auslastung zwischen 80 % und 90 % sowie einer 200 kV Leitung, die zu 100 % belastet ist.

Wirft man einen Blick auf die Grenzen zu Languedoc-Roussillon, Provence-Alpes-Côte d'Azur und Rhône-Alpes, so sind im Jänner des Jahres 2010 mehrere Leitungsauslastungen mit über 80 % zu sehen. Zusätzlich befindet sich im Süden von Provence-Alpes-Côte d'Azur im Jänner eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW und im Juli mit 229 MW. Das bringt diese Leitung an die Grenze ihrer Belastbarkeit.

Abschließend kann bei der Betrachtung von Lyon, die Hauptstadt von Auvergne-Rhône-Alpes, festgehalten werden, dass einige Leitungen im Jänner Auslastungen von 80 % oder mehr besitzen. Außerdem gibt es in diesem Bereich noch eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 100 %, die einen Lastfluss von 213 MW besitzt. Um allerdings einen Einblick in die Auffälligkeiten und Unterschiede der Leitungsauslastungen von 2020 zu erhalten, wird im folgenden Abschnitt näher darauf eingegangen.

➤ Das Jahr 2020

In Abbildung 43 ist im linken Bild Frankreich im Jahre 2020 mit den Lastflüssen im Monat Jänner und im rechten Bild im Monat Juli zu erkennen.

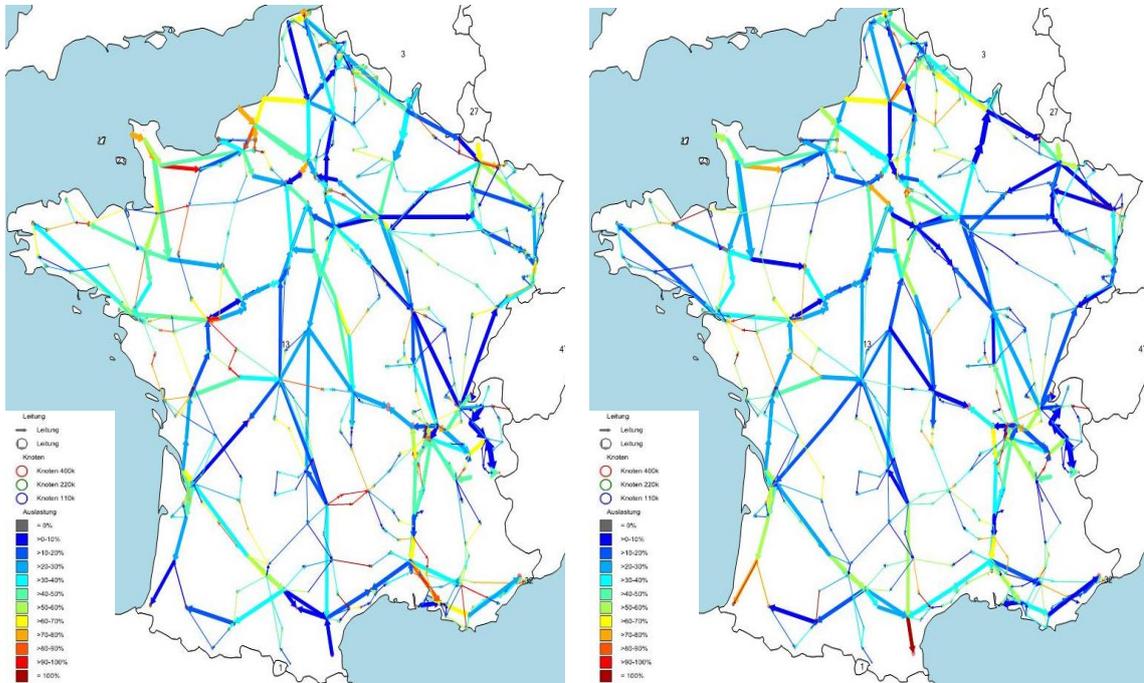


Abbildung 43: Bild links / Frankreich im Jahr 2020, im Monat Jänner, Bild rechts / Frankreich im Jahr 2020, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Norden von Pas-de Calais befindet sich im Jänner 2020 eine 220 kV Leitung mit einer Belastung von 100 %, die im Juli jedoch nur eine Auslastung von 35 % erreicht. Außerdem sind im Juli noch zwei Leitungen mit einer Auslastung von jeweils 80 % (171 MW) und 90 % (191 MW) zu erkennen. Zwischen Picardie und Nord-Pas-de-Calais wird im Juli eine Leitung mit einem Lastfluss von 212 MW mit einer Auslastung von 99 % simuliert.

Richtet man den Blick auf den Osten von Frankreich, nahe der Staatsgrenzen zu Luxemburg und Belgien gerichtet, so tritt im Juli eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 280 MW in Erscheinung. Diese ist zu 100 % belastet. Eine weitere 220 kV Leitung, die im Juli Lastflüsse von 213 MW (100 %) aufweist, verläuft zwischen Lothringen und dem Elsass. Im Jänner zu erkennen, dass im Norden von Lothringen zwei 220 kV Leitung einen Lastfluss von 213 MW transportieren und somit zu 100 % ausgelastet sind.

Im Westen von Frankreich kann anhand der Abbildung festgehalten werden, dass in der Bretagne im Jänner eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 100 % und im Juli

eine andere 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW verläuft, wobei diese auch zur Gänze ausgelastet ist. Zwischen der Bretagne und Basse-Normandie ist im Jänner zusätzlich noch eine 220 kV Leitung mit 93 % (198 MW) Auslastung erkennbar. Im Norden von Basse-Normandie ist im Jänner hingegen eine 400 kV Leitung mit einem Lastfluss von 1032 MW bei einem maximal möglichen Lastfluss von 1115 MW zu sehen. In von Pays de la Loire zeigten sich im Juli zwei 220 kV Leitungen mit einer Auslastung von 100 % und eine weitere Leitung mit 92 % (197 MW). Werden im Monat Jänner die gleichen Leitungen betrachtet, so sind diese weniger hoch belastet. Bei Ansehen der linken Grafik, kann bei den Landesgrenzen zwischen Pays de la Loire, Poitou-Charentes und Centre eine Leitung in Richtung Poitou-Charentes mit einer Auslastung von mehr als 95 % finden werden.

Im Süden von Frankreich nahe der Landesgrenze zu Spanien, werden im Jänner keine Lastflüsse transportiert, die die Leitungen mit mehr als 50 % belasten. Im Juli hingegen treten jedoch in dieser Region sehr wohl Lastflüsse auf, die die Leitungen zu 100 % auslasten. Davon betroffen sind zwei 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW und eine 400 kV Leitung, deren Lastfluss 1115 MW erreicht. Am Knotenpunkt zwischen Midi-Pyrénées, Auvergne und Languedoc-Roussillon erreichen im Jänner vier Leitungen die Grenze ihrer Belastbarkeit. Daran sind auch zwei weitere 220 kV Leitungen, die zwischen Languedoc-Roussillon und Midi-Pyrénées verlaufen, betroffen. Werden die gleichen Leitungen im Juli analysiert, so kann man erkennen, dass die Lastflüsse um mehr als das Doppelte sinken. Im Süden von Provence-Alpes-Côte d'Azur und der Grenze zu Languedoc-Roussillon gibt sich im Jänner Leitungen, die hohe Lastflüsse übertragen und deren Auslastung die 96 % übersteigen. Eine dieser 220 kV Leitung erreicht eine 100 % Auslastung (213 MW).

Die letzte Region, die im Jahr 2020 noch einer näheren Betrachtung unterzogen wird, bezieht sich auf Stadt Lyon und ihre Umgebung. Hierbei zeigen die Lastflüsse im Jänner und im Juli ein sehr ähnliches Bild. Allerdings ist anzumerken, dass es in beiden Monaten verschiedene 220 kV Leitungen mit einer Auslastung von 100 % gibt.

➤ Das Jahr 2030

Während sich der vorherige Abschnitt mit den Leitungsauslastungen von Frankreich aus dem Jahr 2020 auseinandergesetzt hat, nimmt die Abbildung 44 auf das Jahr 2030 Bezug. Die linke Grafik widmet sich hierbei wieder dem Monat Jänner und die rechte dem Monat Juli.

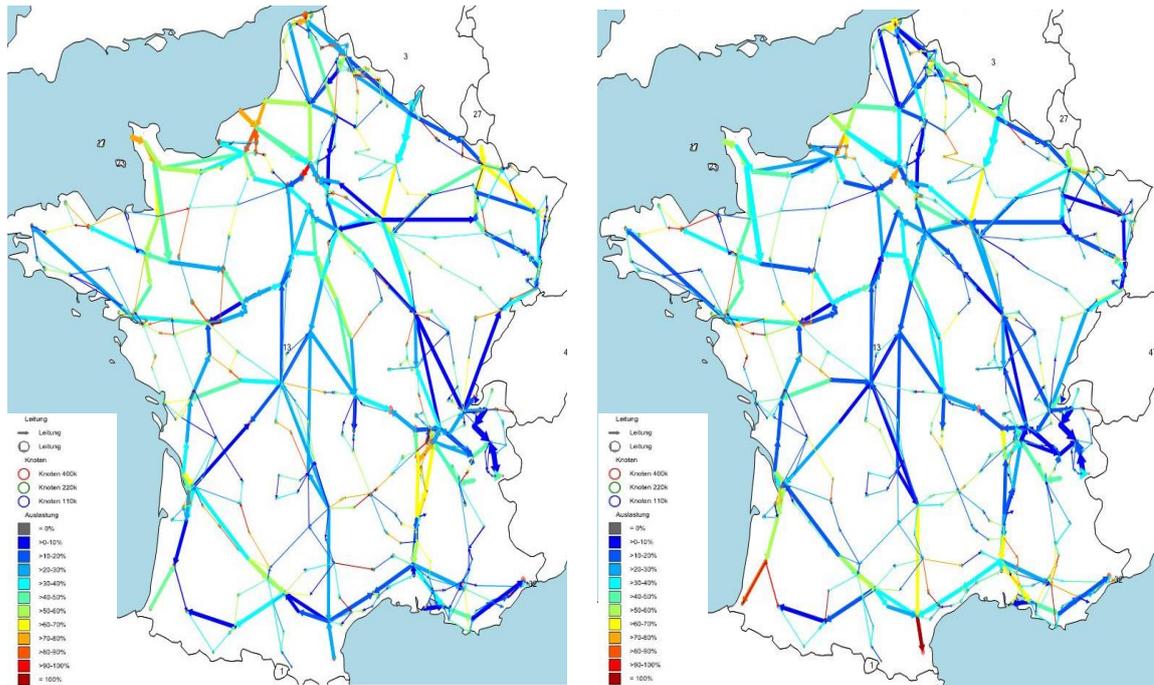


Abbildung 44: Bild links Frankreich im Jahr 2030 Monat Jänner, Bild rechts Frankreich im Jahr 2030 Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Frankreich zeigt in den Simulationsergebnissen, dass es im Jänner im ganzen Land zu hohen Auslastungen kommt. Wird zuerst der Norden von Frankreich genauer betrachtet, so kann festgestellt werden, dass in Nord-Pas-de Calais drei Leitungen zu 100 % ausgelastet sind und einen Lastfluss von 213 MW führen. Zusätzlich sind viele Leitungen in diesem Teil des Landes mit 80 % ausgelastet. Die CB Leitung (440 kV), welche von Nord-Pas-de Calais nach Belgien verläuft, erreicht einen Fluss von 1085 MW und erzielt somit eine Auslastung von 100 %, sowohl im Jänner als auch im Juli. In Champagne-Ardenne ist eine CB-Leitung (220 kV) nach Belgien zu erkennen, welche den maximalen Lastfluss von 284 MW im Jänner und auch im Juli erreicht. In Lothringen weist der Jänner fünf Leitungen mit einer Auslastung von jeweils 100 % und der Juli eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 91 % (194 MW) auf.

Im Westen von Frankreich in der Region von Pays de la Loire zeigen sich im Juli zwei 220 kV Leitungen, die ein Maximum der möglich übertragbaren Leistung erreichen.

Im Süden, im Bereich an der Grenze zwischen Frankreich und Spanien, weist der Monat Juli hohe Lastflüsse auf, dabei eine 400 kV Leitung zu 100 % (1115 MW) ausgelastet ist. Die CB-Leitung zwischen Frankreich und Spanien ist sowohl im Juli als auch im Jänner zu 100 % ausgelastet, was einem Lastfluss von 213 MW entspricht. Im Süden von Midi-Pyrénées befindet sich eine 220 kV Leitung mit einer 100 % Auslastung. Zwischen Midi-Pyrénées und Languedoc-Roussillon besitzt der Jänner eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW, was dem Maximum, der möglich transportierbaren Leistung, entspricht. Innerhalb von Languedoc-Roussillon gibt es im Monat Juli eine weitere 220 kV Leitung, die das gleiche Ergebnis wie die oben angeführte 220 kV Leitung erzielt. Im Landesteil Provence-Alpes-Côte d'Azur weisen die Leitungen im Jänner einen ausgewogenen Lastfluss auf. Der Juli zeigt im Vergleich dazu viel höhere Belastungen, sowie eine CB-Leitung (220 kV) mit einer Auslastung von 100 % (224 MW).

Im Südosten von Frankreich an der Landesgrenze zwischen der Schweiz und Frankreich befindet sich auch eine CB-leitung (220 kV), die in beiden Bildern eine Auslastung von 100 % zeigt. Die Stadt Lyon weist im Jänner hohe Lastflüsse auf, das bedeutet, dass mehrere 220 kV Leitungen wiederum eine Auslastung von 100 % aufzeigen. Bezüglich Elsass kann abschließend festgehalten werden, dass dieser Landesteil in Richtung Deutschland eine CB-Leitung (220 kV) besitzt, die in beiden Monaten die volle Auslastung erreicht. Um das Kapitel Frankreich abzurunden, fehlt noch der Einblick in das Jahr 2050 bezüglich der Leistungsauslastungen, der im nächsten Abschnitt behandelt wird.

➤ Das Jahr 2050

In Abbildung 45 wird das Leitungsnetz und der Lastfluss von Frankreich gezeigt, wobei die linke Grafik den Monat Jänner und die rechte Grafik den Monat Juli darstellt.

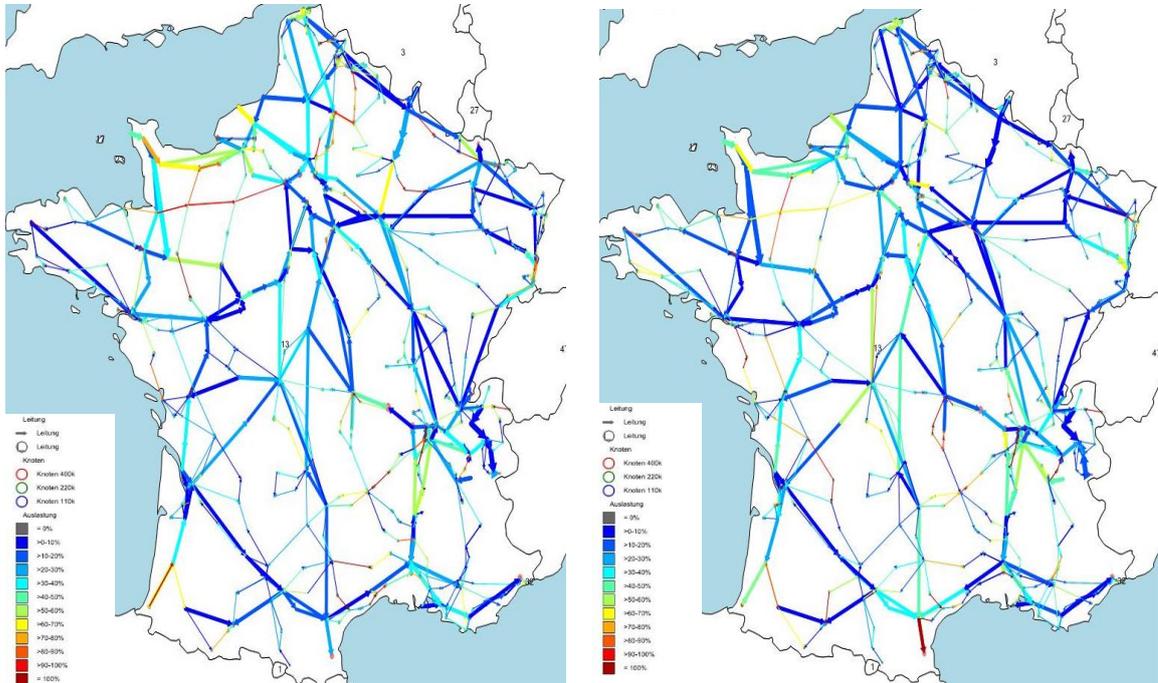


Abbildung 45: Bild links / Frankreich im Jahr 2050, Monat Jänner, Bild rechts / Frankreich im Jahr 2050, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Wie bereits in den Jahren 2030 und 2020, werden im Norden von Frankreich hohe Lastflüsse transportiert. Anhand der Abbildung ist ersichtlich, dass es im Jänner drei rote 220 kV Leitungen gibt, die Lastflüsse von ungefähr 230 MW transportieren. Außerdem werden im Jänner zwischen Frankreich und Belgien zwei CB-Leitungen (400 kV, 220 kV) eine Auslastung von 100 % erreichen. Weitere 220 kV Leitungen mit einer Auslastung von 100 % gibt es auch im nördlichen Gebiet von Lothringen an der Grenze zu Luxemburg. Auch bei der Betrachtung des zentralen Bereichs von Champagne-Ardenne kann aus der Jänner-Grafik entnommen werden, dass sich in diesem Areal zwei 220 kV Leitungen mit einem Lastfluss von 244 MW befinden und somit wiederum zur Gänze ausgelastet sind.

Im südlichen Bereich von Frankreich im Sektor von Aquitanien zeigt sich im Juli eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW, was einer Auslastung wieder von 100 % gleichkommt. Zwischen der Region Aquitanien und Poitou-Charentes verläuft im selben Monat eine weitere 220 kV Leitung mit der gleichen Belastung wie zuvor. Außerdem erzielt die Region Languedoc-Roussillon im Juli hohe Lastflüsse, wobei eine

400 kV Leitung mit 1115 MW und eine 220 kV Leitung mit 213 MW zu 100 % ausgelastet ist.

Zwischen Frankreich und Spanien befindet sich zudem eine 400 kV CB-Leitung mit einem Lastflusstransport von 734 MW. Im Süden von Frankreich kann man feststellen, dass es im Sektor Provence Alpes-Côte d'Azur keine Belastungen gibt, die näher analysiert werden müssen. Im Vergleich dazu treten in Lyon und Umgebung sowohl im Jänner als auch im Juli hohe Lastflüsse auf, weshalb diese Leitungen vollständig ausgelastet sind. Zwischen Italien und Frankreich zeigt sich in der Abbildung von Juli eine 400 kV CB-Leitung mit einer Belastung von 93 % (807 MW). Um die Analyse von 2050 abzurunden, wird noch der Zentralraum von Frankreich genauer betrachtet, wobei ersichtlich wird, dass es nur im Jahr 2050 von beiden Monaten vereinzelte Leitungen mit einer vollen Auslastung gibt. In den Jahren 2010 bis 2030 können hinsichtlich der Leitungsauslastungen keine hohe Kapazität festgestellt werden.

6.2.4 Spanien

➤ Das Jahr 2010

Nach der genaueren Betrachtung von Frankreich, erfolgt in diesem Kapitel die Analyse des Leitungsnetzes von Spanien. So können aus der Abbildung 46 die Lastflüsse von 2010 von Spanien entnommen werden. Das linke Bild bezieht sich hierbei auf den Jänner und das rechte auf Juli.

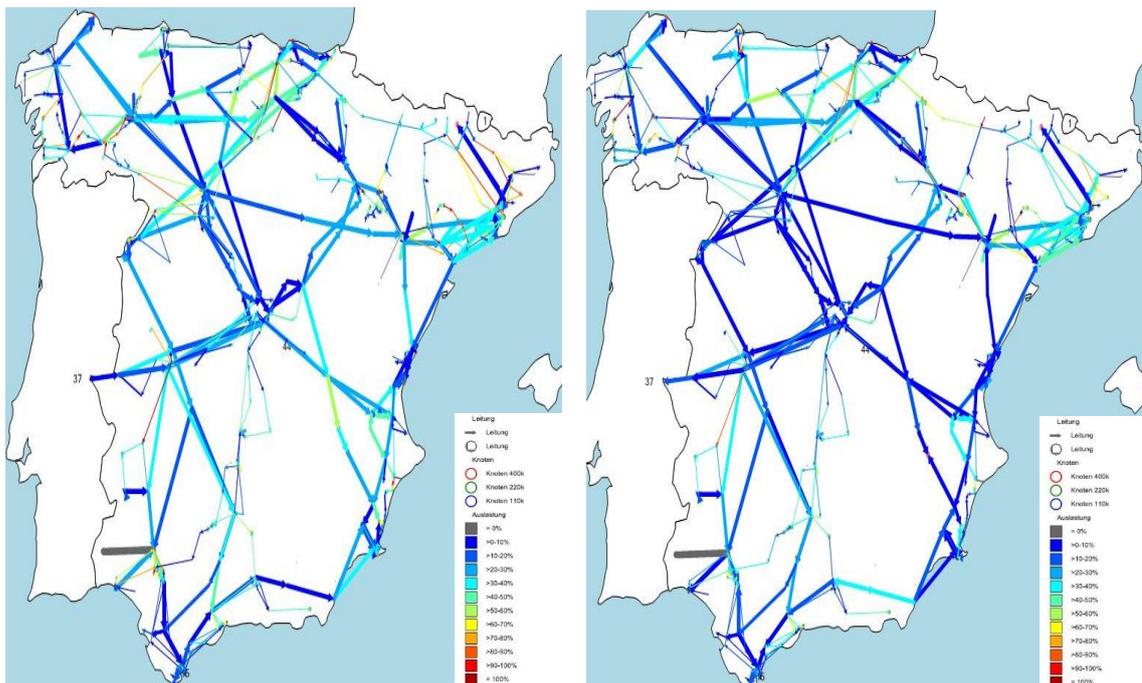


Abbildung 46: Bild links / Spanien im Jahr 2010, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr 2010, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Monat Juli zeigt sich lediglich eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 100 %. Diese Leitung befindet sich in der Region Galicien und transportiert einen Lastfluss von 244 MW. Aufgrund der Tatsache, dass es in diesem Monat keine weiteren außergewöhnlichen Lastflüsse gibt, wird der Juli in der weiteren Analyse von 2010 nicht mehr genauer betrachtet. Aus diesem Grund können bei der Betrachtung des Jäners folgende Ergebnisse festgehalten werden:

In der Region Katalonien ist anhand der Abbildung zusehen, dass hier mehrere Leitungen mit über 85 % Auslastung vorhanden sind. Eine 220 kV Leitung ist in diesem Gebiet sogar mit 100 % ausgelastet und entspricht somit einem Lastfluss von 213 MW.

Im Westen von Aragonien befindet sich eine 220 kV Leitung, die die Spitze ihrer Belastbarkeit (100 %) erreicht hat. Zwischen den Grenzen des Baskenlandes, sowie Kastilien und León, verläuft ebenfalls eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW (100 % Auslastung). Eine zweite 220 kV Leitung zeigt sich innerhalb von Kastilien und León und diese weist die gleichen Ergebnisse wie die zuvor angeführte Leitung auf. Zwischen Galicien, Kastilien und León treten wiederum hohe Lastflüsse auf, wobei sich in diesem Sektor ein Leitungsnetz erstreckt, das eine Auslastung von 95 % bis 100 % besitzt. Die Leitung mit der vollen Auslastung transportiert einen Lastfluss von 320 MW. Im Süden von Spanien gibt es nur eine Auffälligkeit nahe der Stadt Sevilla. Hier treten Leitungen mit einer Auslastung von 70 % auf. Außerdem zeigt sich auch im Osten von Spanien nur eine einzige 220 kV Leitung mit einer vollständigen Auslastung, die querdurch Extremadura verläuft. Bezüglich des spanischen Zentralraums kann zum Abschluss festgehalten werden, dass es in diesem Bereich Leitungen mit Lastflüssen von weniger als 50 % gibt. Unter anderem sind auch noch die Auffälligkeiten und Unterschiede der Leitungsauslastungen vom Jahre 2020 von Interesse, weshalb im nächsten Abschnitt darauf Bezug genommen wird.

➤ **Das Jahr 2020**

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Land Spanien im Jahr 2020 und bezieht sich hierbei wieder im linken Bild auf den Jänner und im rechten Bild den Juli.

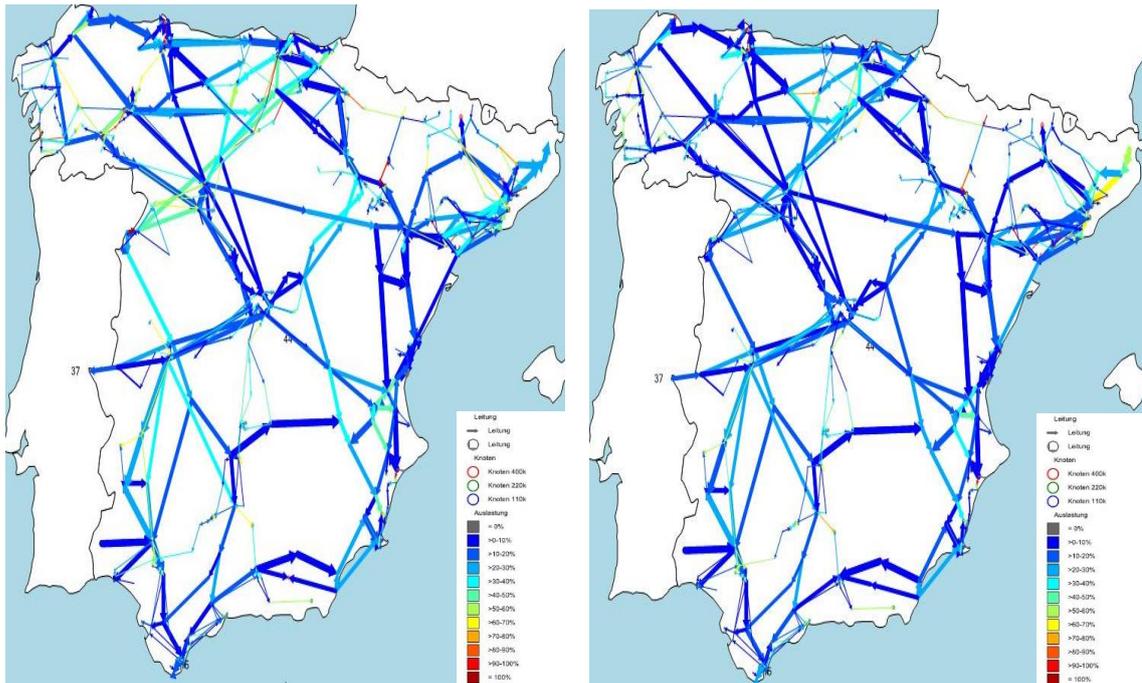


Abbildung 47: Bild links / Spanien im Jahr 2020, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr 2020, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Osten von Katalonien befinden sich zwei 220 kV Leitungen, die in beiden Monaten der Analyse zu 100 % ausgelastet sind und einen Lastfluss von 213 MW besitzen. In der Region Aragonien transportiert ausschließlich im Jänner eine 220 kV Leitung einen Lastfluss von 213 MW (100 %).

Für den Monat Juli sind aus der Abbildung nur mehr im nordwestlichen Bereich der Stadt Bilbao zwei 220 kV Leitungen mit einer vollen Auslastung ersichtlich. Alle anderen Leitungen weisen in diesem Monat bezüglich der Lastflüsse keine nennenswerten Auffälligkeiten auf. Der Monat Jänner zeigt für die oben genannten Leitungen stattdessen eine Belastung von 90 % und 94 %.

Eine Region, in welcher weitere hohe Lastflüsse zu sehen sind, befindet sich an der Grenze zwischen Galicien sowie Kastilien und León nahe der Stadt Ponferrada. In diesem Areal führen nämlich drei 220 kV Leitungen einen Lastfluss von mehr als 80 %. Weiters gibt es im Westen des Landes nahe des Hafens Vigo zwei Leitungen mit Lastflüssen von 82 % und 85 %. Nahe der Grenze zu Portugal zeigt sich hingegen eine 400 kV Leitung mit einem Lastfluss von 1185 MW, sodass diese Leitung zu 100 % ausgelastet ist.

Der Süden und das Zentrum von Spanien lassen in beiden Bildern keine Lastflüsse erkennen, die eine genauere Analyse benötigen.

➤ Das Jahr 2030

Während sich der vorangegangene Abschnitt mit den Leitungsauslastungen von Spanien von 2020 auseinandergesetzt hat, bezieht sich die Abbildung 48 auf das Jahr 2030. Dabei zeigt die linke Grafik den Monat Jänner und das rechte Bild den Monat Juli mit den Simulationsergebnissen vom RDZP-Modell.

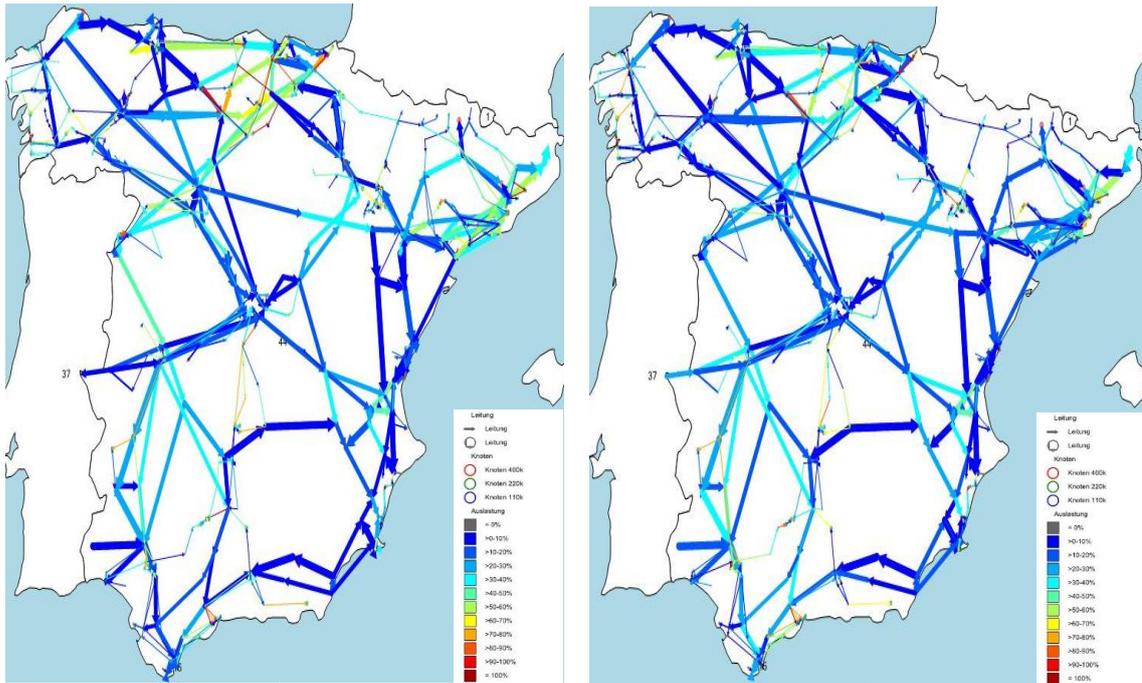


Abbildung 48: Bild links / Spanien im Jahr 2030, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr 2030, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Vergleich zu 2010 und 2020 treten in Spanien im Jahre 2030 höhere Belastungen hinsichtlich der Leitungen auf. Anzumerken ist, dass das Zentrum von Spanien die geringsten Lastflussänderungen aufweist.

Betrachtet man den Osten des Landes nahe der Landesgrenze zu Frankreich, erreichen im Juli zwei 220 kV Leitungen den maximal möglichen Lastfluss von 213 MW. Zusätzlich zeigt sich in diesem Gebiet eine 400 kV CB-Leitung, die einen Lastfluss von 684 MW und somit eine Auslastung von 88 % besitzt. Katalonien weist hingegen im Jänner und im Juli jeweils zwei 220 kV Leitungen mit einer 100 % Auslastung auf. Neben Katalonien hat auch noch die Region Aragonien in beiden Monaten eine 220 kV CB-Leitung mit einem Lastfluss von 166 MW, die nach Frankreich verläuft. Diese Leitung erreicht bezüglich ihrer Auslastung das maximale Limit.

Die größten Lastflussänderungen sind im Baskenland zu finden, denn im Jänner werden dort mehrere 220 kV Leitungen eine Leistung von 213 MW transportieren und somit zu 100 % ausgelastet sein. Der Monat Juli zeigt ebenfalls höhere Lastflüsse, dennoch erreicht keine 220 kV Leitung eine Auslastung von 100 %. Außerdem kann anhand der Abbildung im Westen von Kastilien und León nahe der Stadt Ponferrada festgehalten werden, dass sich, sowohl im Jänner als auch im Juli, die gleiche 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 307 MW dort befindet. Diese ist wiederum bis zur Gänze ausgelastet.

Im Süden von Spanien zeigen die Ergebnisse im des Monats Jänner, dass die Leitung von Marmolejo, Richtung Alcolea, einen Lastfluss von 213 MW und somit ihr Limit ihrer Auslastung erreicht. Im Juli gibt es auch in der Stadt Sevilla eine 220 kV Leitung mit voller Auslastung. Im Vergleich dazu erreicht die Leitung, die nahe Alhaurín de la Torre verläuft, sowohl im Jänner als auch im Juli die 100 % Auslastung.

Zum Abschluss des Jahres 2030 wird noch der Hafen Vigo im Westen von Galicien betrachtet, der im Jänner und Juli eine 220 kV Leitung mit einem Lastfluss von 213 MW weist. Um die Analyse der Leitungsauslastungen für Spanien abzuschließen, folgt im darauffolgenden Abschnitt noch die Betrachtung des Jahres 2050.

➤ **Das Jahr 2050**

Spanien und dessen Lastflüsse bzw. Auslastungen für das Jahr 2050 werden in der Abbildung 49 dargestellt. Die Ergebnisse beziehen sich im linken Bild wieder auf den Jänner und im rechten auf den Juli.

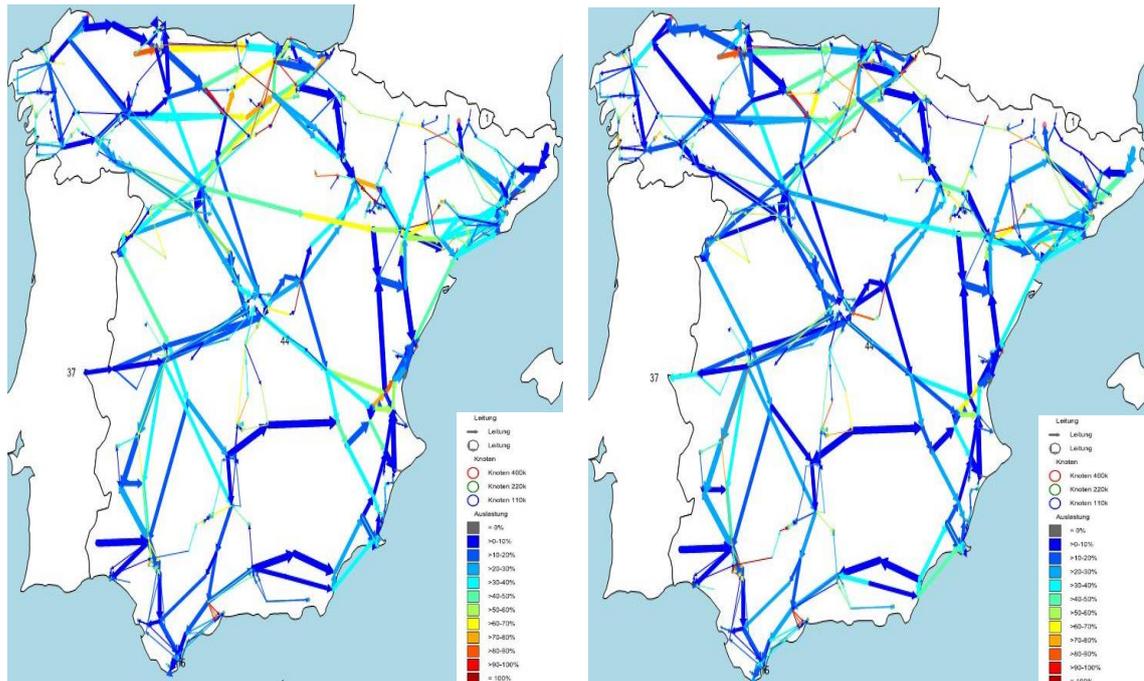


Abbildung 49: Bild links / Spanien im Jahr 2050, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr 2050, Monat Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))

Im Osten von Spanien simuliert das RDZP-Modell für Jänner eine 220 kV Leitung mit einer Auslastung von 100 %. In Katalonien, zwischen Spanien und Frankreich, verlaufen hingegen im Juli zwei CB-Leitungen, die ebenfalls zur Gänze ausgelastet sind. Dabei handelt es sich um eine 400 kV Leitung mit einem Limit von 774 MW und um eine 110 kV DC-Leitung mit einer maximalen Leistung von 1167 MW. In der Region Aragonien erreichen im Jänner drei Leitungen eine Auslastung von 100 %, wobei die erste zwischen Spanien und Frankreich verläuft und einen Lastfluss von 190 MW aufweist. Die anderen zwei 220 kV Leitungen befinden sich in der Nähe von Saragossa in Richtung Westen.

Die höchsten Leitungsauslastungen sind im Jänner an der Grenze zwischen dem Baskenland sowie Kastilien und León zu erkennen. In diesem Areal erreichen mehrere 220 kV Leitungen eine Belastung von mehr als 90 % und einige sogar die 100 % (244 MW). Im Juli liegt ein etwas besseres Ergebnis vor, wobei zwei Leitungen (400 kV, 220 kV) eine Belastung von über 90 % aufweisen und eine weitere 220 kV Leitung zur Gänze ausgelastet ist.

Im Süden von Spanien zeigen sich im Jänner am Knotenpunkt in der Nähe von Tajo de la Encantada drei Leitungen mit hohen Lastflüssen. Dabei erzielen diese 220 kV Leitungen Auslastungen von 96 %, 86 % und 100 % (von links nach rechts). Im Juli haben diesselben Leitungen eine ähnliche Auslastung mit 100 %, 82 % und 92 %. Zusätzlich

sind im Juli noch drei weitere Leitungen im Süden zu erkennen, die einen erhöhten Lastfluss aufweisen. Zwei dieser 220 kV Leitungen befinden sich in der Umgebung von Sevilla mit einer Auslastung von 100 % (224 MW). Die dritte Leitung verläuft zwischen Almodóvar del Río und Alameda del Obispo und besitzt einen Lastfluss von 224 MW. Zum Abschluss werden noch die Ergebnisse des spanischen Zentralraums betrachtet, wobei, sowohl im Jänner als auch im Juli, eine 220 kV Leitung zu erkennen ist, die einen Lastfluss von 213 MW erreicht und somit zu 100 % ausgelastet ist.

7 Schlussfolgerung

Die energiewirtschaftliche Welt befindet sich im Umbruch und vor allem aufgrund der hochgesteckten Ziele im Klimaschutzbereich besteht das Erfordernis der intensiveren Nutzung erneuerbarer Energien. Dies wird auf europäischer Ebene vor allem im Rahmen der Ziele der EU-Energiestrategien bis 2020, 2030 und sogar bis 2050 zum Ausdruck gebracht. Die vorliegende Masterarbeit beschäftigt sich mit Entwicklungsszenarien zur Stromerzeugung innerhalb Europas, wobei erneuerbare Energien und dabei dezidiert die Photovoltaik und Windkraft näher betrachtet werden.

Einleitend wird neben der Darstellung der grundsätzlichen Ausgangslage für Europa im Überblick auf die Grundlagen zur Photovoltaik und Windkraftnutzung eingegangen. In einem eigenen Kapitel wird die historische Entwicklung der Rahmenbedingungen in Europa hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energien dargelegt und der jeweilige aktuelle Stand der Nutzung erneuerbarer Energieträger in Europa dem 2020-Ziel gegenübergestellt.

In einer umfassenden Analyse wurden weiters gängige Referenzszenarien für Europa untersucht und vergleichend gegenübergestellt. Bei den betrachteten Szenarien handelt es sich um Szenarien des World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA), des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E sowie das EU-Referenzszenario. Die Gegenüberstellung zeigt die Unterschiede in Bezug auf den Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie in den einzelnen Szenarien. Der Grund dafür sind die unterschiedlichen zugrunde gelegten Annahmen in diesen Szenarien. Sie betreffen gesetzliche Richtlinien, sowie Datenquellen und Modelle, die in den einzelnen Szenarien Anwendung finden. Dabei kommt das „New Policies Scenario (NPS)“ der IEA dem EU-Referenzszenario im Hinblick auf die Ausgangslage, sowie der zukünftigen Entwicklungen am nächsten. Der größte Unterschied dieser beiden Szenarien ergibt sich in Bezug auf die Einbeziehung rechtlicher Rahmenbedingungen. Während das Referenzszenario nur solche Richtlinien berücksichtigt, die auch gesetzlich verabschiedet wurden, bezieht das NPS auch Richtlinien mit ein, die nur angekündigt wurden. Im Gegensatz zu diesen zwei Szenarien beschreibt der TYNDP vier Visionen, wobei angenommen wird, dass die wirkliche Entwicklung des Energiesystems innerhalb dieser Visionen stattfinden

wird. Gleichzeitig kann aus den vier Visionen des TYNDP auch der unterschiedliche Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie aus den einzelnen Visionen entnommen werden. Vergleicht man anschließend die Ergebnisse hinsichtlich des Ausbaues der regenerativen Energien zwischen den drei Szenarien ist zu erkennen, dass die Ausbauten des Referenzszenarios als auch die Ausbauten des NPS innerhalb der vier Visionen liegen.

In weiterer Folge wurde das EU-Referenzszenario ausgewählt und ein MatLab Programm erstellt, welches es erlaubt, ein gegebenes ATLANTIS-Szenario einem vorgegebenen Entwicklungsszenario anzupassen, um in vergleichsweise kurzer Zeit erste Grobanalysen durchführen zu können. Die Implementierung wurde bis zum Jahr 2050 für die Länder Kontinentaleuropas durchgeführt und im Anschluss der jeweilige Kraftwerksmix sowie die Leitungsauslastungen im Überblick dargestellt. Aufgrund der hohen Anteile an erneuerbaren Energien sowie des großen Datenaufwandes werden im Rahmen dieser Arbeit die kontinentaleuropäischen Länder im Gesamtüberblick sowie die Länder Deutschland, Frankreich und Spanien exemplarisch näher betrachtet und dargestellt.

Die Analyse des umgesetzten Szenarios zeigt, dass für die 19 EU-Mitgliedsstaaten eine positive Entwicklung bis zum Jahre 2050 in Richtung Nutzung erneuerbarer Energieträger stattfindet. Dabei ist zu erkennen, dass vor allem der Ausbau der Photovoltaik- und Windkraftwerke hierfür verantwortlich ist. Im Bereich der fossilen Energieträger und auch im Sektor der Kernenergie ist ein starker Rückgang zu verzeichnen. Die Grobanalyse der Leitungsauslastungen zeigt, dass es in den 19 EU-Mitgliedsstaaten vor allem im Bereich der Verbrauchszentren zu starken Auslastungen der Leitungen kommt. Im Sinne einer verstärkten Errichtung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie ist daher im Gleichklang auch auf die optimale Ausgestaltung der Übertragungsnetze zu achten um die dargebotsabhängige, dezentrale Erzeugung entsprechend in das Gesamtsystem integrieren und auch zu den Verbrauchszentren transportieren zu können und somit weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit in Europa zu gewährleisten. Die Vorgangsweise hat gezeigt, dass mit der angewandten Methode vorgegebene Szenarien relativ rasch adaptiert werden können um erste grobe Einschätzungen geben zu können, allerdings eine vertiefte und daher zeitaufwändige Umsetzung unerlässlich ist, um Detailanalysen durchführen zu können.

8 Abkürzungsverzeichnis

bcm	billion cubic metres
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CB	Cross Border
COP21	21st Conference of Parties
CPS	Current Policies Scenario
DC	Direct Current
GW	Gigawatt
IEA	International Energy Agency
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis
ILUC	Indirekte Landnutzung
INDCs	Intended Nationally Determined Contributions
kV	Kilo Volt
LNG	liquefied natural gas
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MSR	Market Stability Reserve
Mtoe	Million Tonnes of Oil Equivalent
Mt	Megatonnen
MW	Megawatt
NPS	New Policies Scenario
NREAP	National Renewable Aktionsplan
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ppm	parts per million
PV	Photovoltaik
RDZP	Redispatch Zonenpreis
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WEM	World Energy Modell
WEO	World Energy Outlook

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau einer Solarzelle (Quelle: (Kaltschmitt et al. 2014, S. 365))	5
Abbildung 2: Energiefluss der Windkraftanlagen als Sankey Diagramm (Quelle: WindEnergie)	6
Abbildung 3: Anteile erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch für das Jahr 2014.....	10
Abbildung 4: Struktur des Primes Model (Quelle: (European Commission 2016a, S. 16)	20
Abbildung 5: Vier Visionen des TYNDP (Quelle: Entsoe 2015, S. 11)).....	26
Abbildung 6: Zusammenfassung der vier Visionen (Quelle: Entsoe 2015, S. 19).....	29
Abbildung 7: Vergleich der installierten Leistungen der EU-Länder, zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem World Energy Outlook 2015 (Quelle: basierend auf den Daten von (IEA 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))	31
Abbildung 8: Vergleich der installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen zwischen den Szenarien des WEO 2015 und dem Referenzszenario 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (IEA 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.))	32
Abbildung 9: Vergleich der installierten Leistungen von Windkraftanlagen zwischen den Szenarien des WEO und dem Referenzszenario 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (IEA 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.)).....	33
Abbildung 10: Differenz der installierten Leistungen der EU-Länder, zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem TYNDP Scenario Development Report 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (Entsoe 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.)).....	34
Abbildung 11: Differenz der installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem TYNDP Scenario Development Report 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (Entsoe 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.)).....	35
Abbildung 12: Differenz der installierten Leistungen von Windkraftanlagen zwischen dem Referenzszenario 2016 und dem TYNDP Scenario Development	

Report 2016 (Quelle: basierend auf den Daten von (Entsoe 2015, o.S und European Commission 2016a, o.S.)).....	36
Abbildung 13: Vergleich der Daten der installierten Gesamtleistung von Photovoltaikanlagen zwischen Atlantis und dem Referenzszenario in Deutschland (Quelle: basierend auf den Daten von (European Commission 2016a, o.S. und Atlantis 2017))	37
Abbildung 14: Linearisierung vom Jahr 2020 bis 2025 der Photovoltaikanlagen in Deutschland.....	38
Abbildung 15: Knoten mit kreisförmigen Zubau der benötigten Kraftwerke	39
Abbildung 16: Programmablauf des Matlab-Programmes (Quelle: Eigendarstellung)..	43
Abbildung 17: Gesamte installierte Leistung der 19 EU-Länder	47
Abbildung 18: Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2010	48
Abbildung 19 Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2020.....	49
Abbildung 20: Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2030	50
Abbildung 21: Installierte Kraftwerksleistung der 19 EU-Länder im Jahr 2050	51
Abbildung 22: Installierte Kraftwerksleistung von Deutschland im Jahr 2010.....	52
Abbildung 23: Installierte Kraftwerksleistung von Deutschland im Jahr 2020.....	53
Abbildung 24: Installierte Kraftwerksleistung von Deutschland im Jahr 2030.....	54
Abbildung 25: Installierte Kraftwerksleistung Deutschland im Jahr 2050.....	55
Abbildung 26: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2010	56
Abbildung 27: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2020	57
Abbildung 28: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2030	58
Abbildung 29: Installierte Kraftwerksleistung von Frankreich im Jahr 2050	59
Abbildung 30: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2010.....	60
Abbildung 31: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2020.....	61
Abbildung 32: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2030.....	62
Abbildung 33: Installierte Kraftwerksleistung von Spanien im Jahr 2050.....	63
Abbildung 34: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr.....	65
Abbildung 35: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr.....	67

Abbildung 36: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr	69
Abbildung 37: Eigendarstellung der 19 EU-Nationen des Leitungsnetzes in Europa für das Jahr	71
Abbildung 38: Bild links / Deutschland im Jahr 2010, Jänner, Bild rechts / Deutschland im Jahr 2010, Juli (Quelle: Basierend auf den Daten von (Atlantis 2017))	73
Abbildung 39: Bild links / Deutschland im Jahr 2020, Monat Jänner, Bild rechts / Deutschland	75
Abbildung 40: Bild links / Deutschland im Jahr 2030, Monat Jänner, Bild rechts / Deutschland	77
Abbildung 41: Bild links / Deutschland im Jahr 2050, im Jänner, Bild rechts / Deutschland im	78
Abbildung 42: Bild links / Frankreich im Jahr 2010, Monat Jänner, Bild rechts / Frankreich im	80
Abbildung 43: Bild links / Frankreich im Jahr 2020, im Monat Jänner, Bild rechts / Frankreich	82
Abbildung 44: Bild links Frankreich im Jahr 2030 Monat Jänner, Bild rechts Frankreich im	84
Abbildung 45: Bild links / Frankreich im Jahr 2050, Monat Jänner, Bild rechts / Frankreich im	86
Abbildung 46: Bild links / Spanien im Jahr 2010, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr	88
Abbildung 47: Bild links / Spanien im Jahr 2020, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr	90
Abbildung 48: Bild links / Spanien im Jahr 2030, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr	91
Abbildung 49: Bild links / Spanien im Jahr 2050, Monat Jänner, Bild rechts / Spanien im Jahr	93

10 Literaturverzeichnis

Atlantis (2017): Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. In: <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/#c20366> [10.10.2016].

BMUB (2002): Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. In: <http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/protodt.pdf> [04.02.2017].

E-Control (2017): Die 20-20-20 Ziele In: <https://www.e-control.at/konsumenten/oekoenergie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele> [05.03.2017].

Entsoe (2015): TYNDP 2016 Scenario Development Report for public consultation. In: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf [28.08.2016].

EUR-Lex (2017a): Richtlinie 2001/77/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. In: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=DE> [05.03.2017].

EUR-Lex (2017b): Richtlinie 2003/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. In: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0030&from=DE> [06.03.2017].

EUR-Lex (2017c): Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. In: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=DE> [06.03.2017].

EUR-Lex (2017d): Mitteilung der Kommission Aktionsplan für Biomasse vom 7.12.2005. In: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52005DC0628&from=DE> [10.03.2017].

EUR-Lex (2017e): Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament Fahrplan für erneuerbare Energien Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft vom 10.1.2007. In: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0848&from=de> [10.03.2017].

EUR-Lex (2017f): Entscheidung der Kommission zur Festlegung eines Musters für nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2009. In: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009D0548&from=DE> [11.03.2017].

Eurostat (2017): Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch. In: http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=t2020_31 [15.03.2017].

Europäischer Rat (2007): Schlussfolgerung des Vorsitzes vom 8. / 9. März 2007. In: <http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7224-2007-INIT/de/pdf> [11.03.2017].

European Commission (2017): REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Renewable Energy Progress Report. In <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0057&qid=1488449105433&from=EN> [15.03.2017].

European Commission (2016a): EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. In: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf [15.08.2016].

European Commission (2016b): EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050 Main results. In: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20%282%29-web.pdf [18.08.2016].

Günther, Edeltraud (2017): Erneuerbare Energien. In: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/erneuerbare-energien.html> [04.04.2017].

Günther, Matthias (2015): Energieeffizienz durch Erneuerbare Energie. Möglichkeiten, Potenziale, Systeme. Wiesbaden: Springer Vieweg.

IEA (2015): World Energy Outlook 2015 vom 10.November.2015. In: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015.pdf> [25.01.2017].

IEA (2016): World Energy Model Documentation 2016 Version. In: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2016/WEM_Documentation_WEO2016.pdf [25.05.2017].

Kaltschmitt, Martin/Streicher, Wolfgang/Wiese, Andreas (2014): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.

Kommission der Europäischen Gemeinschaften (1997): Energie für die Zukunft Erneuerbare Energieträger – Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. In: http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_de.pdf [08.08.2016].

Osterhage, Wolfgang (2015): Die Energiewende: Potenziale bei der Energiegewinnung. Eine allgemeinverständliche Einführung. Wiesbaden: Springer Spektrum.

Voßwinkel, Jan/Reichert, Götz (2012): Europäisiert die Erneuerbaren! Erneuerbare Energien im Energiebinnenmarkt. In: http://www.cep.eu/Studien/Erneuerbare_Energien/cepStudie_Erneuerbare_Energien.pdf [01.02.2017].

WindEnergie (o.J.): Energiewandlung. In: <https://www.wind-energie.de/themen/technik/funktionsweise/energiewandlung> [25.05.2017].

Stormy Attaway (2012): A Practical Introduction to Programming and Problem Solving. United States: Elsevier.