

Masterarbeit



Optimierung des europaweiten Ausbaus von
Wind- und Solarkraftanlagen anhand von
Reanalysedaten

Eingereicht von

Altan Sahin

00808395

Universität für Bodenkultur Wien

Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften

Institut für Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung

Betreut von: Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr. Johannes Schmidt

Wien, Dezember 2017

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt, keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt und alle aus ungedruckten Quellen, gedruckter Literatur oder aus dem Internet im Wortlaut oder im wesentlichen Inhalt übernommenen Formulierungen und Konzepte gemäß den Richtlinien wissenschaftlicher Arbeiten zitiert, durch Fußnoten gekennzeichnet bzw. mit genauer Quellenangabe kenntlich gemacht habe.

Wien, 12. Dezember 2017

Allan Seifried

Zusammenfassung

Das Ziel dieser Masterarbeit ist ein Simulationsmodell zu entwickeln, das mithilfe von MERRA-basierten Inputdaten die Energieproduktion aus Windkraft und Photovoltaik für die EU-28, Norwegen und die Schweiz simulieren kann. Dabei werden die Auswirkungen der vier folgenden Optimierungsansätze untersucht: die Maximierung der Produktivität, die Minimierung der Schwankungen, die Minimierung geringer Outputniveaus und die Minimierung der Korrelation. Für jede dieser Optimierungen wird bestimmt wie hoch der langfristige Output für jene Kapazitätsniveaus ausfällt, welche jeweils während 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitfensters den Bedarf vollständig decken können, wenn der Einsatz von Regelleistung nicht berücksichtigt wird, wie sich unterschiedliche Mixe an Wind- und Solarenergie auf den Output auswirken und welchen Einfluss das Ausmaß der geografischen Streuung der Anlagen auf die Ergebnisse hat. Die Resultate der Simulationen veranschaulichen, weswegen ein Energiesystem, welches zu 100 % auf diesen beiden erneuerbaren Energieträgern basiert, die Gesellschaft vor enorme strukturelle Herausforderungen stellt. Beim Vergleich mit einem nicht optimierten Szenario wird bestätigt, dass die Optimierungen auch ohne Änderung des vorhandenen Verhältnisses von Wind- und Solarkraftanlagen zu Verbesserungen der langfristigen Energieproduktion führen. Auch bei der Bestimmung des geografischen Streuungsgrades der Anlagen zeigt sich, dass es hier stets bei einer Änderung sowohl zu negativen als auch positiven Effekten kommt. Die in dieser Arbeit simulierten Szenarien dienen jedoch nur als Indikator, um sich einen Überblick über die Dimension der entstehenden Herausforderungen im Zusammenhang mit der Umstellung des Energieversorgungssystems zu machen.

Abstract

The aim of this master thesis is to develop a simulation model that can simulate the energy production from wind power and photovoltaics for the EU-28, Norway and Switzerland with the help of MERRA-based input data. It examines the effects of the following four approaches to optimization: maximizing productivity, minimizing variability, minimizing low output levels and minimizing correlation. For each of these optimizations, it is determined how high the long-term output will be for those capacity levels that can fully meet demand during 25 %, 50 %, 75 % and 100 % of the considered time window, if the use of balancing power is not taken into account, how different mixes of wind and solar energy impact the output and what impact the extent of geographical dispersion of the installations has on the results. The results of the simulations illustrate why an energy system that is based completely on these two renewable energy sources poses enormous structural challenges for society. When compared with a non-optimized scenario, it is confirmed that the optimizations, even without changing the existing ratio of wind and solar power plants, lead to improvements in long-term energy production. The variation of the geographical spread of installations also shows that there are always negative and positive effects in case of a change. However, the scenarios simulated in this master thesis only serve as an indicator to get an overview of the dimension of emerging challenges related to the changeover of the energy supply system.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	II
Abstract	III
Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis	IX
1. Einleitung.....	1
1.1 Die Thematik im Kontext der Forschung.....	3
1.2 Zielsetzungen und Aufbau der Arbeit.....	6
2. Daten und Methoden.....	8
2.1 MERRA, MERRA-2 und CM-SAF SARA.....	8
2.2 Datenbasis der Windkraftsimulation.....	9
2.3 Datenbasis der Photovoltaiksimulation	14
2.4 Verwendete Software	17
2.5 Das Simulationsmodell.....	18
3. Ergebnisse.....	23
3.1 Überblick über die Inputdaten	23
3.2 Szenarien des maximierten Outputs	26
3.2.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei maximiertem Output.....	26
3.2.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei maximiertem Output	29
3.3 Szenarien der minimierten Schwankungen.....	34
3.3.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei minimierten Schwankungen.....	34
3.3.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei minimierten Schwankungen	37
3.4 Szenarien der minimierten geringen Outputs.....	42
3.4.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei minimierten geringen Outputs	42
3.4.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei minimierten geringen Outputs	45
3.5 Szenarien der minimierten Korrelation.....	50
3.5.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei minimierter Korrelation.....	50
3.5.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei minimierter Korrelation	53
3.6 Direkter Vergleich der optimierten Szenarien	57
3.7 Gegenüberstellung optimierter und nicht optimierter Szenarien	66
3.7.1 Vergleich optimierter Szenarien hoher geografischer Streuung mit nicht optimiertem Output	66
3.7.2 Vergleich optimierter Szenarien geringer geografischer Streuung mit nicht optimiertem Output	70
4. Diskussion.....	73

5. Resümee	77
6. Literatur- und Quellenverzeichnis	78

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ablauf des VWF-Modells.....	10
Abbildung 2: Bias-Korrekturfaktoren für MERRA und MERRA-2 für 23 europäische Länder	12
Abbildung 3: Ablauf des GSEE-Modells	15
Abbildung 4: Korrelationskoeffizienten der kombinierten Kapazitätsfaktoren	20
Abbildung 5: Boxplots der normalisierten Kapazitätsfaktoren für Windkraft und Photovoltaik sowie der Netzlast	24
Abbildung 6: Geglätteter Verlauf der normalisierten stündlichen Kapazitätsfaktoren für Windkraft und Photovoltaik sowie der stündlichen Netzlast über den Zeitraum von 2006–2014 bei gleichmäßiger Gewichtung sämtlicher Länder, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	25
Abbildung 7: Stündlicher Verlauf der Netzlast und des produzierten Outputs in GWh im Szenario der maximierten Produktivität, mit einer vollständigen Netzlastabdeckung während 50 % des gesamten Zeitraumes von 2006–2014, in der Woche vom 24.5.2010–31.5.2010	26
Abbildung 8: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei maximiertem Output vollständig decken kann	27
Abbildung 9: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei maximiertem Output vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	29
Abbildung 10: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output	30
Abbildung 11: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	31
Abbildung 12: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	33
Abbildung 13: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	34
Abbildung 14: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten Schwankungen vollständig decken kann.....	35
Abbildung 15: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten Schwankungen vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	37
Abbildung 16: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen	38
Abbildung 17: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und	

Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	39
Abbildung 18: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	41
Abbildung 19: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	42
Abbildung 20: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten geringen Outputniveaus vollständig decken kann	43
Abbildung 21: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten geringen Outputniveaus vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	45
Abbildung 22: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus	46
Abbildung 23: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	47
Abbildung 24: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$).....	48
Abbildung 25: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$).....	49
Abbildung 26: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierter Korrelation vollständig decken kann	50
Abbildung 27: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei minimierter Korrelation vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	52
Abbildung 28: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation	53
Abbildung 29: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	54
Abbildung 30: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	56

Abbildung 31: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	57
Abbildung 32: Vergleich des geglätteten stündlichen Outputs der vier Kapazitätsstufen, welche genügen, um während 50 % des Zeitraumes von 2006–2014 den Bedarf im jeweiligen Szenario vollständig zu decken, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	58
Abbildung 33: Vergleich der geglätteten monatlichen Outputs der unterschiedlichen simulierten Wind- und PV-Kombinationen aus jedem Szenario bei identer installierter Leistung, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	61
Abbildung 34: Vergleich der geglätteten monatlichen Residuallasten der unterschiedlichen simulierten Wind- und PV-Kombinationen aus jedem Szenario bei identer installierter Leistung, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	62
Abbildung 35: Vergleich der geglätteten stündlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung mit dem nicht optimierten Szenario, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	67
Abbildung 36: Boxplot der Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios	68
Abbildung 37: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und dem nicht optimierten Szenario	69
Abbildung 38: Vergleich der geglätteten stündlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung mit dem nicht optimierten Szenario, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$)	70
Abbildung 39: Boxplot der Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios	71
Abbildung 40: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und dem nicht optimierten Szenario	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei maximiertem Output vollständig decken kann	28
Tabelle 2: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output	32
Tabelle 3: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten Schwankungen vollständig decken kann	36
Tabelle 4: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen	40
Tabelle 5: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten geringen Outputniveaus vollständig decken kann	44
Tabelle 6: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus.....	47
Tabelle 7: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierter Korrelation vollständig decken kann.....	51
Tabelle 8: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation	55
Tabelle 9: Vergleich der Ergebnisse der vier Kapazitätsstufen jedes Optimierungsansatzes	60
Tabelle 10: Vergleich der Ergebnisse der Anlagenvariierung jedes Optimierungsansatzes	64
Tabelle 11: Reihung der berücksichtigten Staaten nach ihrer Eignung für jedes Optimierungsszenario inklusive Angaben in den Klammern bis zu welchem Abdeckungsgrad die jeweiligen Länder ausreichen	65
Tabelle 12: Statistische Parameter der Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios in GWh	68
Tabelle 13: Statistische Parameter der Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios in GWh	72

1. Einleitung

Schon vor einigen Jahren schlug der damalige Chef des Konzerns „British Petroleum“, Lord Browne, als neue Version für den weltbekannten Kurznamen BP den Namen „Beyond Petroleum“ vor (FREY, 2002). Damit hat er in zwei Worten eines der wichtigsten Ziele benannt, das von der Weltwirtschaft bis zur Mitte dieses Jahrhunderts erreicht werden sollte: eine drastische Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger und der damit verbundenen Emission des Treibhausgases Kohlendioxid, um dem anthropogenen Klimawandel entgegenzuwirken. In der EU gibt es feste Vereinbarungen, bis zum Jahr 2020 den Ausstoß der klimaschädlichen Treibhausgase im Vergleich zu 1990 um mindestens 20 % zu verringern (EUROPÄISCHE UNION, 2011). Um derartige Klimaschutzziele zu erreichen ist neben drastischen Verbesserungen der Energieeffizienz auch die Nutzung alternativer Energieformen, welche für die Bevölkerung leistbar und auch für den Menschen und die Umwelt, insbesondere das Klima, verträglich sind, notwendig. Dabei ist eine vermehrte Substitution fossiler Energie durch nukleare Energie weltweit umstritten. Die CO₂-Rückhaltung und Speicherung in tiefen Schichten ist zwar grundsätzlich möglich aber noch technisch unausgereift. Eine rasche und weitgehende Substitution fossiler durch erneuerbare Energie wird daher als wichtige Option betrachtet (JARASS et al., 2009).

Die Etablierung eines auf Dauer funktionierenden Energiesystems auf Basis von erneuerbarer Energie erfordert eine weitreichende Energiewende. Vermeidung von Energieverbrauch, enorme Steigerung der Effizienz der Nutzung und Erschließung von sehr viel mehr erneuerbaren Energieträgern müssen dabei zusammenwirken (EUROPÄISCHE UNION, 2011). Die Nutzung solcher Energieformen, wie beispielsweise Wind- und Solarenergie, ist jedoch problematisch. Die Energieerzeugung aus diesen Quellen ist sehr variabel und dadurch unsicher, was ihre umfangreiche Integration in traditionelle Energiesysteme, welche zu einem großen Teil auf fossilen Energieträgern basieren, zu einer großen Herausforderung macht (HUBER et al., 2014). Die Unsicherheit ist problematisch, weil sie dazu führen kann, dass das Energiesystem suboptimal auf die Fluktuationen der erzeugten Energie eingestellt ist. So kann es häufig notwendig werden die Nutzung von Speichern oder thermalen Kraftwerken innerhalb kurzer Zeitintervalle umstellen zu müssen, um z. B. auf plötzliche Veränderungen der Windstärke reagieren zu können. Diese Aspekte sind auf die Abhängigkeit der Wind- und Solarkraft vom regionalen Wetter zurückzuführen (HEIDE et al., 2010). Das Ausmaß der erzeugten Energie ist abhängig von den jährlichen Sonnenstunden, der Windstärke und im Falle der Wasserkraft von der Niederschlagsmenge. Diese Faktoren sind vom Menschen nicht direkt beeinflussbar, was zu einer problematischen Situation hinsichtlich der Versorgungssicherheit führt. Um eine vermehrte Nutzung dieser Energieformen in Zukunft zu gewährleisten, wird es also notwendig sein sich an diese nicht beeinflussbaren Bedingungen anzupassen. Eine Möglichkeit hierfür wäre ein überregionales Management der Energiegewinnung, mit dem Ziel ihre Volatilität in der Erzeugung zu reduzieren.

Dies wird dadurch ermöglicht, dass unterschiedliche Standorte auch anderen klimatischen Rahmenbedingungen ausgesetzt sind. So kann beispielsweise die geringe Produktion an einem Standort durch die überdurchschnittlich hohe an einem anderen ausgeglichen werden (BECKER et al., 2014). Um dies zu ermöglichen, wäre ein Ausbau des Übertragungsnetzwerks notwendig, sodass unterschiedliche Erzeugungs- und Speicherpotenziale verschiedener Regionen effizient genutzt werden können.

Ein weiterer wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Zusammenstellung eines geeigneten Mixes aus verschiedenen Energieformen, um die Sicherstellung ausreichender Energiegewinnung zu gewährleisten. So können auch unterschiedliche Outputmuster verschiedener Energieträger über denselben Zeitraum dazu beitragen in Summe ein relativ konstantes Produktionsniveau zu erhalten (HEIDE et al., 2010). Solch ein Vorhaben erfordert jedoch auch eine geeignete Allokationsstrategie der Anlagen im betroffenen Bereich. Somit stellt die geografische Verteilung der Energieerzeugungsanlagen ein wichtiges Kriterium dar, um zukünftig ein anteilmäßig hohes Niveau an Energie aus erneuerbaren Quellen zu gewinnen. Energiesystemmodelle tragen einen wichtigen Teil zur Ausarbeitung solcher Strategien bei.

Diese Form der Simulation spielt generell eine zentrale Rolle, um Potenziale für die zukünftige Energieerzeugung zu erkennen. Sie ermöglichen es verschiedene Szenarien unterschiedlicher Rahmenbedingungen zu analysieren und ihre Realisierbarkeit zu beurteilen, wodurch sie ein wichtiges Instrument für die Unterstützung zur Entscheidungsfindung darstellen (PIETZCKER et al., 2017). Durch sie ist es möglich sowohl die lang- als auch die kurzfristigen Effekte von erneuerbaren Energieträgern auf das Energiesystem zu untersuchen und damit mögliche Lösungen für die durch sie verursachten Herausforderungen zu erarbeiten. Dabei spielt nicht nur die durchschnittliche potenzielle Energieerzeugung eine wichtige Rolle, sondern auch deren zeitlicher Verlauf, um feststellen zu können wann es Perioden mit überschüssiger oder unzureichender Produktion gibt (OLAUSON und BERGKVIST, 2015). Um dies zu bewerkstelligen, benötigen Energiesystemmodelle aber Inputdaten, welche die Zeitreihen der Energieerzeugung darstellen. Direkte Messungen der Energieoutputs sind jedoch in der Regel kaum verfügbar oder sehr teuer. Als Ersatz bieten sich hier Wetterdaten an, welche es ebenfalls ermöglichen den Output von Energieerzeugungsanlagen zu simulieren (CANNON et al., 2015). Diese sind oft frei verfügbar und decken einen großen Zeitraum ab. Mithilfe von genauen meteorologischen Daten über das Ausmaß an solarer Strahlung und die Windbedingungen ist es daher möglich das Potenzial unterschiedlicher Standorte für die Energiegewinnung zu beurteilen und darauf aufbauend eine standortabhängige Diversität in der Erzeugung zu erlangen.

Im Rahmen dieser Masterarbeit sollen, basierend auf verfügbaren und bereits validierten Simulationsdaten, unterschiedliche Kombinationen von Wind- und Solarenergie innerhalb Europas simuliert werden, um zu untersuchen wie sich die Intensitäten in der Nutzung bzw. dem Ausbau und verschiedene Zielsetzungen auf die Menge der produzierten Energie, ihre Variabilität und die optimale Distribution der benötigten Anlagen auswirken.

1.1 Die Thematik im Kontext der Forschung

In der Wissenschaft herrscht bereits seit einigen Jahren ein reges Interesse daran, Energiesysteme mithilfe von Wetterdaten zu simulieren. Ähnliche Studien nutzten zwar ebenfalls Reanalysedaten zur Simulierung von Wind- und Photovoltaikanlagen auf kontinentalem Level, jedoch lag der Fokus dabei meist auf anderen Zielen.

SCHMIDT et al. (2016) untersuchten in ihrer Studie wie ein optimaler Mix aus Windkraft, Solarkraft und Wasserkraft aussehen könnte, um auch in Zukunft die Deckung des Energiebedarfs in Brasilien sicherstellen zu können und gleichzeitig die Nutzung thermischer Energie zu reduzieren. Hierfür verwendeten die Autoren ein Optimierungsmodell, welches zunächst einen optimalen Mix aus den drei erneuerbaren Energiequellen bestimmt. Thermische Energieerzeugung wurden dabei als Backup berücksichtigt, um sicherzustellen, dass der Bedarf gestillt werden kann. In einem nächsten Schritt wurde dann mithilfe eines Simulationsmodells getestet, ob der festgelegte Mix in der Lage ist die Energienachfrage zu decken. Dabei waren besonders jene Zeitpunkte relevant, zu welchen selbst unter der Aufwendung sämtlicher vorhandener Ressourcen und Kapazitäten der Bedarf nicht gedeckt werden konnte, um zu untersuchen wie zuverlässig die Produktion ist. Zu den verwendeten Daten, um die Windgeschwindigkeit und die Solarstrahlung zu simulieren, gehörten beispielsweise die Reanalysedaten des „European Centre for Medium-Range Weather Forecasts“ (ECMWF) und des „National Center of Atmospheric Research“ (NCAR). Die Validierung zeigte, dass die ECMWF-Daten gemessene Zeitreihen am besten reproduzieren können und sie wurden daher für das gesamte Modell verwendet. Die Studie hat gezeigt, dass verglichen mit einem reinen hydro-thermalen Szenario, durch eine geeignete Kombination von Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft die Energieerzeugung dieser Anlagen stabilisiert und somit die Emission von Treibhausgasen im Energiesektor in Brasilien reduziert werden kann.

HUBER et al. (2014) analysierten wie sich hohe Anteile an Wind- und Solarenergie auf die Flexibilitätsanforderungen von Energiesystemen auswirken. Dabei betrachteten sie insgesamt 27 europäische Staaten. Für ihre Analyse verwendeten die Autoren simulierte Zeitreihen der Energieproduktion aus Wind- und Solarkraft für die Jahre von 2001–2011. Diese Simulationen basierten auf MERRA-Reanalysedaten. Das Ergebnis waren auf das nationale Level aggregierte Kapazitätsfaktoren für die untersuchten Länder. Relevant für die Autoren war dabei nicht die Energieproduktion an sich, sondern die Variabilität des Outputs über einen Zeitraum von 1-12 Stunden. Um diese beurteilen zu können, wurde für verschiedene Szenarien, welche sich in der installierten Leistung unterscheiden, berechnet wie hoch die Differenz zwischen der Energieproduktion durch die erneuerbaren Energieträger und der Netzlast ist. Diese Differenz bzw. die „Nettolast“ wurde herangezogen, um die Flexibilitätsanforderungen beurteilen zu können, da jede Schwankung dieser durch zusätzliche flexiblere Ressourcen ausgeglichen werden muss, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Es stellte sich dabei heraus, dass eine Erhöhung des Anteils von Wind- und Solarkraft auf über 30 % der Energieproduktion die Flexibilitätsanforderungen drastisch erhöht. Laut der Ergebnisse trägt vor allem eine ausgeprägte Nutzung von Photovoltaikanlagen zu dieser Entwicklung bei.

In ihrer Studie setzten sich BECKER et al. (2014) mit der Identifikation allgemeiner Charakteristiken eines Energiesystems mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie, welches sich über die gesamten USA erstreckt, auseinander. Dabei wurden zwei unterschiedliche Aspekte analysiert. Einerseits welche Kombination von Wind- und Solarkraft zum geringsten Verbrauch von Backup- und Speicherkapazitäten führt und andererseits wie sich unterschiedliche Erweiterungen der Übertragungsnetzwerke auswirken. Beide Aspekte wurden dabei jeweils auf zwei unterschiedlichen Ebenen betrachtet. Zunächst wurde auf rein technischer Ebene analysiert wie die Nutzung von Backups und Speichern reduziert werden kann und dann wurde aus ökonomischer Sicht untersucht wie die Gesamtkosten reduziert werden können, wenn die Installationskosten berücksichtigt werden. Für die Generierung von Zeitreihen der Energieerzeugung durch die beiden erneuerbaren Energieträger nutzten die Autoren den Erneuerbare-Energie-Atlas aus SØNDERGAARD (2013). Dieser basiert auf Wetterdaten der „Climate Forecast System Reanalysis“ (CFSR) des „National Center for Environmental Prediction“ (NCEP). Die Ergebnisse haben gezeigt, dass es möglich ist durch die Wahl einer geeigneten Kombination von Wind- und Solarkraft sämtliche angesprochenen Aspekte im Vergleich zu einem nicht optimierten Szenario zu verbessern.

HEIDE et al. (2010) simulierten im Rahmen ihrer Studie ein Szenario in welchem der Energiebedarf für ganz Europa vollständig mittels Wind- und Solarenergie abgedeckt wurde und zum Vergleich zusätzlich eines, in welchem auch fossile und nukleare Energieträger verwendet wurden. Hierbei legten sie vor allem Wert auf die Berücksichtigung des saisonalen Verlaufs der Energiegewinnung durch die erneuerbaren Energieträger und des Energieverbrauchs. So weist Windkraft den höchsten Output in den Wintermonaten auf und den geringsten im Sommer. Bei Solarkraft verhält es sich genau andersherum, wodurch es theoretisch möglich ist mithilfe einer geeigneten Kombination beider Energieformen über das ganze Jahr einen relativ konstanten Output zu erzeugen. Ebenfalls berücksichtigt wurde der Bedarf an saisonaler Speicherung von Energie. Für die Simulation wurden Wetterdaten des privaten WEPROG (Weather & Wind Energy Prognosis) -Instituts, welches Daten des US-Wetterservice NCEP verarbeitet, verwendet. Diese Daten lieferten jedoch nur die Windgeschwindigkeit direkt, die globale Solarstrahlung musste von den Autoren mittels verschiedener, in den Daten enthaltener Parameter bestimmt werden. Mithilfe dieser Werte wurde dann die Energieproduktion in ganz Europa simuliert. Bei einem hundertprozentigen Mix aus Wind- und Solarenergie stellte sich heraus, dass ein Verhältnis von 55 % Wind : 45 % Photovoltaik zu den besten Ergebnissen führt. Wenn ein Teil des Bedarfs durch fossile und nukleare Energie gedeckt wurde, verschob sich das ideale Verhältnis der Erneuerbaren zugunsten der Windenergie, da diese eine höhere Korrelation mit der Netzlast in Europa aufweist als die Energiegewinnung mittels Solarkraft.

HALLER et al. (2012) untersuchten mit ihrer Studie bis zu welchem Level es sowohl technologisch als auch ökonomisch möglich ist die Treibhausgasemissionen des Energiesektors zu reduzieren, indem die Energieproduktion mittels erneuerbarer Energieträger forciert wird. Sie analysierten auch welche Rolle ein Europa, Afrika und den Nahen Osten verbindendes Übertragungsnetzwerk dabei spielen kann und wie es sich auf den möglichen Ausbau auswirkt und welche Investitionsmöglichkeiten dabei kosteneffizient sind. Für ihre Simulation nutzten die Autoren das LIMES-EU⁺-Modell (Long-term Investment Model for the Electricity Sector). Dabei handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell, welches die Gesamtkosten der Energieerzeugung über einen langen Zeitraum minimiert. Zur Simulation der Erträge von Windenergie, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken wurden NCEP/NCAR-Reanalysedaten (KALNAY et al., 1996) herangezogen. Ihre Ergebnisse haben gezeigt, dass es bei einem ausreichenden Ausbau der Übertragungs- und Speicherkapazitäten möglich ist die Treibhausgasemissionen des europäischen Energiesektors fast vollkommen zu eliminieren, dabei spielt jedoch vor allem innereuropäische Langstreckenübertragung eine große Rolle. Sie erläuterten auch, dass eine Reduktion der Emissionen um 90 % möglich ist, ohne die Übertragungsinfrastruktur stark auszubauen. Hierfür wären jedoch außerordentlich hohe Speicherkapazitäten notwendig.

HUBER und WEISSBART (2015) beschäftigten sich im Rahmen ihrer Arbeit mit der Optimierung der Wind- und Solarenergieerzeugung in China. Dabei konzentrierten sie sich vor allem auf die Probleme, die aufgrund der stark schwankenden Energieerzeugung, kurzfristig auftreten, wie beispielsweise dem Auftreten hoher Mengen an Überschussenergie. Sie verwendeten MERRA-Daten, um die stündliche Wind- und Photovoltaik-Produktion für jede Region in China zu simulieren und berechneten den stündlichen Bedarf basierend auf dem täglichen, wöchentlichen und jährlichen Verbrauch der Regionen. Daraufhin wurden verschiedene Szenarien mit variierenden Anteilen an Windkraft und Photovoltaik simuliert, welche zu unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich der notwendigen Speicher, etc. führten. Es stellte sich heraus, dass etwa 20 % des gesamten Elektrizitätsverbrauchs durch diese erneuerbaren Energieträger abgedeckt werden kann, ohne auf zusätzliche Speicherkapazität zurückgreifen zu müssen. Probleme entstehen durch höhere Anteile am Gesamtbedarf. Würde er zu 100 % durch Wind und Photovoltaik gedeckt werden, so kann nur ca. 50–75 % des stündlichen Bedarfs auch wirklich gestillt werden, da nicht genug Speicher zur Verfügung stehen. Ab einem Anteil von 50 % am Gesamtverbrauch ließ sich bereits feststellen, dass die Bereitstellung von genügend Speicherkapazitäten unrealistisch wird.

1.2 Zielsetzungen und Aufbau der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist zu untersuchen wie eine möglichst zuverlässige und europaweite Energieproduktion mittels Wind- und Solarkraft aussehen könnte und wie sich unterschiedliche Kombinationen dabei verhalten. Dabei soll nicht nur analysiert werden wie sich verschiedene Anteile an Wind- und Solarenergie auf die Energieproduktion auswirken, sondern auch der Einfluss unterschiedlicher Optimierungsansätze.

Ein weiterer relevanter Aspekt, welcher im Rahmen dieser Masterarbeit betrachtet wird, ist die Anforderung an den Ausbau der Wind- und Photovoltaikanlagen, welche notwendig wäre, um den Energiebedarf im betrachteten Teil Europas jederzeit zu 100 % nur mithilfe dieser beiden Quellen zu decken und auch wie viel Überschussenergie langfristig dabei produziert werden würde. Hierbei soll auch untersucht werden wie stark der benötigte Ausbau schwankt, wenn der zu deckende Anteil der Netzlast variiert und welches Ausbauniveau ausreichend ist, um unter der Annahme ausreichender Speicherkapazitäten den Energiebedarf langfristig zu decken.

Die den zur Optimierung herangezogenen Szenarien zugrundeliegenden Zielsetzungen wurden teilweise REICHENBERG et al. (2016) entnommen und lauten wie folgt:

1. Den Output maximieren: In diesem Szenario sollen die Anlagen so viel Energie wie möglich erzeugen und werden daher an besonders windigen bzw. sonnigen Standorten platziert.
2. Langfristige Schwankungen minimieren: Der aggregierte Output der Anlagen soll hier so gleichmäßig wie möglich sein, um durch diese Herangehensweise die Nutzung anderer flexibler Systeme, wie z. B. thermischer Energieerzeugung, als Ausgleich minimieren zu können.
3. Geringe Outputs vermeiden: Hier soll der aggregierte Output der Anlagen möglichst selten unter ein bestimmtes Niveau fallen, um dadurch sicherzustellen, dass zumindest eine gewisse Grundlast durch Wind- und Solarenergie abgedeckt ist.
4. Minimale Korrelation erreichen: Das Ziel in diesem Szenario ist es die Anlagen an Standorten zu platzieren, welche eine geringe Korrelation zueinander aufweisen, wodurch eine ausgeglichene Produktion gewährleistet sein soll.

Dabei soll ebenfalls überprüft werden inwiefern diese vier Ziele durch eine europaweite Nutzung der Kapazitäten erreicht werden können, wie sich unterschiedliche geografische Verteilungen der Produktion auf den Output auswirken und auch ob eines der Ziele möglicherweise redundant erscheint oder es Zielkonflikte zwischen ihnen gibt. Anschließend sollen die Optimierungsansätze mit einem nicht optimierten Szenario verglichen werden, um den möglichen Nutzen der Optimierung darstellen zu können.

Ein wichtiger Unterschied zu ähnlichen Arbeiten ist dabei die Nutzung bereits validierter Daten, um den Output der Anlagen zu simulieren.

Im Folgenden werden in Kapitel 2 die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Materialien und Methoden erläutert. Dabei werden die genutzten Datensätze näher beschrieben und der Aufbau und die Funktionsweise des Simulationsmodells erklärt. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Simulation präsentiert. Hierbei werden zunächst die Resultate der vier Optimierungsansätze einzeln dargestellt, um sie daraufhin miteinander zu vergleichen und mögliche Unterschiede der Ergebnisse zu erkennen. Anschließend, werden die vier Methoden mit einem realen, nicht optimierten Szenario verglichen, um den möglichen Nutzen einer Optimierung zu quantifizieren und auch zu bestimmen welcher Ansatz in einem realistischen Szenario die vielversprechendsten Ergebnisse liefert. In Kapitel 4 werden, basierend auf den Ergebnissen, die relevanten Unterschiede der verschiedenen Vorgehensweisen diskutiert und dargelegt welche Möglichkeiten diese für zukünftige Forschungsfelder bieten. Kapitel 5 schließt die Arbeit mit einer kurzen Zusammenfassung der Inhalte ab.

2. Daten und Methoden

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird mit einem technischen Modell der aggregierte Output von Windkraft- und Photovoltaikanlagen innerhalb der EU-28, der Schweiz und Norwegen simuliert, um darauf aufbauend beurteilen zu können, wie sich unterschiedliche Zielsetzungen auf die optimale Verteilung und Zusammenstellung der Erzeugungsanlagen sowie den Output auswirken. Das Modell basiert auf den Simulationsdaten von STAFFELL und PFENNINGER (2016) und PFENNINGER und STAFFELL (2016), welche Kapazitätsfaktoren für sämtliche betrachtete Länder für Windkraft- als auch Photovoltaikanlagen beinhalten. Die verwendeten Daten sind über die Website <https://www.renewables.ninja> frei verfügbar. Für die Fertigstellung und Nutzung des technischen Modells wurde die freie Programmiersprache R genutzt.

In den folgenden Abschnitten werden die der Arbeit zugrundeliegenden Datensätze kurz beschrieben und die Funktionsweise des Simulationsmodells erläutert.

2.1 MERRA, MERRA-2 und CM-SAF SARAH

Bei MERRA (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Application) handelt es sich um ein Reanalyse-Projekt des „Global Modeling and Assimilation Office“ (GMAO) der NASA. Eines der wichtigsten Ziele von MERRA ist es Satellitenaufzeichnungen der „Earth Observing System“ (EOS) Satelliten in einen klimatischen Kontext zu bringen. Dabei wird die Version 5.2.0 des „Goddard Earth Observing System (GEOS) atmospheric model and data assimilation system (DAS)“ zur Aufbereitung der Aufzeichnungen verwendet. Diese aufbereiteten Daten sind in einem globalen Gitter mit $1/2^\circ$ Breiten- und $2/3^\circ$ Längenauflösung verteilt (RIENECKER et al., 2011). Bei MERRA-2 handelt es sich um eine neuere Version, bei welcher der Fokus in der Entwicklung eines Modells lag, welches präzise numerische Wettervorhersagen, Reanalyse und globale mesoskalige Modi ermöglicht. Zu diesem Zweck wurden einige der physikalischen Parametrierungen ersetzt, Parameter, welche andere physikalische Parameter beeinflussten verändert und Parameter, die die Auflösung berücksichtigen in die Feuchte-Prozess-Parametrierung integriert (MOLOD et al., 2015).

Bei CM-SAF (Satellite Application Facility on Climate Monitoring)-SARAH (Solar surfAce RAdiation Heliosat) handelt es sich um eine satellitenbasierte Klimatologie der solaren Oberflächenbestrahlung, der normalisierten direkten Oberflächenbestrahlung und dem effektiven Wolkenalbedo, hergeleitet aus Satellitenbeobachtungen der MVIRI- und SEVIRI-Instrumente der Meteosat-Satelliten. Die Daten sind von 1983 bis 2013 verfügbar und decken die Region von $\pm 65^\circ$ Länge und $\pm 65^\circ$ Breite ab. Die Daten sind als monatliche, tägliche und stündliche Mittelwerte auf einem regulären Breiten-/Längengrad-Netz mit einer räumlichen Auflösung von $0,05^\circ \times 0,05^\circ$ verfügbar (MÜLLER et al., 2015).

2.2 Datenbasis der Windkraftsimulation

Jüngst wurden häufiger Versuche unternommen mithilfe von Reanalysedatensätzen die Energieproduktion durch Windkraft zu simulieren. Reanalyse ist zwar in der Lage das Muster des Outputs zu reproduzieren, jedoch nicht sein absolutes Niveau oder seine räumliche Variabilität. Die Gründe hierfür sind unter anderem:

1. Reanalyse-Modelle beinhalten systematische Fehler bzw. Bias, da das zugrundeliegende Wettervorschaumodell selbst Fehler enthält (BERG et al., 2003).
2. Ihre räumliche Auflösung führt dazu, dass detaillierte topografische Gegebenheiten einer Region, wie z.B. Blockade- und Beschleunigungseffekte, nicht berücksichtigt werden.
3. Die reproduzierten Windgeschwindigkeiten sind nicht repräsentativ für Windparks, weil sie primär aus Satellitendaten und Messungen von relativ kurzen Masten abgeleitet werden.

STAFFEL und PFENNINGER (2016) führten im Rahmen ihrer Studie entsprechende Anpassungen durch, um den durchschnittlichen Kapazitätsfaktor in stündlicher Auflösung für ausgewählte europäische Länder mithilfe von Reanalysedaten bestimmen zu können. Diese Daten wurden von ihnen frei zur Verfügung gestellt und für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen genutzt. Im Folgenden wird die Vorgangsweise der Autoren, die Gewinnung der Daten und ihre Validierung genauer erläutert.

Für ihre Studie wurde das „Virtual Wind Farm“ (VWF)-Modell genutzt, welches in STAFFEL und GREEN (2014) genauer beschrieben und in STAFFEL und GREEN (2016) ebenfalls verwendet wurde. Als Input dienten MERRA- und MERRA-2-Reanalysedaten der NASA. Das Modell ermittelt die Windgeschwindigkeiten in 2, 10 und 50 m Höhe an jedem MERRA-Grid-Punkt und interpoliert dann diese Geschwindigkeiten zu den spezifischen geografischen Koordinaten der Windkraftanlagen mittels LOESS-Regression und extrapoliert sie gleichzeitig zu den jeweiligen Turbinenhöhen. Anschließend werden die Windgeschwindigkeiten basierend auf den Leistungskurven der Turbinenhersteller in Energie umgewandelt. Dabei werden die Leistungskurven geglättet, um die Variabilität der Windgeschwindigkeit innerhalb einer Stunde und auch zwischen den unterschiedlichen Anlagen eines Windparks zu berücksichtigen. Hierfür nutzten die Autoren einen Gauß'schen Filter, welcher auf jede Leistungskurve, unabhängig von ihrem Turbinentyp, angewendet werden kann. Abbildung 1 stellt diesen Ablauf grafisch dar.

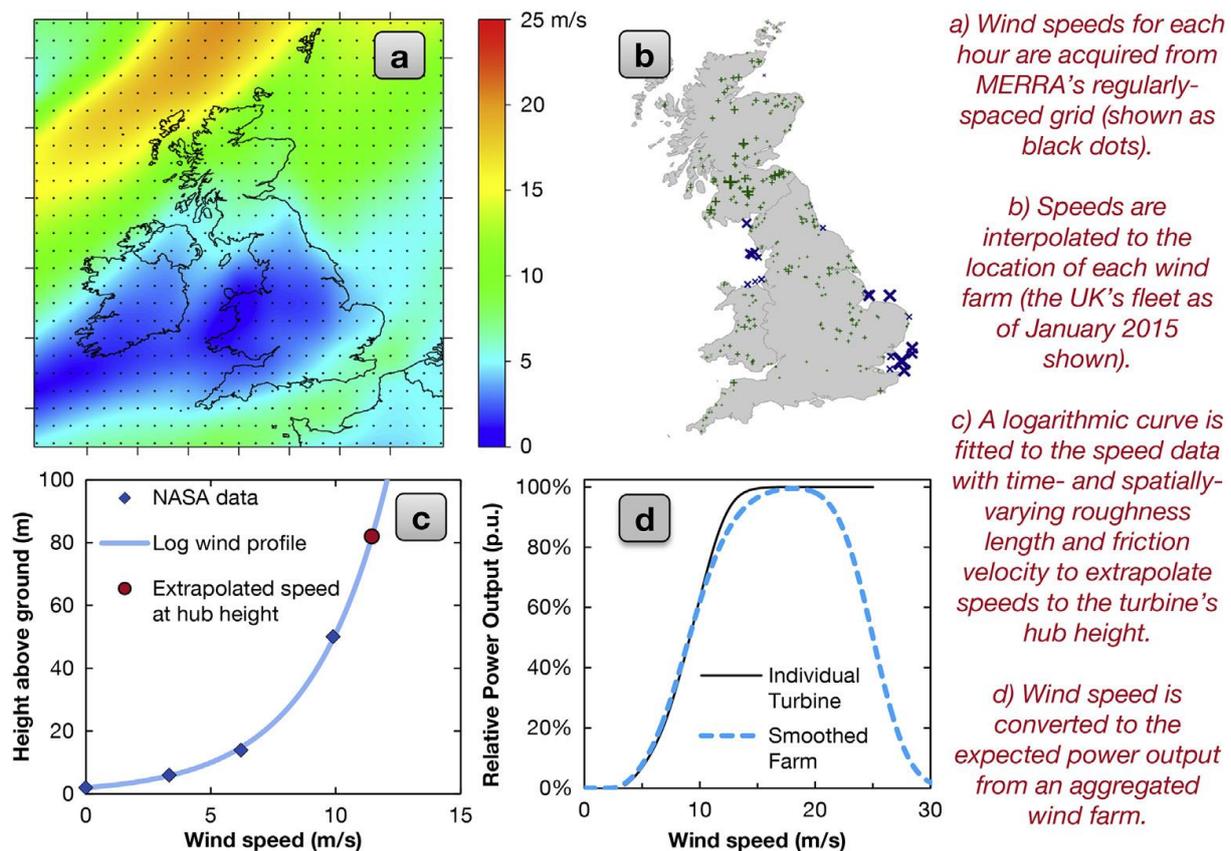


Abbildung 1: Ablauf des VWF-Modells (nach STAFFEL und PFENNIGER, 2016)

Um den Bias hinsichtlich der Windgeschwindigkeit korrigieren zu können, betrachteten die Autoren den abgeleiteten Energieoutput der Windparks statt der Windgeschwindigkeit, welche direkt aus den Reanalysedaten stammt, da bei der Modellierung von Energiesystemen der erzeugte Output eine wesentliche Größe darstellt. Die daraus folgenden Korrekturen wurden dann auf die zugrundeliegenden Windgeschwindigkeiten angewandt, da davon ausgegangen wurde, dass diese primär für entstehende Fehler verantwortlich sind und nicht der Prozess der Umwandlung in Energie. Dadurch wird auch vermieden unrealistische Ergebnisse zu erzeugen, wie beispielsweise simulierte Kapazitätsfaktoren von über 100 %.

Für die Validierung der Simulation waren zwei Formen der Genauigkeit relevant: die räumliche Genauigkeit (die Fähigkeit das Niveau des Energieoutputs an unterschiedlichen Standorten festzulegen) und die zeitliche Genauigkeit (Verlauf des Outputs in stündlicher oder noch genauerer Auflösung).

Der ideale Datensatz um beides simultan zu testen müsste Beobachtungen mit hoher zeitlicher Auflösung für jede individuelle Windkraftanlage in ganz Europa über einen Zeitraum von mehreren Jahren beinhalten. Da solch ein Datensatz nicht zur Verfügung steht, wurde die Validierung in zwei Phasen durchgeführt. Zunächst wurde die geografische Genauigkeit mithilfe von monatlichen und jährlichen Beobachtungen aus insgesamt 23 Ländern bestimmt, um daraufhin durch stündliche Daten aus ausgewählten Ländern die zeitliche Genauigkeit sicherzustellen.

Die verwendeten Daten zum jährlichen nationalen Energieoutput und der installierten Kapazität für den Zeitraum von 2005–2014 stammten von EuroStat, ENTSO-E, EurObserv'er und BP. Die unterschiedlichen Quellen zeigen für Länder mit gut etabliertem Windenergiesektor sehr ähnliche Ergebnisse, jedoch sind bei Ländern, in welchen der Ausbau noch nicht weit fortgeschritten ist, größere Differenzen erkennbar. Datensätze über den national aggregierten Windenergieoutput mit stündlicher oder höherer Auflösung wurden für acht ausgewählte Länder (DE, ES, GB, FR, IT, DEN, IR, SW) direkt von den Anlagenbetreibern übernommen.

Im Rahmen ihrer Studie simulierten die Autoren die stündlichen, auf ein nationales Level aggregierten Kapazitätsfaktoren von gegenwärtig vorhandenen und zukünftig geplanten Windkraftanlagen in Europa. Die Kapazitätsfaktoren selbst sind neben der Windgeschwindigkeit auch abhängig vom genutzten Turbinentyp, wodurch sich Unterschiede zwischen den Ländern diesbezüglich nicht nur durch die Windressource und den Standort ergeben, sondern auch durch Faktoren wie der lokalen Politik, den Marktumständen, vorhandenen Förderungen, etc.

Um die Windenergie in Europa langfristig zu bewerten und dies auch validieren zu können, wurden sämtliche Windkraftanlagen in Europa mit über einem MW installierter Leistung und bekannter geografischer Länge und Breite simuliert. Dies umfasste insgesamt 8736 Anlagen mit einer Kapazität von 110 GW. Für die Simulation wurden sowohl MERRA als auch MERRA-2-Windgeschwindigkeitsdaten verwendet. Weil die Ergebnisse sich zwischen den beiden Datensätzen kaum unterschieden, fokussierten sich die Autoren auf die Arbeit mit den MERRA-Daten, da die Nutzung dieser Reanalysedaten bereits relativ etabliert ist. Für die Simulation der Turbinen wurden Leistungskurven für die 100 meist genutzten Modelle gesammelt, welche einen Anteil von ca. 81 % der installierten Leistung ausmachten. Die restlichen Turbinen wurden, abhängig vom Alter des Turbinentyps und der Energiedichte (Peakoutput geteilt durch den Wirkungsbereich der Rotorblätter – W/m^2), dem ähnlichsten Modell zugewiesen (siehe STAFFEL und GREEN, 2014). Die Turmhöhe war für 62 % der Anlagen nicht bekannt und wurde mittels Regression der bekannten Höhen gegen den Logarithmus der Turbinenkapazität und dem Datum der Inbetriebnahme ermittelt. Dieses Datum war jedoch für ca. 16 % der Windkraftanlagen nicht bekannt, daher wurde es auf Basis anderer Anlagen im selben Land mit identer Turbinenkapazität hergeleitet.

Im Rahmen der Studie wurden auch zwei mögliche zukünftige Ausbaustufen der Windkraft in Europa behandelt, welche auf im Jahr 2015 bereits in Bau befindlichen oder bereits bewilligten Anlagen und denjenigen, welche zu diesem Zeitpunkt zumindest in Planung waren, basierten. Diese beiden Szenarien wurden im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht für die Simulation berücksichtigt.

Beim direkten Vergleich der durchschnittlichen, auf Basis von MERRA simulierten und unangepassten nationalen Kapazitätsfaktoren mit zwei weiteren Reanalyse-Studien (HUBER et al. (2014) und MCKENNA et al. (2015)) und historischen Statistiken zeigte sich, dass die Ergebnisse um 15 % reduziert werden mussten, um sie auf ein ähnliches Niveau wie die drei Quellen zu bringen. Ebenfalls zeigten die Reanalysedaten nur eine geringe räumliche Korrelation mit den historischen Daten, mit einem Bestimmtheitsmaß bzw. R^2 -Wert von nur 0,19 für MERRA und 0,15 für MERRA-2 im Vergleich zu 0,32 in HUBER et al. (2014) und 0,08 in MCKENNA et al. (2015). Der RMS (Root Mean Square)-Fehler lag zwischen 6,4 und 7,2 %. Die nationalen Kapazitätsfaktoren auf Basis der historischen Statistiken reichten von 18,4 bis 29 %, bei den drei Reanalysemodellen jedoch von 12,1–13,9 % (Minima) und 36,7–40,2 % (Maxima). Die Bias-Korrekturfaktoren für die europäischen Länder wurden mithilfe der ungewichteten Mittelwerte der vier historischen Datenquellen bestimmt. Abbildung 2 zeigt einen Vergleich der notwendigen MERRA und MERRA-2 Bias-Korrekturfaktoren, sodass der Output der Simulation von STAFFEL und PFENNINGER (2016) den durchschnittlichen historischen Kapazitätsfaktoren entsprach.

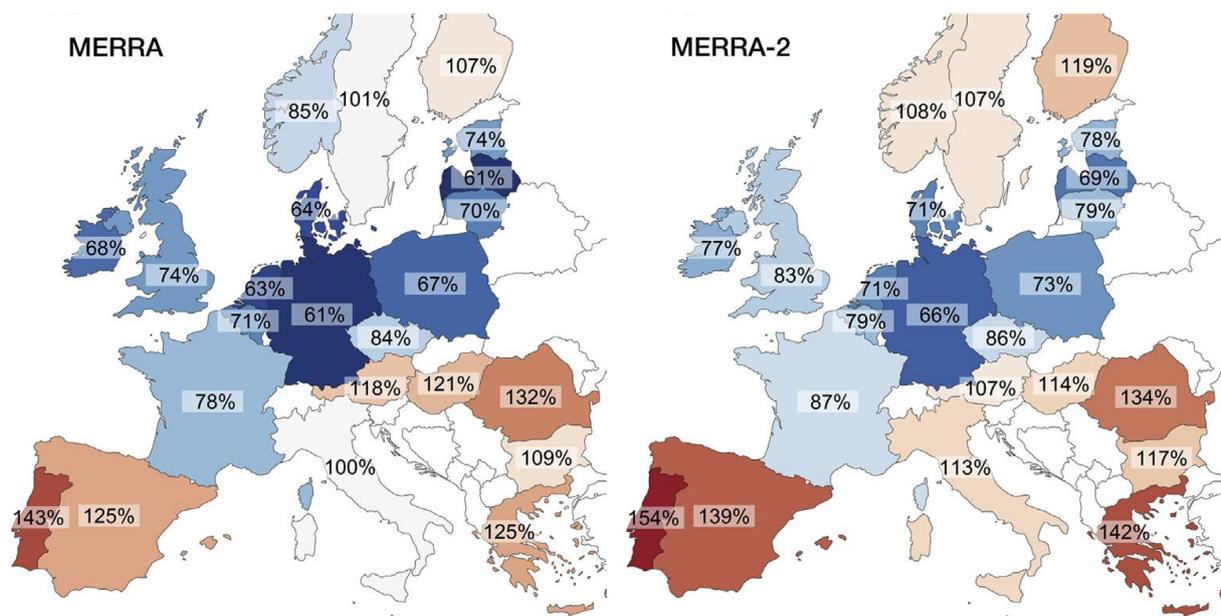


Abbildung 2: Bias-Korrekturfaktoren für MERRA und MERRA-2 für 23 europäische Länder (nach STAFFEL und PFENNINGER, 2016)

MERRA enthält zwar signifikante räumlichen Bias, jedoch wird die jährliche Variabilität jedes Landes recht zuverlässig reproduziert. Die Simulation ist zwar nicht fehlerfrei, aber sie schaffte es die allgemeinen Trends Europas Windkraft zu erfassen, beispielsweise die Spanne zwischen den einzelnen Ländern. So ist z. B. die negative Korrelation einiger Länder im Jahr 2010 gut erkennbar, die darauf zurückzuführen ist, dass es für Nordeuropa ein eher windschwaches Jahr war aber für Spanien ein eher vorteilhaftes.

Die Autoren zeigten, dass der Simulationsfehler, also ihre Abweichung von historischen jährlichen Kapazitätsfaktoren, vergleichbar ist mit der mit den historischen Daten verbundenen Unsicherheit. Der Fehler wurde dabei als die RMS-Abweichung der simulierten Kapazitätsfaktoren von dem Mittelwert der historischen Quellen festgelegt und die Unsicherheit dieser Quellen wurde mithilfe ihrer Standardabweichung ermittelt. Der ungewichtete durchschnittliche Fehler über alle Länder hinweg lag bei 1,37 % und die durchschnittliche Unsicherheit der Daten bei 1,35 %. Das bedeutet, dass die simulierten jährlichen Kapazitätsfaktoren im Durchschnitt um 1,37 % von der besten Einschätzung des wahren Wertes abweichen, während die Unsicherheit über diesen Wert selbst bei $\pm 1,35$ % liegt.

Um die Daten auf monatlicher Basis zu validieren, wurden für 13 Länder, für welche Daten über die installierte Kapazität gut verfügbar waren, MERRA- mit ENTSO-E-Daten verglichen. Der R^2 -Wert für die simulierten und tatsächlichen monatlichen Kapazitätsfaktoren lag bei durchschnittlich 0,91.

Basierend auf den ENTSO-E-Daten ergaben sich für Europa durchschnittliche Kapazitätsfaktoren von $30,3 \pm 5,2$ % für den Winter und $17 \pm 2,4$ % für den Sommer. An den Extremen dieser Schwankungsbreiten liegen Großbritannien mit 39,2 und 19,1 % und Deutschland mit 26 und 12,3 %. Das kalibrierte VWF-Modell konnte diese Werte innerhalb eines Bereichs von $\pm 0,7$ % reproduzieren. Durch die Ergebnisse wurde auch ersichtlich, dass die Kapazitätsfaktoren in warmen mediterranen Länder geringeren saisonalen Schwankungen unterliegen als in kälteren nördlichen Ländern.

Bei der Validierung mittels stündlicher Daten erwies sich die Simulation für Nordwesteuropa als äußerst effektiv, da Korrelationswerte von über 0,9 erreicht wurden. Das beste Ergebnis wurde für Deutschland erreicht, was möglicherweise auf die hohe Anzahl an Windkraftanlagen und ihre weiträumige geografische Verteilung zurückzuführen ist. Die Leistung des Modells war jedoch bei mediterranen Ländern weniger zufriedenstellend. Der Grund dafür war vermutlich eine unzureichende Verteilung der Kapazitäten. Die Anpassungen, um die systematischen Fehler der Simulation zu reduzieren, sind nicht in der Lage sowohl die saisonale als auch die stündliche Variabilität simultan zu erfassen, weil eine Anpassung der Berechnungen zugunsten eines der beiden Faktoren stets zulasten des Anderen gehen würde. Es war ebenfalls ersichtlich, dass MERRA die Änderungsrate der Windgeschwindigkeit systematisch zu unterschätzen scheint, da die simulierte Bandbreite der Kapazitätsfaktoren der Länder 0,16 % - 1,13 % kleiner war als die Reale. Dieser Fehler zeigt sich besonders bei kleineren Staaten, da diese aufgrund ihrer Größe von wechselhaften Wetterbedingungen stärker beeinflusst werden. Beim Vergleich des simulierten durchschnittlichen Tagesverlaufs der Kapazitätsfaktoren während der unterschiedlichen Jahreszeiten mit realen Daten zeigte sich, dass die Verlaufsmuster für Deutschland, Spanien, Schweden und Irland relativ gut reproduziert werden konnten. Der Einfluss der Erhitzung während den wärmeren Jahreszeiten wird jedoch für Frankreich etwas überschätzt, für Großbritannien etwas und für Dänemark und Italien sehr stark unterschätzt.

Nach der Validierung des kalibrierten VWF-Modells verwendeten die Autoren es, um den Output der europäischen Windkraftanlagen zum Stand von 2015 mithilfe von Wetterdaten aus der Periode 1995–2014 zu simulieren.

2.3 Datenbasis der Photovoltaiksimulation

Reanalysedaten wurden nicht häufig für die Modellierung von Solarenergiesystemen verwendet, was vermutlich einerseits darauf zurückzuführen ist, dass die kommerzielle Nutzung von Windenergie sich schneller entwickelt hat (100 GW installierte Kapazität wurden weltweit für Solaranlagen erst 2012 erreicht und für Windkraftanlagen bereits 2008 (IRENA, 2017)), andererseits gibt es durch Satellitendaten eine weitere frei zugängliche Quelle mit hoher geografischer Reichweite für Informationen zur Solarstrahlung.

PFENNINGER und STAFFEL (2016) ermittelten in dieser Studie, ähnlich zur derer des vorherigen Abschnitts, die mittleren Kapazitätsfaktoren für Photovoltaikanlagen in stündlicher Auflösung für dieselben europäischen Länder. Auch diese Daten wurden von ihnen frei zur Verfügung gestellt und für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen herangezogen. In diesem Abschnitt wird die Vorgangsweise der Autoren, die Gewinnung der Daten und ihre Validierung genauer beschrieben.

Für diese Studie nutzten die Autoren ebenfalls MERRA und MERRA-2-Daten als Reanalyseinput. Der satellitenbasierte CMF-SAF SARAHDatensatz wurde zum Vergleich auch herangezogen. SARAHD verfügt über einige Perioden ohne vorhandene Daten, daher interpolierten Pfenninger und Staffel diese bei fehlenden Zeitspannen von 6 Stunden oder weniger von ihren Nachbarwerten und für längere Zeiträume wurden die Werte mithilfe der Daten des vorhergehenden Jahres bestimmt, indem diese mithilfe der Mittelwerte der vorherigen und folgenden sieben Tage des fehlenden Zeitpunktes angepasst wurden.

Zur Modellierung des Outputs der PV-Anlagen wurde das „Global Solar Energy Estimator“(GSEE)-Modell verwendet. Dabei werden zunächst die Werte von den Gitterzellen zu den jeweiligen Koordinaten der Anlage linear interpoliert. Für MERRA wurde der Anteil der diffusen Solarstrahlung mittels des BRL-Modells (RIDLEY et al. (2010), LAURET et al. (2013)) bestimmt, da es verglichen mit ähnlichen Modellen die besten Ergebnisse zu liefern scheint (TORRES et al., 2010). SARAHD liefert sowohl die direkte als auch die diffuse Strahlung selbst. Im nächsten Schritt wurde die Strahlung auf den PV-Anlagen selbst berechnet. Das Modell ist in der Lage Nachführungssysteme mit einer Achse (angepasste Neigung mit horizontaler oder geneigter) oder zwei Achsen (Neigung und Azimuth) zu simulieren. Im Rahmen dieser Studie wurden jedoch nur fixierte Anlagen betrachtet. Abschließend wurde der Output der einzelnen Anlagen unter Verwendung des „relative PV performance“-Modells von HULD et al. (2010) berechnet. Dieses Modell bestimmt temperaturabhängige Solarpaneleeffizienzkurven. Die Temperatur der Paneele wurde mithilfe der Umgebungstemperatur und unter Berücksichtigung der Bestrahlung bestimmt.

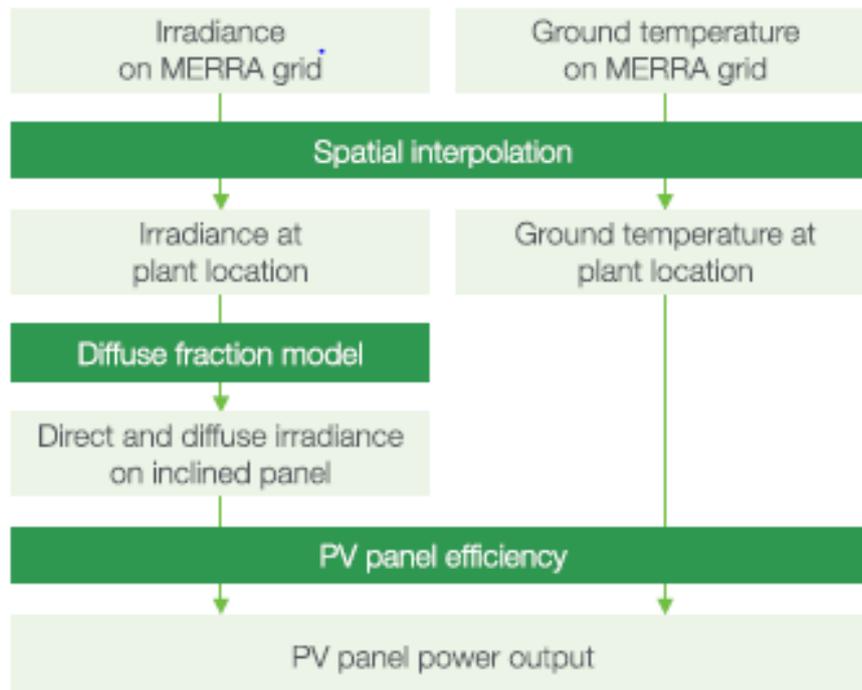


Abbildung 3: Ablauf des GSEE-Modells (nach PFENNINGER und STAFFEL, 2016)

Die Daten der „Photovoltaic Domestic Field Trials“ des DTI (Department of Trade and Industry) in Großbritannien (MUNZINGER et al., 2006) stellen ebenfalls Daten zur Umgebungs- und Paneltemperatur der einzelnen Anlagen bereit, wodurch es möglich war eine empirische Beziehung zwischen diesen beiden Faktoren abzuleiten. Dies führte zu einem Ergebnis von $0,025 \text{ } ^\circ\text{C W}^{-1} \text{ m}^2$. HULD et al. (2010) liefern Koeffizienten für freistehende und in Gebäude integrierte Solarmodule, wodurch es möglich war die RMS-Fehler für die verschiedenen Werte zu vergleichen. Dabei stellte sich heraus, dass die freistehenden Anlagen beim Vergleich mit real gemessenen Daten die besten Ergebnisse liefern. Da keine detaillierteren Informationen zum spezifischen Typ der einzelnen Anlagen vorliegen, wurde für die durchgeführten Simulationen der Koeffizient der freistehenden Anlagen aus HULD et al. (2010) als Standardwert genutzt. Verluste durch die Komponenten der PV-Anlagen werden vor allem vom Wechselrichter verursacht und wurden ebenfalls mittels eines festgelegten Wertes berücksichtigt. Zusätzlich zu den Temperaturen enthalten die DTI-Daten auch Angaben zum DC und AC-Output, wodurch es möglich war die Effizienz der Wechselrichter einzuschätzen. Die durchschnittliche Effizienz lag unter Berücksichtigung sämtlicher Anlagen bei 0,9, mit einer Standardabweichung von 0,04, was einem Verlust von 10 % entspricht. Dieser Wert wurde für sämtliche im Rahmen der Studie durchgeführten Simulationen angenommen. Hierbei sollte jedoch erwähnt werden, dass es sich dabei um relativ konservative Annahme handelte, da die im DTI-Datensatz berücksichtigten Anlagen alle etwa 15 Jahre alt waren und neuere Modelle bessere Ergebnisse liefern könnten.

Um den PV-Output verschiedener europäischer Länder einschätzen zu können, simulierten Pfenninger und Staffel eine PV-Anlage in jeder MERRA-Gitterzelle und teilten die Zellen den jeweiligen Ländern zu.

Dieselben Punkte wurden auch für die Simulationen mit den SARAH-Daten verwendet. Insgesamt wurden zwei Simulationsdurchläufe für jeweils MERRA, MERRA-2 und SARAH durchgeführt: zuerst mit optimaler Ausrichtung der Anlagen (mit nach Süden gerichtetem Azimuth und Breitengradabhängigem Neigungswinkel) in jeder Zelle und daraufhin mit zufällig bestimmten Winkeln. Die zufällige Ausrichtung basierte auf einer Normalverteilung, welche die bei realen Installationen vorgefundene Variabilität repräsentiert. Hierbei hatte die Verteilung beim Azimuthwinkel einen Mittelwert von 180° und eine Standardabweichung von 40° , die Neigungswinkel einen Mittelwert von 25° und eine Standardabweichung von 15° .

Für die Erstellung von Zeitreihen des stündlichen Outputs individueller PV-Anlagen wurden insgesamt drei Quellen (DTI, PVLog.de, PVoutput.org) herangezogen. Die Auswahl dieser Quellen erfolgte aufgrund ihres Umfangs (mindestens 200 Anlagen mit über einem Jahr an Daten), der Auflösung (mindestens stündlich) und ihrer Verfügbarkeit. Daraus ergab sich zwar ein umfangreicher Datensatz mit über 1000 Standorten, jedoch ist er geografisch beschränkt, da es beispielsweise nur wenige Daten zu Frankreich und Spanien gab. MUNZINGER et al. (2006) geben einen Fehler von 2 % für die Outputangaben in den DTI-Daten an. Für die anderen beiden Quellen gingen die Autoren davon aus, dass die Datenlogger dem Standard 61724:1998 für PV-Systemdaten der International Electrotechnical Commission (IEC) entsprechen, welcher besagt, dass die Logger nur einen Fehler von etwa 2 % aufweisen sollten (IEC, 1998). Die Produktionskapazitäten der installierten PV-Anlagen wurden mithilfe der Daten von EurObserv'ER, IRENA, ENTSO-E, Eurostat und BP hergeleitet. Stündliche Energiebedarfsdaten für sämtliche Länder stammten von ENTSO-E.

Beim Vergleich der Simulation individueller PV-Anlagen mithilfe von MERRA oder SARAH zeigte sich, dass es einen signifikanten Unterschied bei der Erfassung der durchschnittlichen Kapazitätsfaktoren gibt. MERRA und MERRA-2 neigten generell dazu den Output der PV-Module zu überschätzen, während SARAH den Output (unter Berücksichtigung des dem Wechselrichter zugeschriebenen Verlustes von 10 %) eher unterschätzt hat. Dieses Ergebnis war jedoch nicht überraschend, da die satellitenbasierten SARAH-Daten Wetterereignisse, welche für das Strahlungsniveau relevant sind, besser erfassen als MERRA, welches über eine geringere räumliche Auflösung verfügt, Wolken ungenauer modelliert und die atmosphärische Durchlässigkeit überschätzt, weil beispielsweise die Wirkung von Aerosolen auch bei klarem Himmel nur unzureichend berücksichtigt wird (WILD et al. (2006), YI et al. (2011)). Es wurde jedoch auch ersichtlich, dass auf dem national aggregierten Level SARAH keine genaueren Ergebnisse als MERRA liefert, wenn an den Daten keine Anpassungen vorgenommen werden. MERRA-2 zeigt zwar eine unterschiedliche Spanne an Fehlern als MERRA, lieferte gesamtheitlich aber keine genaueren Ergebnisse. Welcher der beiden Datensätze für die Modellierung von PV-Systemen in Europa verwendet wird spielt also keine gewichtige Rolle.

Bei der unkalibrierten Simulation des durchschnittlichen jährlichen PV-Kapazitätsfaktors für ganz Europa von 1985–2014 zeigte sich, dass SARAH, aufgrund des hohen Ausmaßes an fehlenden Daten, insbesondere vor 1995, langfristig konsistente Zeitreihen nicht auf demselben Niveau wie MERRA bereitstellen kann.

So ist SARAH bei stündlicher Betrachtung zwar genauer, MERRA aber dennoch für langfristige Analysen besser geeignet. Dabei wurde auch ersichtlich, dass, ähnlich wie bei der Simulation von individuellen PV-Anlagen, MERRA dazu neigt höhere Kapazitätsfaktoren zu bestimmen als SARAH. Um die Ergebnisse zu verbessern, wandten die Autoren europaweit einen Korrekturfaktor an. Dieser multiplikative Faktor wurde ausgewählt, sodass landesspezifische Simulationen um denjenigen absoluten Prozentsatz angepasst wurden, um welchen die vorherigen anlagenspezifischen Simulationen von den realen Werten im Durchschnitt abwichen. Zusätzlich zur Betrachtung der Genauigkeit hinsichtlich der langfristigen Trends, untersuchten die Autoren ebenfalls wie genau ihre Simulation die stündlichen Zeitreihen für den national aggregierten PV-Output für Tschechien, Italien, Frankreich, Deutschland und Großbritannien, welche von den Übertragungsnetzbetreibern stammen, reproduzieren können. Dabei ergab sich, dass die Korrekturen die Fehler sowohl für die optimalen als auch die zufallsbasierten Simulationen reduzieren und die Letztgenannten auch genauere Ergebnisse liefern. Dies ist darauf zurückzuführen, dass installierte PV-Anlagen nicht immer optimal ausgerichtet sind und somit zufällig generierte Orientierungen bei Simulationen in der Regel zu besseren Ergebnissen führen sollten. Bei der Simulation von national aggregierten Anlagen ergeben sich jedoch einige Probleme. So können zwar präzise Daten zur Produktion einzelner Standorte erlangt werden, jedoch gibt es keine Daten zum realen nationalen Output, da die Anlagen zu weit verteilt sind, um zentral erfasst zu werden. Ebenso ist unbekannt exakt welche Art von PV-Modulen an den verschiedenen Standorten installiert sind. Relevant ist auch, dass die Angaben der Netzbetreiber nicht zwangsweise genauer sein müssen als die Simulationen. So wurde beispielsweise in Großbritannien der Output mittels Wetterdaten einiger ausgewählter Standorte bestimmt (UNIVERSITY OF SHEFFIELD, 2016). Diese Daten stellen zwar die beste Einschätzung des nationalen PV-Outputs dar, können aber dennoch unpräzise sein. Beim Vergleich der simulierten Ergebnisse mit den Daten der Netzbetreiber wurde ersichtlich, dass selbst eine simple lineare Korrektur ausreichen kann, um die Übereinstimmung von simulierten und gemessenen Daten zu erhöhen und es möglich ist den systemimmanenten Fehler einer Simulation zu reduzieren, indem über eine größere geografische Reichweite aggregiert wird.

2.4 Verwendete Software

Für die Entwicklung und Optimierung des Simulationsmodells wurde RStudio verwendet. Dabei handelt es sich um eine kostenlose IDE (Integrated Development Environment) für die Open-Source-Programmiersprache R. Nachfolgend werden die für die Arbeit verwendeten R-Softwarepakete genannt, welche im Basispaket nicht enthalten sind:

Das Paket „tidyverse“ ist eine Zusammenstellung von Paketen, welche reibungslos miteinander funktionieren, da sie gemeinsame Datendarstellungen und „API“-Designs verwenden und für die Datenanalyse vorgesehen sind.

Besonders relevant für die Arbeit sind dabei die Pakete „ggplot2“ (welches für die Erstellung verschiedener Grafiken wie beispielsweise Boxplots, Zeitreihen oder Histogrammen dient), „dplyr“ (dieses Paket beinhaltet verschiedene Möglichkeiten für die Bearbeitung von Datensätzen) und „purrr“ (diese Erweiterung dient zur Unterstützung für die Programmierung von Funktionen).

Das Paket „lubridate“ enthält verschiedene Funktionen, um die Arbeit mit Zeitangaben und Daten zu erleichtern. So ermöglicht es zum Beispiel die Extraktion definierter Zeiträume oder die Anpassung von Variablen in bestimmten Zeiträumen. In diesem Fall wurde das Softwarepaket für verschiedene Berechnungen und die Ermittlung der mittleren monatlichen Outputs der Simulation herangezogen.

Das „mice“-Paket implementiert eine Methode, um mit fehlenden Daten umzugehen. Dabei werden mehrfache Imputationen (Ersatzwerte) für multivariate fehlende Daten erzeugt, um darauf basierend den Datensatz vervollständigen zu können. Die Methode basiert auf „Fully Conditional Specification“, wo jede unvollständige Variable einem separaten Modell zugerechnet wird, jede Unvollständige wird also in Abhängigkeit aller anderen vorhandenen Variablen vervollständigt. Dieses Paket wurde verwendet, um den Datensatz, welcher die Netzlast der betrachteten Länder enthält, zu vervollständigen, da dieser vor allem im Zeitraum von 2006–2009 Lücken aufweist.

Das Paket „ggpubr“ wurde verwendet, um an den mittels „ggplot2“ erzeugten Grafiken Anpassungen vornehmen zu können und mehrere Darstellungen in einer Abbildung zu vereinen.

2.5 Das Simulationsmodell

Im folgenden Abschnitt wird die Erstellung und Funktionsweise des Simulationsmodells in RStudio erläutert. Als Input für das Modell dienen die bereits beschriebenen Simulationsergebnisse von Staffell und Pfenninger, welche die Kapazitätsfaktoren für die EU-28, Norwegen und die Schweiz für jeweils Wind- und Photovoltaikanlagen von 1985–2014 in stündlicher Auflösung enthalten. Eine weitere notwendige Größe ist die Netzlast. Um diese in das Modell zu integrieren, werden die Daten des „Open-Power-System-Data“-Projektes (<https://open-power-system-data.org/>) verwendet. Diese enthalten die Netzlast in MW für alle im Modell berücksichtigten Länder in stündlicher Auflösung von 2006–2016, wobei der Datensatz nicht vollständig ist und auch Lücken enthält. Als Quelle für diese Daten diene ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Um die Lücken in diesem Datensatz zu schließen, wurden mithilfe des „mice“-Pakets in R Ersatzwerte berechnet. Die Angaben der Inputdaten liegen alle in UTC-Zeit vor.

Ziel des Modells ist es den Output der Anlagen bei festgelegter installierter Kapazität über den Zeitraum von 2006–2014 zu simulieren. Dieses Zeitfenster wurde gewählt, da sich die vorhandenen Daten der beiden ausgewählten Inputs in diesem Bereich überschneiden.

Um dies zu bewerkstelligen, war es jedoch notwendig für jedes Land festzulegen wie viel Kapazität potenziell genutzt werden kann. Um hier einen Grenzwert bestimmen zu können, wurde die jeweilige Landesfläche hinzugezogen und anhand der Ergebnisse für den gesamten Flächenverbrauch von Windkraftanlagen von DENHOLM et al. (2009) und von Photovoltaikanlagen von ONG et al. (2013) bestimmt wie viele Anlagen genutzt werden können. Dabei ergab sich für Windkraft ein Richtwert von 3 MW pro km² und für Photovoltaik von 27,8 MW pro km². Der große Unterschied im Flächenverbrauch der beiden Anlagentypen ergibt sich dadurch, dass als Referenz nicht nur der direkte Flächenverbrauch durch die Anlagen selbst sowie der notwendigen Straßen und Infrastruktur herangezogen wurde, sondern die gesamte notwendige Fläche für Wind- und Solarparks in den USA. Für die Ermittlung ihres Referenzwertes nutzten die Autoren beider Studien unter anderem Angaben der Betreiber von Windkraft- und Photovoltaikprojekten sowie verfügbare Informationen öffentlicher Behörden über die gesamte den Projekten zugeschriebene Fläche. Das Ausmaß dieser Fläche ist bei Windparks abhängig vom Terrain, der Größe der verwendeten Turbinen, der aktuellen Landnutzung und den vorgeschriebenen Mindestabständen zu anderer Infrastruktur wie z. B. Siedlungen (DENHOLM et al., 2009). Windkraftanlagen benötigen jedoch auch Mindestabstände zueinander, um die Entstehung von Turbulenzen und die Reduktion der Windgeschwindigkeit, aufgrund der durch die Anlagen entnommenen Energie, einzuschränken. Dies wird als „Wake“-Effekt bezeichnet (GONZÁLEZ-LONGATT et al., 2012). Da für Photovoltaikanlagen keine derartig strengen Vorgaben hinsichtlich der räumlichen Verteilung vorhanden sind, ergibt sich hier nur ein relativ geringer Unterschied zwischen dem direkten und gesamten Flächenverbrauch (bezogen auf die Projektfläche), wodurch die theoretisch installierbare Leistung pro km² so viel höher ausfällt (ONG et al., 2013). Im Modell wird ein bestimmter Prozentsatz der Landesfläche bestimmt, welcher jeweils für Wind- und Solarkraft zur Verfügung steht und für sämtliche im Modell berücksichtigte Länder gilt, wodurch basierend auf den Richtwerten für den Flächenverbrauch für jedes Land die maximal nutzbare Kapazität berechnet wird. Für diese Simulation wurde der maximale Flächenverbrauch pro Land auf 43 % der Landesfläche begrenzt, welcher wiederum auf 38,8 % für Windkraft und 4,2 % für Solarkraft aufgeteilt ist. Dieser Wert ist äußerst unrealistisch, ist jedoch notwendig, um im Simulationsmodell auch Extremereignisse mit äußerst schlechten Produktionsbedingungen berücksichtigen zu können, da ohne ausreichender Kapazität der Bedarf zu diesen Zeitpunkten nicht gedeckt werden kann.

Um die Simulation nach den vier unterschiedlichen Optimierungsstrategien durchführen zu können, wurden die 30 Staaten auf ihre Eignung für den jeweiligen Ansatz überprüft. Dabei wurden die Kapazitätsfaktoren für Wind- und Solarkraft für jedes Land summiert, um die Gesamteffizienz festzustellen, da im Simulationsmodell ein Anteil von jeweils 50 % der installierten Leistung der jeweiligen Energieform zugerechnet wird.

Die angewandten Methoden für die Überprüfung lauten wie folgt:

1. Den Output maximieren: Es wurde für sämtliche Länder der durchschnittliche Kapazitätsfaktor über den betrachteten Zeitraum von neun Jahren ermittelt.
2. Langfristige Schwankungen minimieren: Hier wurde die Standardabweichung der Kapazitätsfaktoren für alle Länder über den betrachteten Zeitraum berechnet.
3. Geringe Outputs vermeiden: Hier wurde ein bestimmtes Effizienzniveau festgelegt, welches möglichst selten unterschritten werden sollte. Als Richtwert diente der geringste der 30 durchschnittlichen Kapazitätsfaktoren. Es wurde für sämtliche Länder ermittelt wie oft dieser im Zeitraum der Simulation unterschritten wurde.
4. Minimale Korrelation erreichen: Hierfür wurden die Korrelationskoeffizienten der Kapazitätsfaktoren der betrachteten Länder berechnet, um mithilfe einer Korrelationsmatrix festzustellen welche Standorte eine geringe Korrelation aufweisen. Abbildung 4 stellt die Ergebnisse der Korrelationsmatrix grafisch dar.

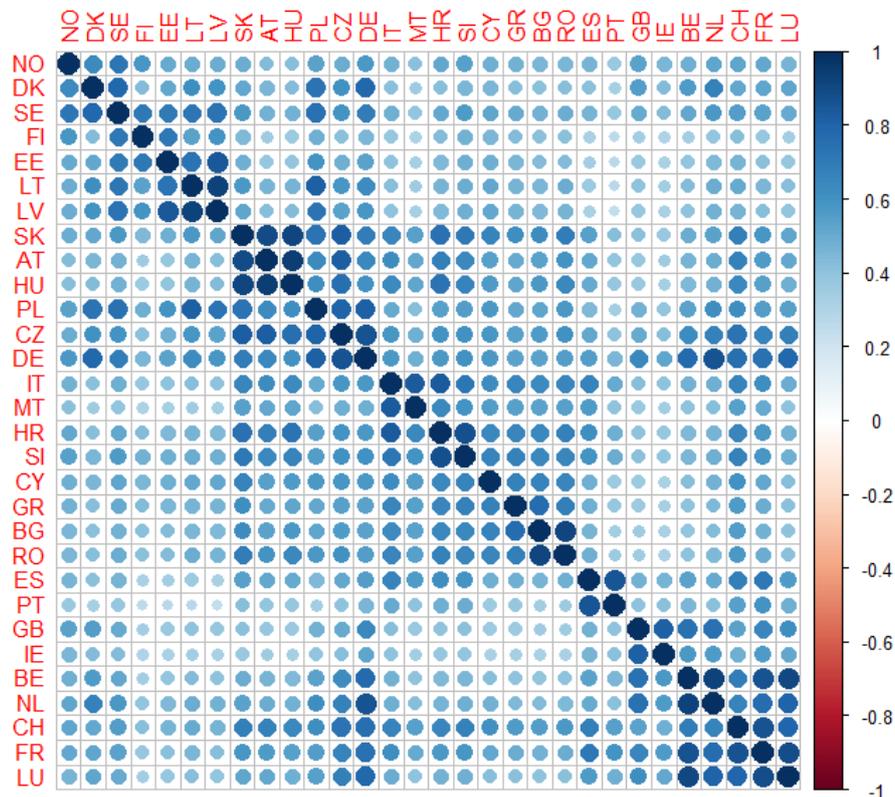


Abbildung 4: Korrelationskoeffizienten der kombinierten Kapazitätsfaktoren (eigene Darstellung)

Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Berechnungen wurde für jedes Szenario eine Liste erstellt, auf welcher die Länder vom Optimalsten zum Suboptimalsten gereiht wurden. Daraufhin wurde für jedes Szenario mithilfe der kombinierten Kapazitätsfaktoren für jede Stunde über den Zeitraum von 2006–2014 berechnet wie viel Megawatt Kapazität notwendig wären, um die Netzlast zu decken.

Dabei wurde mithilfe der berechneten potenziell installierbaren Kapazität eines Landes und des Kapazitätsfaktors, beginnend beim optimalsten Land, ermittelt wie viele MW Energie dort produziert werden können. Falls die dort produzierte Energie nicht ausreichte, um die Netzlast zu decken, wurde das nächstbeste Land auf der Liste ebenfalls herangezogen. Beim letztgewählten Land aus der Liste wurde dabei nur so viel Kapazität zugerechnet wie notwendig war, um genug Energie für den Restbedarf zu produzieren. Dieser Vorgang wurde fortgesetzt bis die notwendige Produktion für den Energiebedarf jeder Stunde des betrachteten Zeitraumes von 2006–2014 bestimmt war, was insgesamt 78.888 Zeitpunkten entspricht.

Das Ergebnis dieses Prozesses war ein Datensatz, welcher für jede Stunde die zur Energieproduktion herangezogenen Länder und die jeweils in ihnen produzierte Energie enthielt. Die Ergebnisse der produzierten Energie wurden daraufhin für jedes Land mittels der Kapazitätsfaktoren auf die dort genutzte Anlagenleistung umgerechnet. Dadurch war es möglich für jeden Zeitpunkt das für die Deckung des Energiebedarfs notwendige Kapazitätsniveau festzustellen.

Das Maximum dieser Niveaus entspricht dabei demjenigen Wert, welcher notwendig wäre, um im jeweiligen Szenario die Deckung der Netzlast über den gesamten Zeitraum nur mittels Wind- und Solarkraft zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, ohne die Berücksichtigung von Speichern und Backupanlagen. Anschließend wurden für jedes Szenario die Kapazitätsniveaus ermittelt, welche ausreichend sind, um die vollständige Deckung des Energiebedarfs jeweils während 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des gesamten betrachteten Zeitrahmens sicherzustellen. Für jede diese vier Ausbaustufen wurde dann simuliert, wie viel Output sie über den neunjährigen Betrachtungszeitraum erzeugen würden, wenn sie als fixes Kapazitätsniveau angenommen werden, um zu vergleichen was für Unterschiede im Output sich dabei ergeben.

Schließlich wurde für jedes der vier Szenarien die Ausbaustufe, welche für eine Deckung von 50 % der Zeit ausreicht, herangezogen, um Energieproduktion mit höheren Anteilen an Wind- und Solarkraft zu simulieren. Hierfür wurde das Niveau der installierten Kapazität zwar beibehalten, aber der Anteil von Wind- und Solarenergie jeweils einmal von 50 % auf 75 % erhöht, um daraufhin den über den gesamten Zeitraum erzielten Output dieser drei Konstellationen vergleichen zu können. Darauffolgend wurde der durchschnittliche Output für jeden Monat im Jahr für die drei Setups bestimmt, um ihren mittleren Jahresverlauf ebenso betrachten zu können.

Abschließend wurde auch ein nicht optimiertes Szenario erstellt, um dieses mit den vier Optimierten vergleichen zu können. Um dies zu bewerkstelligen, wurden Angaben zur installierten Leistung zum Stand von Ende 2014 für Windkraft (EWEA, 2015) und für Photovoltaik (IEA (2015), EurObserv'ER (2015)) für sämtliche im Modell berücksichtigte Länder als Input verwendet, um darauf basierend den theoretischen Output dieser Anlagen von 2006–2014 zu simulieren.

Anschließend wurde jeweils die Summe für die installierten Wind- und Solarkraftanlagen zum Stand von Ende 2014 gebildet und als Referenzwert für die installierte Leistung für die vier Optimierungsansätze verwendet. Dabei wurde die Produktion mittels der beiden Energieformen nicht mehr kombiniert optimiert, sondern getrennt, da das Verhältnis der installierten Kapazität dem realen zum Stand von 2014 entsprach und nicht dem gleichmäßigen der vorhergehenden Berechnungen. Für die optimierten Methoden wurden jeweils zwei Simulationen durchgeführt: zunächst mit hoher geografischer Streuung der Anlagen und dann mit geringerer Streuung. Um eine hohe Verteilung zu erreichen, wurde die insgesamt in den 30 Ländern potenziell nutzbare Kapazität als das 1,25-fache der Kapazität im nicht optimierten Szenario angenommen, sodass dennoch ein Großteil der Staaten notwendig ist, um sämtliche Anlagen zu verteilen, aber gleichzeitig ein kleiner Puffer vorhanden ist, damit nicht sämtliche Länder in jedem Szenario herangezogen werden, was zu einem identischen Output in allen vier Simulationen führen würde. Um eine geringere Streuung zu erreichen wurde die potenziell nutzbare Kapazität im gesamten Gebiet als das fünffache der Kapazität im nicht optimierten Szenario angenommen, wodurch pro Land mehr Anlagen genutzt werden können. Die pro Land maximal nutzbare Leistung wurde dabei wieder mithilfe der Landesflächen bestimmt, sodass die Summe dieser Zahlen immer den obengenannten Werten entsprach. Anschließend wurden die Simulationen mit hoher und mit geringer geografischer Streuung jeweils mit dem nicht optimierten Szenario verglichen, um zu erkennen wie sich die unterschiedlichen Methoden auf den Output auswirken.

Um die Ergebnisse der Simulationen grafisch darzustellen, wurden die resultierenden Graphen geglättet. Hierzu wurde das „ggplot2“-Paket verwendet. Die dabei durchgeführte Glättung basiert auf den „loess“- (aus dem Basis-R-Paket) und „gam“- (aus dem Paket „mgcv“) Funktionen. Durch die „loess“-Funktion wird eine polynomische „Fläche“ angepasst, die durch einen oder mehrere numerische Prädiktoren unter Verwendung lokaler Anpassung bestimmt wird. Bei der „gam“-Funktion erfolgt die Anpassung durch die Nutzung von generalisierten additiven Modellen. Genauere Informationen zu den beiden Methoden finden sich unter <https://www.rdocumentation.org/packages/stats/versions/3.4.1/topics/loess> für „loess“ bzw. <https://www.rdocumentation.org/packages/mgcv/versions/1.8-20/topics/gam> für „gam“. Die „loess“-Funktion wurde für die Darstellung der durchschnittlichen monatlichen Outputs über den Verlauf des Jahres verwendet. Die „gam“-Funktion wurde für die Darstellung der Zeitreihen genutzt, welche sich über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2006–2014 erstrecken, da es sich hierbei um sehr umfangreiche Datensätze hält und „loess“ für solche schlechter geeignet ist.

3. Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen präsentiert. Dabei werden zunächst die verwendeten Inputdaten kurz dargestellt und dann die Resultate der vier optimierten Szenarien erläutert, um darauffolgend direkt miteinander vergleichen zu werden und mögliche Unterschiede zu erkennen. Schließlich werden die Optimierungsansätze mit einem nicht optimierten Szenario verglichen, wodurch positive und negative Effekte der Methoden dargestellt werden sollen.

3.1 Überblick über die Inputdaten

Abbildung 5 zeigt die Boxplots der verwendeten Datensätze, welche die stündlichen Kapazitätsfaktoren für jeweils Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie die Netzlast enthalten. Um die Vergleichsmöglichkeit zu gewährleisten, wurden sämtliche Werte durch das jeweilige Maximum des Datensatzes dividiert, wodurch es möglich ist ihre verhältnismäßige Spannweite gegenüberzustellen. An der Grafik ist erkennbar, dass die Netzlast weitaus geringere Schwankungen aufweist als die Energieerzeugung durch die erneuerbaren Energieträger. So sinkt die Last maximal bis auf einen Wert von etwa 40 % des Maximums, während die Erzeugung der Windkraft auf bis zu ca. 10 % des Maximums absinken kann. Dabei ist am Median zu erkennen, dass etwa die Hälfte der Zeit Kapazitätsfaktoren von unter 35 % des Maximums auftreten. Am Boxplot der PV-Kapazitätsfaktoren ist bereits ein großes Problem der Solarkraft ersichtlich. So liegt der Median bei beinahe 0, was bedeutet, dass fast die Hälfte der Zeit keinerlei Produktion stattfindet, da keine ausreichende Solarstrahlung vorhanden ist und wenn Energieproduktion stattfindet, so ist diese ebenso wie bei Windkraft enormen Schwankungen ausgesetzt. Die Abbildung verdeutlicht weshalb es eine große Herausforderung ist, große Teile des Energiebedarfs mithilfe der eher instabilen erneuerbaren Energieträger zu decken.

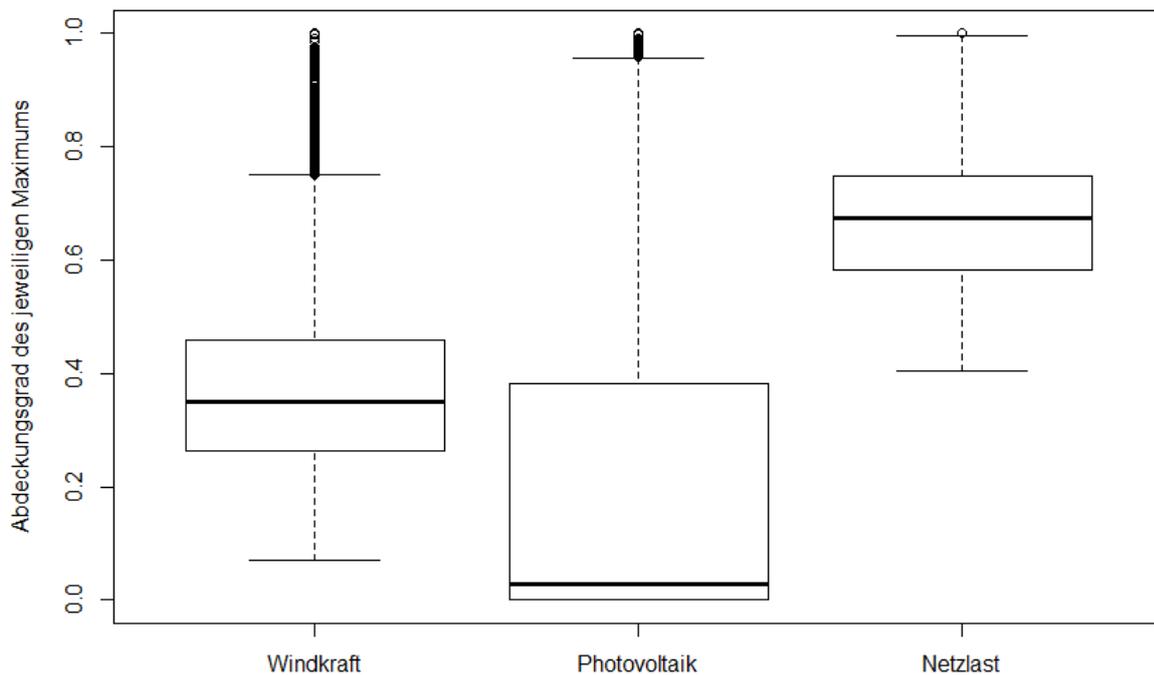


Abbildung 5: Boxplots der normalisierten Kapazitätsfaktoren für Windkraft und Photovoltaik sowie der Netzlast (eigene Darstellung)

Abbildung 6 zeigt den geglätteten Verlauf der normalisierten Kapazitätsfaktoren und der Netzlast von 2006–2014. Hierbei weist die Netzlast vor allem von 2006–2009 größere Schwankungen auf. Dies ist vermutlich auf die zu dieser Zeit auftretende hohe Variabilität der wirtschaftlichen Leistung zurückzuführen, welche durch die damalige Wirtschaftskrise ausgelöst wurde. Die Berechnung der Ersatzwerte für die Lücken im Datensatz führte auch zu einer leichten relativen Zunahme der Schwankungen. Ab 2010 bleibt die Last im Durchschnitt auf relativ ähnlichem Niveau. Die Windkraft-Kapazitätsfaktoren weisen nur relativ geringe Schwankungen über den ganzen Zeitraum auf, während die der Photovoltaikanlagen gemittelt fast konstant bleiben. Nur im Jahr 2014 ist sowohl für Windkraft als auch für Solarkraft ein starker Rückgang der Produktionsmenge zu erkennen. Hierbei sollte jedoch berücksichtigt werden, dass es sich nur um geglättete Verläufe hält. Der Rückgang im Jahr 2014 ist auf den natürlichen Jahresverlauf der Energiegewinnung aus Wind- und Solarkraft zurückzuführen. Bei Solarkraft kommt es von Sommer bis Winter zu einer starken Abnahme des Outputs, bei Windkraft nimmt der Output von Sommer bis Winter zu, im Jahr 2014 war es jedoch so, dass diese Zunahme erst sehr spät im Jahr einsetzte. Aufgrund dieser Umstände zeigt der geglättete Graph für dieses Jahr einen negativen Trend, da die Zunahme des Outputs im Folgejahr fehlt und somit bei der Glättung die Abnahme im Jahresverlauf nicht ausgleichen konnte. Die starken Schwankungen in der Produktion werden aus dieser Grafik zwar nicht ersichtlich, sind aber dennoch stets vorhanden.

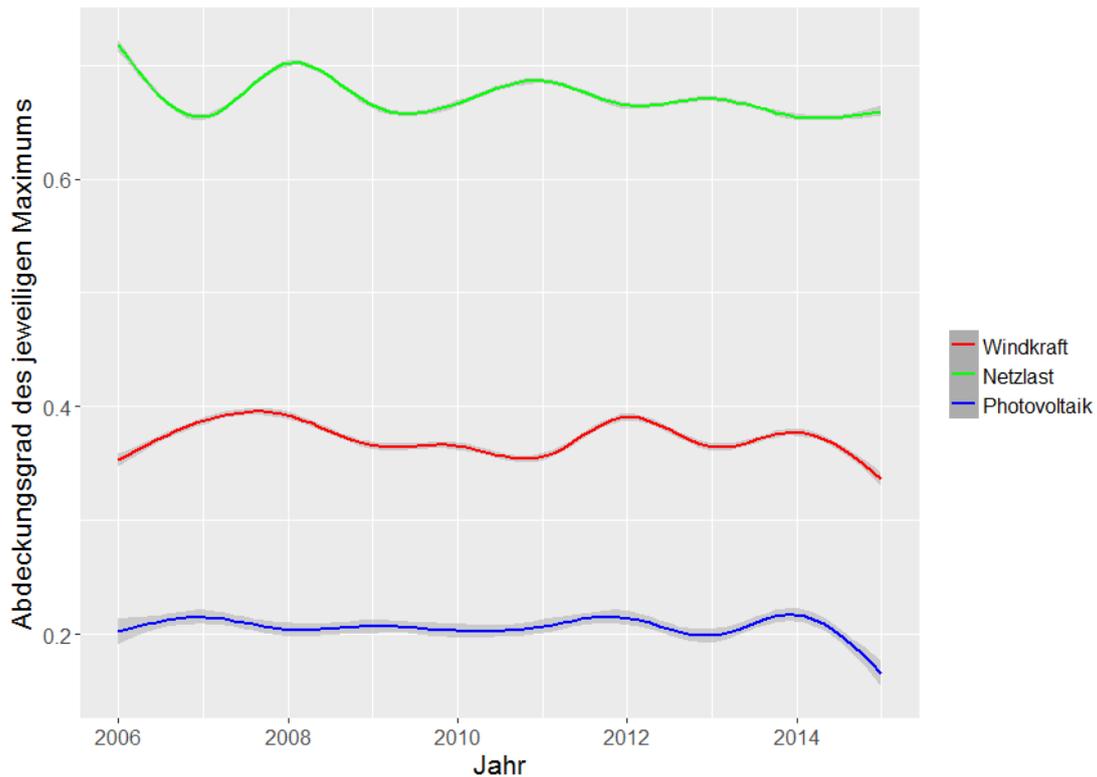


Abbildung 6: Geglätteter Verlauf der normalisierten stündlichen Kapazitätsfaktoren für Windkraft und Photovoltaik sowie der stündlichen Netzlast über den Zeitraum von 2006–2014 bei gleichmäßiger Gewichtung sämtlicher Länder, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 7 zeigt den stündlichen Verlauf der Netzlast und des produzierten Outputs in der Woche vom 24.5.2010 bis zum 31.5.2010 des Szenarios der maximierten Produktivität mit einer vollständigen Abdeckung der Last während 50 % des neunjährigen betrachteten Zeitraums. Im nächsten Abschnitt wird ersichtlich, dass in diesem Szenario im Durchschnitt langfristig stets ein Überschuss an Energie produziert wird. Wie aber bereits angesprochen bedeutet dies nicht, dass das zu jedem Zeitpunkt der Fall ist. Vielmehr ist es so, dass, wie die Beschreibung des Szenarios sagt, es zu etwa der Hälfte der Zeit zu Energiemängeln kommt. In diesem Fall treten solche Mängel stets nachts auf. Die Produktion tagsüber ist jedoch so hoch, dass sie die Mängel im Schnitt so stark ausgleichen kann, dass es bei einer starken Glättung der Graphen so wirkt als würde stets ein Überschuss bestehen.

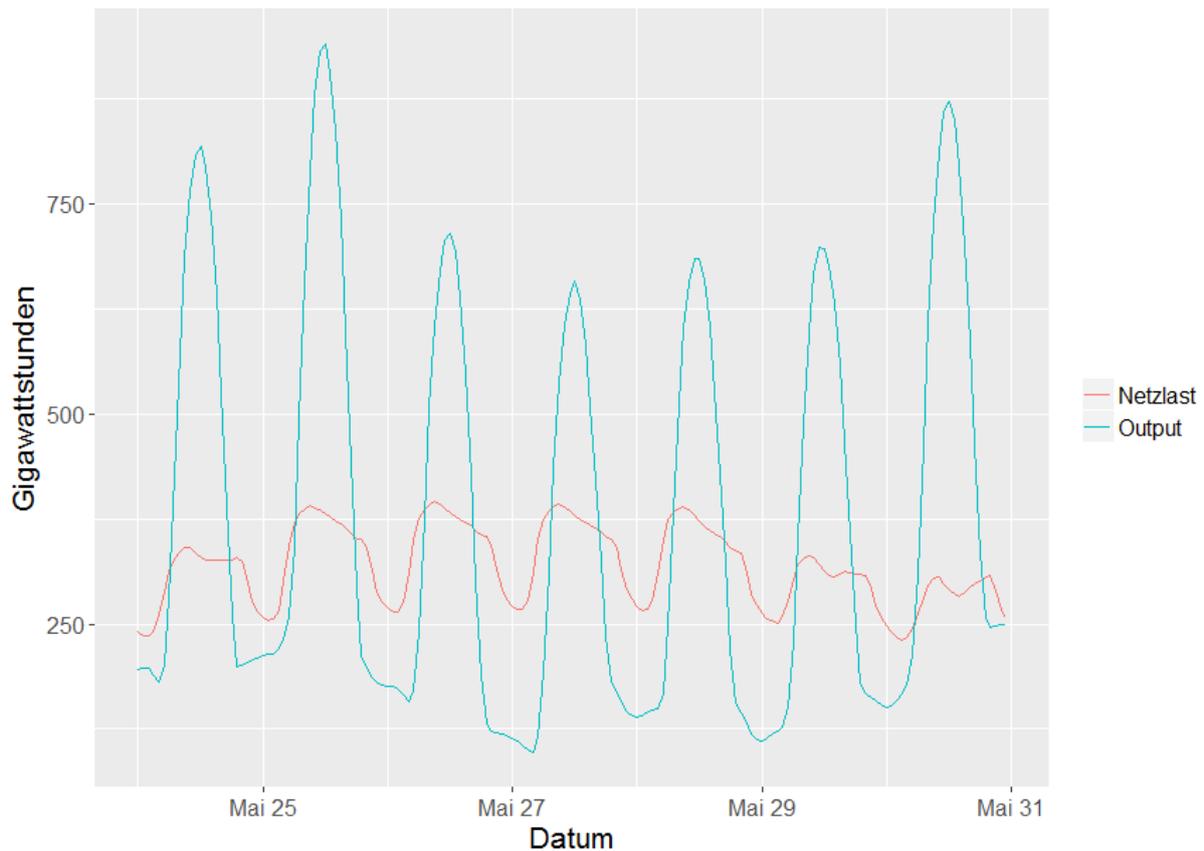


Abbildung 7: Stündlicher Verlauf der Netzlast und des produzierten Outputs in GWh im Szenario der maximierten Produktivität, mit einer vollständigen Netzlastabdeckung während 50 % des gesamten Zeitraumes von 2006–2014, in der Woche vom 24.5.2010–31.5.2010 (eigene Darstellung)

3.2 Szenarien des maximierten Outputs

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Simulationen mit dem Ziel der Maximierung der Energieproduktion durch die vorrangige Nutzung von Standorten mit hohen Kapazitätsfaktoren erläutert.

3.2.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei maximiertem Output

Abbildung 8 zeigt die Spanne des Outputs der vier Kapazitätsstufen, welche ausreichend sind, um die Netzlast von 2006–2014 während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des Zeitraumes vollständig zu decken, wenn die genutzten Anlagenkapazitäten zu je 50 % aus Wind- und Photovoltaikanlagen bestehen. An der Grafik ist ersichtlich, dass es einen enormen Sprung in der resultierenden Produktion gibt, wenn die Abdeckung des Zeitrahmens von 75 % auf 100 % erhöht wird, da in diesem Fall auch Extremereignisse mit sehr schlechten Produktionsbedingungen berücksichtigt werden.

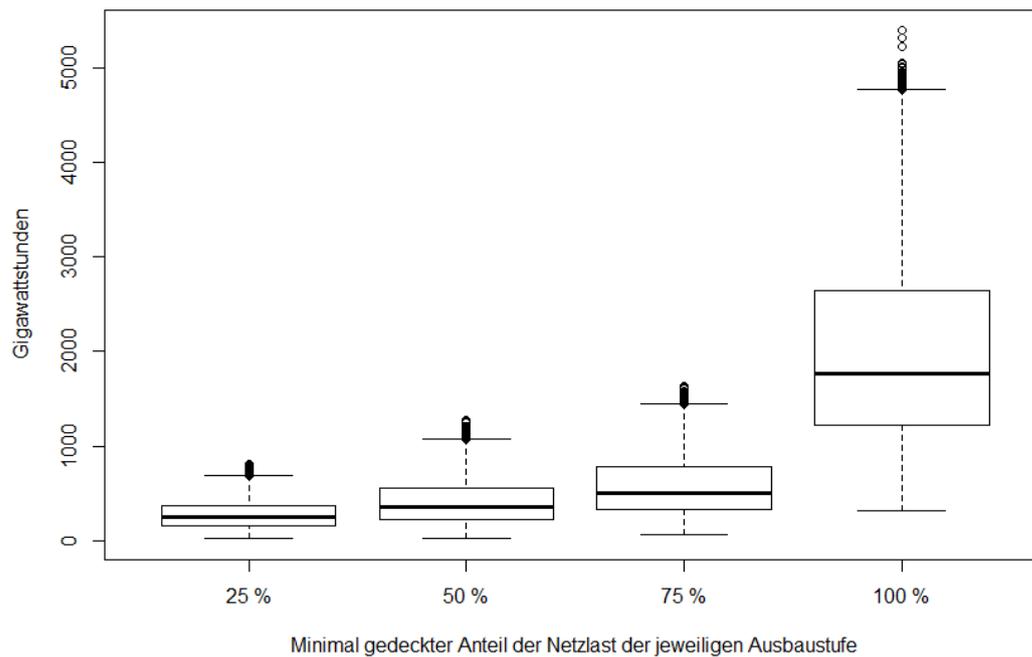


Abbildung 8: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei maximiertem Output vollständig decken kann (eigene Darstellung)

Tabelle 1 fasst einige ausgewählte Parameter der simulierten Energieproduktion der vier Ausbaustufen zusammen. Daraus ist ersichtlich, dass bei der Steigerung der Abdeckung von 25 % auf 50 % eine Erhöhung der installierten Kapazität um ca. 49 % und bei der Steigerung von 50 % auf 75 % von etwa 44 % notwendig ist. Um die Netzlast über den gesamten betrachteten Zeitraum jederzeit abdecken zu können, sind insgesamt 10.638,26 GW an installierter Leistung nötig, was ca. dem vierfachen der Kapazität bei 75 % Abdeckung entspricht. Laut IRENA (2017) waren 2016 europaweit Wind- und Solarkraftanlagen mit einer kombinierten Leistung von ca. 260 GW in Betrieb, was nur einem Vierzigstel dieses Wertes entspricht. Es ist jedoch auch ersichtlich, dass bereits bei einer vollständigen Abdeckung des Bedarfs während 25 % des Zeitraums 69 % der Gesamlast nur mittels Wind- und Solarkraft gedeckt werden kann, ohne dabei die Möglichkeit der Speicherung zu berücksichtigen. Überschüsse machen hierbei auch nur 9 % der Gesamtproduktion aus. Bei einer Steigerung des abgedeckten Zeitraumes nimmt vor allem der Anteil an Überschussenergie an der Gesamtproduktion zu. So sind bei einer Abdeckung von 75 % bereits 41 % des Outputs überschüssig, bei einer Abdeckung von 100 % sogar 82,18 %. An den Ergebnissen ist auch die enorme Schwankungsbreite des Outputs erneuerbarer Energien zu erkennen. So liegt das Verhältnis von Minimum und Maximum bei 50 % Abdeckung bei 1:51, wird jedoch bei höherer geografischer Streuung der Anlagen reduziert, was am 100 %-Szenario erkennbar ist.

Dort liegt dieses Verhältnis bei 1:17, was darauf zurückzuführen ist, dass die Produktion dort aufgrund der Flächenbeschränkung auf insgesamt 26 Länder aufgeteilt ist, bei 50 % Abdeckung jedoch nur auf vier. Bei 25 % sind es ebenfalls vier und bei 75 % insgesamt acht Staaten. Die verhältnismäßig ähnlichen Werte der 25 %, 50 % und 75 %-Berechnungen sind auch darauf zurückzuführen, dass ein großer Teil der Leistung in allen drei Fällen in Spanien platziert wird. Genauere Informationen zu den genutzten Staaten in jedem Szenario folgen in Abschnitt 3.6.

Tabelle 1: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei maximiertem Output vollständig decken kann

Stat. Parameter	Vollständig gedeckter Anteil des Zeitraumes der jeweiligen Ausbaustufe			
	25 %	50 %	75 %	100 %
Installierte Kapazität	1266,35	1891,84	2727,24	10638,26
Minimum	18,17	25,09	68,64	317,6
Unteres Quartil	155,03	220,04	331,56	1220,4
Median	246,05	354,99	507,13	1766,2
Oberes Quartil	369,8	560,1	779,61	2638,6
Maximum	809,72	1277,4	1635,59	5387,2
Mittelwert	269,14	399,15	568,59	1990
Standardabweichung	138,63	215,38	285,56	956,28
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	69 %	83,25 %	94,6 %	100 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	9 %	26 %	41 %	82,18 %

Abbildung 9 zeigt den geglätteten Verlauf des stündlichen Outputs der Kapazität, die die Netzlast jeweils während 25 %, 50 % und 75 % des Zeitrahmens von 2006–2014 decken kann, sowie die Netzlast über den im Modell betrachteten Zeitraum. Dabei ist zu erkennen, dass die langfristige Produktion der 50 %-Abdeckung dem geglätteten Bedarf am nächsten kommt. Die mittlere Netzlast liegt im Modell bei ca. 354 GWh, der Mittelwert der 50 %-Abdeckung bei 399,15 GWh, der durchschnittliche Überschuss über den neunjährigen Zeitraum liegt bei dieser Betrachtung also bei ca. 45 GWh. Bei ausreichend verfügbaren Speicherkapazitäten wäre diese Ausbaustufe also bereits ausreichend, um eine Versorgung allein durch Wind- und Solarenergie sicherzustellen. Dass der Bedarf trotz langfristigem Überschuss nur zu ca. der Hälfte der Zeit (bei stündlicher Betrachtung) erfüllt werden kann, ist auf die relativ hohen Schwankungen der Produktion zurückzuführen, da die Standardabweichung bei 215,38 GWh liegt. Der Verlauf der dargestellten Outputs ist sehr ähnlich, da wie bereits erwähnt die geografische Verteilung der Anlagen zu einem großen Teil ident und ein Großteil davon in Spanien platziert ist.

Die erkennbaren Unterschiede gehen primär auf das unterschiedliche absolute Outputniveau zurück. Der Verlauf selbst weist bis zum Jahr 2014 keine rapiden Schwankungen auf und ist relativ konstant, nimmt im letzten Jahr jedoch aus den bereits bei Abbildung 6 genannten Gründen stark ab (siehe Abschnitt 3.1).

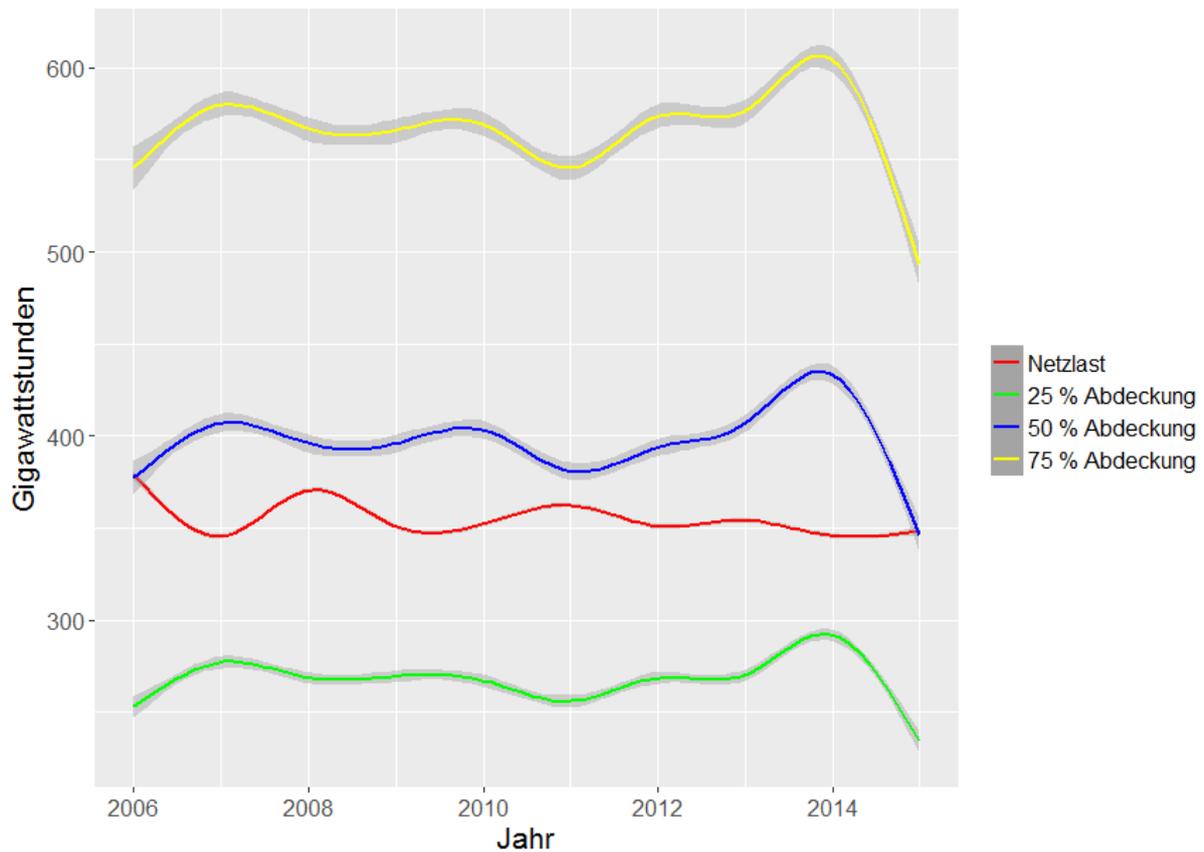


Abbildung 9: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei maximiertem Output vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.2.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei maximiertem Output

Für die Berechnung der folgenden Ergebnisse wurde das Kapazitätsniveau der 50-prozentigen Abdeckung des Zeitfensters (1891,84 GW) herangezogen, weil dessen Output dem tatsächlichen Bedarf am nächsten ist. Dabei wurde untersucht wie sich unterschiedliche Anteile an Wind- und Solarkraftanlagen bei maximierten Kapazitätsfaktoren auf die Produktion auswirken. Abbildung 10 stellt die Spanne der Outputs im Zeitraum von 2006–2014 dar, wenn die Anlagen zu einem Verhältnis von 50 : 50 , 75 : 25 und 25 : 75 mittels Wind- und Solarkraft betrieben werden. In der Grafik ist zu erkennen, dass die höchsten Outputs durch einen hohen Anteil an Windenergie erreicht werden.

Gleichzeitig sorgt dies jedoch auch für eine Vielzahl an Ausreißern, während bei einem hohen Anteil an Solarenergie keine vorhanden sind. Dies ist auf den hohen Interquartilsabstand im dritten Boxplot zurückzuführen, während derjenige des höchsten Windanteils den geringsten aufweist. Viele Solaranlagen sorgen bei der Bevorzugung von Standorten mit hohen Kapazitätsfaktoren also dafür, dass die Werte oberhalb des Medians sehr stark streuen, während sie bei der Fokussierung von Windenergie zu einem großen Teil gleichmäßig um den Median verteilt sind. Es ist ebenso ersichtlich, dass ein hoher Anteil an Photovoltaikanlagen dafür sorgt, dass ein großer Teil der Outputergebnisse auf einem eher niedrigen Niveau liegt, was an der Position des Medians und seiner hohen Differenz zum Maximum erkannt werden kann.

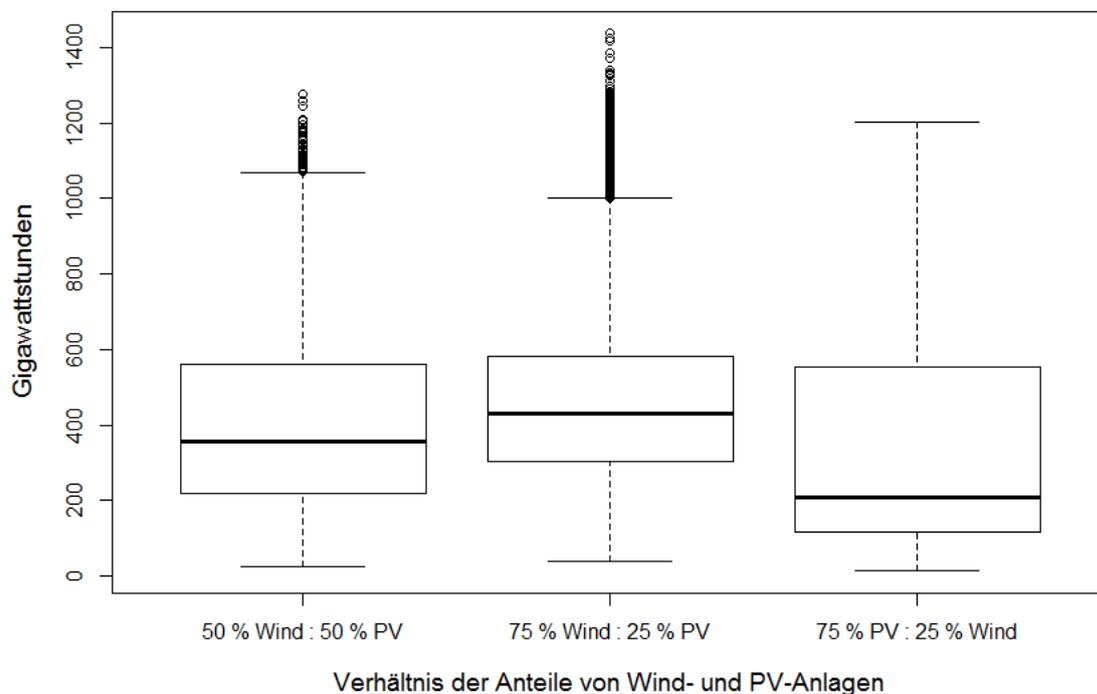


Abbildung 10: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output (eigene Darstellung)

Abbildung 11 stellt den langfristigen Output der drei Anlagenkombinationen der Netzlast gegenüber. Sie zeigt, dass sowohl ein Verhältnis von 50 : 50 als auch von 75 % Wind : 25 % PV einen sehr ähnlichen Verlauf aufweist und sich primär durch das absolute Outputniveau unterscheidet. Die Energieproduktion mit hohem solaren Anteil weist bis zum Jahr 2013 einen relativ konstanten Verlauf auf und ist von den drei Fällen jener, der den geringsten Unterschied zur Netzlast aufweist. Ein höherer Anteil an Windenergie scheint hier zu größeren langfristigen Schwankungen zu führen als ein hoher PV-Anteil. Tabelle 2 enthält verschiedene statistische Parameter der drei Kombinationen und zeigt, dass der Mittelwert des 75 %-PV-Szenarios bei 340,61 GWh liegt, also nur ca. 14 GWh geringer als der des Bedarfs.

75 % Windanteil führen zu einem durchschnittlichen Output von 457,7 GWh, was den Bedarf weit übersteigt und somit nicht zielführend erscheint. Die primäre Energieproduktion mittels Windkraft führt jedoch auch zur niedrigsten Standardabweichung der drei Kombinationen, trotz des hohen Outputs. Dies ist auf die hohe Streuung zurückzuführen, welche bei hohem PV-Anteil auftritt. So liegt der Median bei 75 % PV und 25 % Windkraft bei 209,04 GWh, das Maximum aber bei 1203,56 GWh, was bedeutet, dass während 50 % des betrachteten Zeitraums der Output bei unter 209,04 GWh und die restliche Zeit zwischen 209,04 und 1203,56 GWh liegt. Das hat die hohe Standardabweichung von 283,72 GWh zur Folge, welche um ca. 40 % höher ist als diejenige des 75 %-Windanteil-Szenarios, trotz identer installierter Leistung. Die Ergebnisse zeigen auch, dass ein hoher Windanteil zur größten Abdeckung der Gesamtlast führt, während diese bei einem hohen PV-Anteil um 26 % geringer ausfällt. Den geringsten Anteil an Überschuss an der Produktion erreicht man in diesem Szenario jedoch durch einen ausgewogenen Mix. Interessant ist hierbei, dass 75 %-PV-Anteil trotz der geringsten Abdeckung der Gesamtlast zum höchsten verhältnismäßigen Überschuss führt.

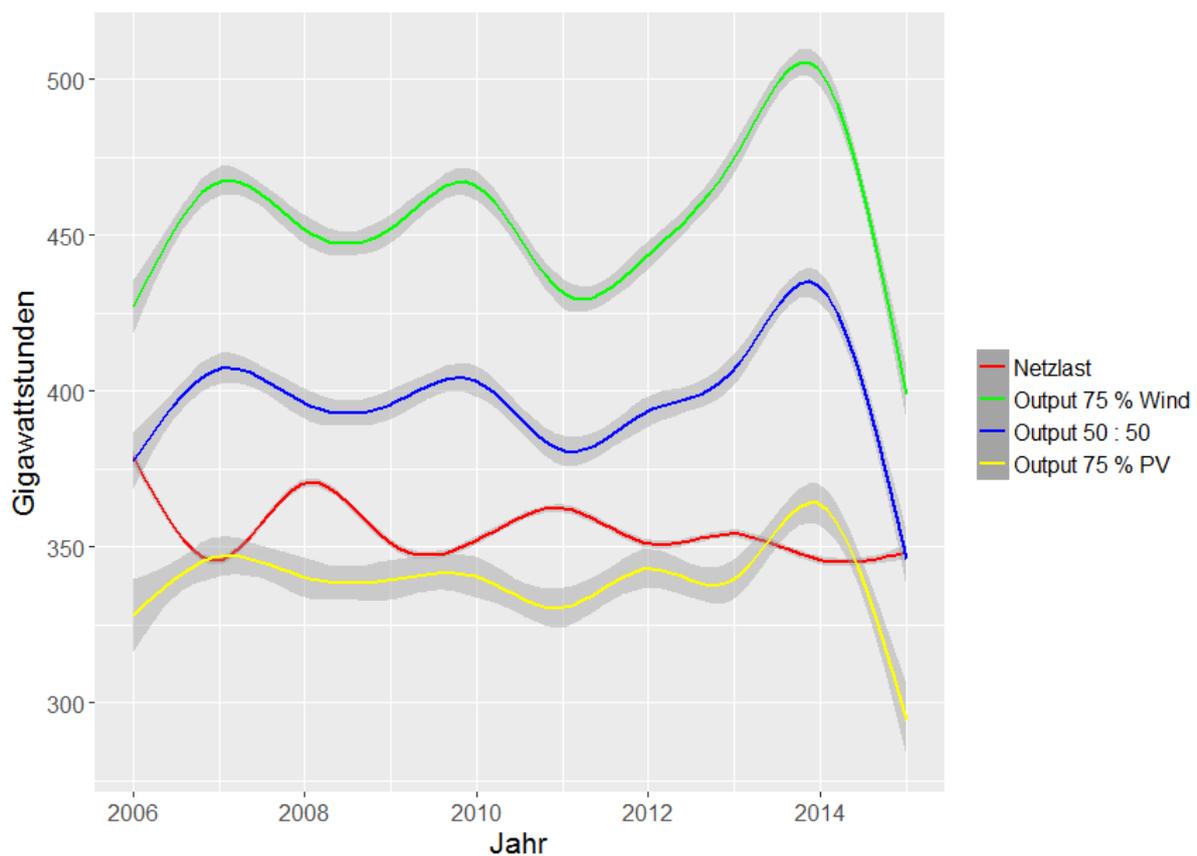


Abbildung 11: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Tabelle 2: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output

Stat. Parameter	Verhältnis der genutzten Anlagentypen		
	50 % Wind : 50 % PV	75 % Wind : 25 % PV	25 % Wind : 75 % PV
Minimum	25,09	37,62	12,56
Unteres Quartil	220,04	303,28	115,65
Median	354,99	430,45	209,04
Oberes Quartil	560,1	582,41	553,32
Maximum	1277,4	1437,49	1203,56
Mittelwert	399,15	457,7	340,61
Standardabweichung	215,38	204,37	283,72
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	83,25 %	91,34 %	65,39 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	26 %	29,23 %	32 %

Abbildung 12 zeigt den Jahresverlauf der simulierten Outputs der drei betrachteten Anlagenkombinationen über den gesamten Zeitraum von 2006–2014. Hierbei wird ersichtlich, dass ein hoher Windanteil zu einer größeren Unsicherheit zu führen scheint, da die Konfidenzintervalle (mit einem Konfidenzniveau von 95 %) in diesem Fall an Breite gewinnen. Die Grafik zeigt den gegensätzlichen Verlauf der Energieproduktion mittels Wind- und Solarkraft. So erreicht das Windszenario seinen höchsten Output von ca. 550 GWh in den Wintermonaten, während das PV-Szenario seinen höchsten Wert von ca. 400 GWh im Sommer aufweist. Ebenso ersichtlich wird der große Unterschied im absoluten Output. So weist das 75 %-Wind-Szenario bis auf die Sommermonate signifikant höhere Outputlevel als das 75 %-PV-Szenario auf. Bei einem gleichmäßigen Verhältnis der beiden Energiequellen tritt ein starker ausgleichender Effekt ein, welcher dazu führt, dass die Produktion über den Verlauf des Jahres relativ konstant bleibt und ca. zwischen 370 und 430 GWh schwankt. Der Output liegt bei 75 % Windenergie bei ca. 370–550 GWh und bei 75 % Solarenergie bei ca. 270–400 GWh. Somit sorgt ein hoher Fokus auf Windkraftanlagen auch für die stärksten Schwankungen über das Jahr. Es ist ebenfalls erkennbar, dass die beiden 75 %-Szenarien in der zweiten Jahreshälfte einen lineareren Verlauf aufweisen als in der ersten.

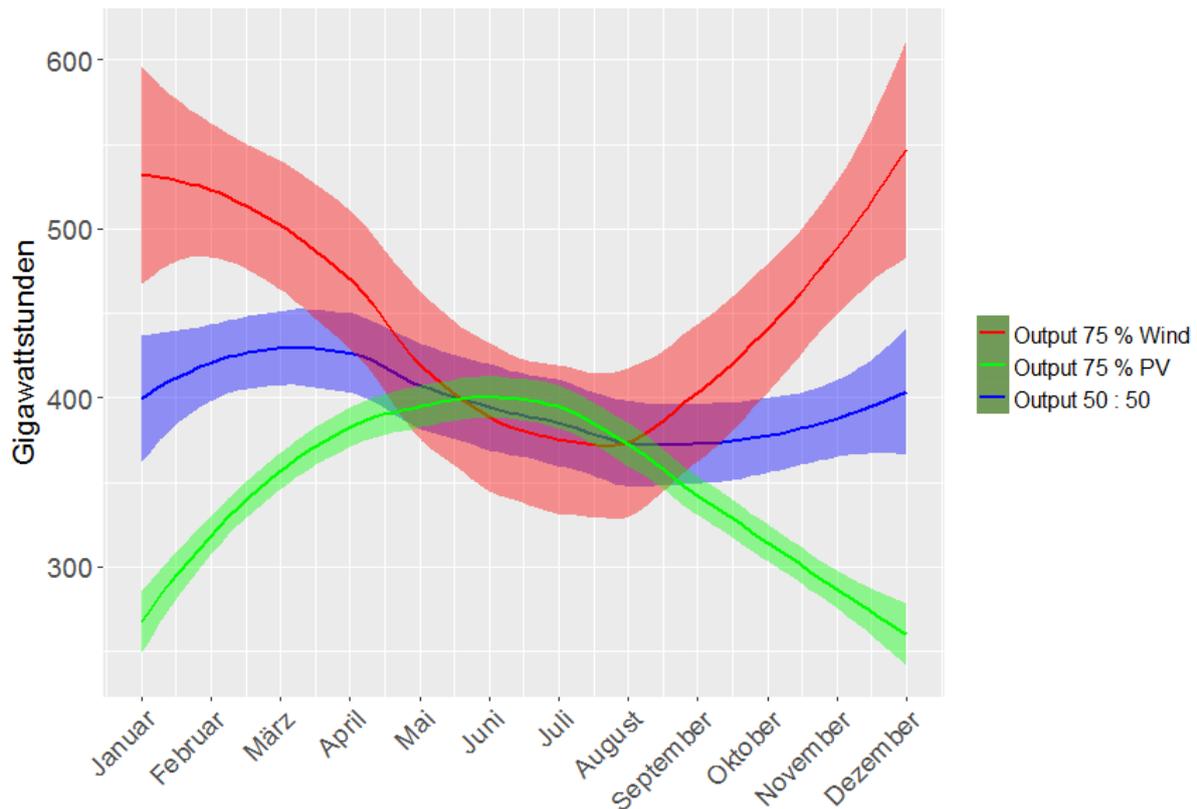


Abbildung 12: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 13 zeigt den saisonalen Verlauf der resultierenden Residuallasten der drei Anlagenkombinationen. Die Residuallast ist die Differenz der Netzlast und der durch die erneuerbaren Energieträger eingespeisten Energie. Das bedeutet, dass positive Residuallasten einen Energiemangel darstellen, während negative Lasten die Produktion von überschüssiger Energie repräsentieren und Werte von 0 einer exakten Deckung des Bedarfs entsprechen. An der Grafik ist ein im Prinzip gespiegelter Verlauf von Abbildung 12 zu erkennen. So zeigt ein Anteil von 75 %-Windkraft das ganze Jahr über negative Residuallasten. Es wird hierbei also langfristig stets Überschussenergie produziert, was auf die hohen Outputs zurückzuführen ist. Ein hoher PV-Anteil führt hier zu den höchsten Residuallasten und resultiert in den Herbst- und Wintermonaten in Energiemängeln. Ein ausgewogener Mix führt hier langfristig ebenfalls stets zu Überschüssen. Diese sind jedoch weniger stark ausgeprägt als bei hohem Windanteil. Die höchsten Schwankungen der Residuallast über den Verlauf des Jahres weist hier das Szenario mit dem höchsten PV-Anteil auf. Diese schwankt zwischen 140 GWh im Winter und ca. -70 GWh im Sommer. Bei einem ausgewogenen Verhältnis schwankt die Residuallast zwischen 10 und -70 GWh und bei 75 % Windkraft zwischen 0 und 150 GWh. Ein gleichmäßiger Mix führt hier also zum stabilsten Verlauf.

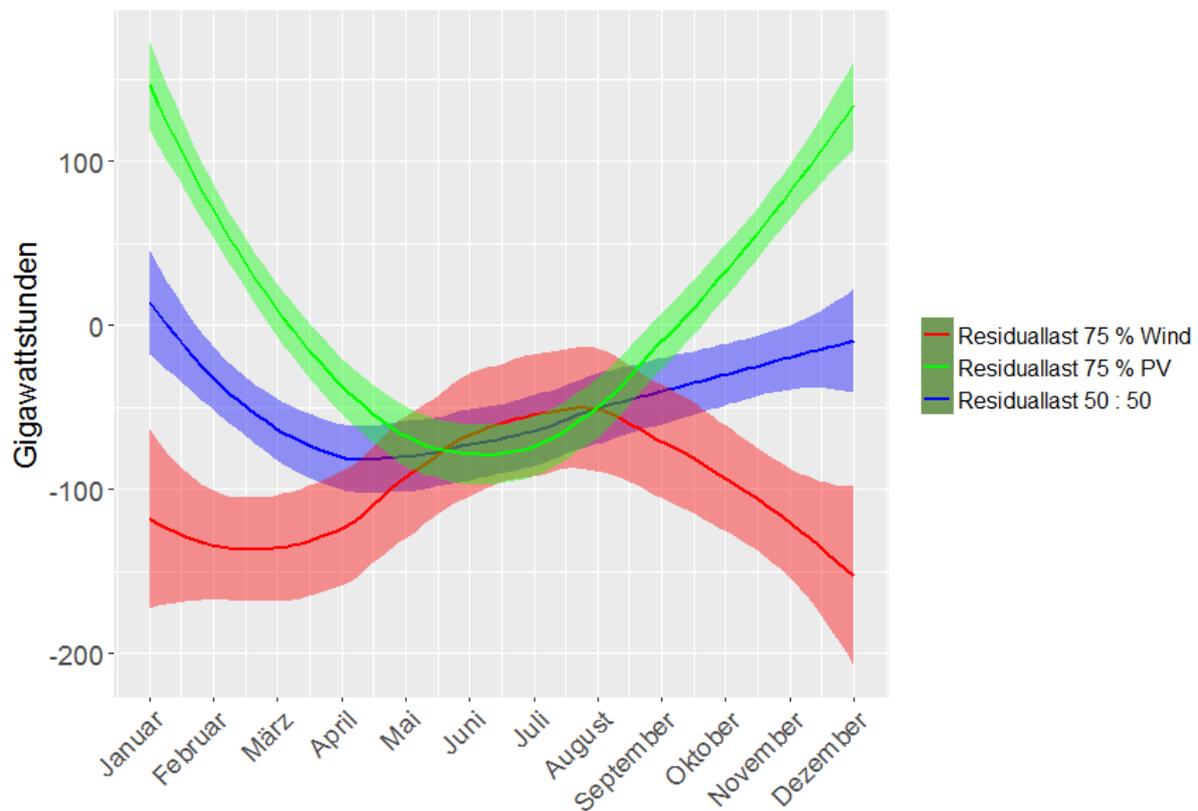


Abbildung 13: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei maximiertem Output, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.3 Szenarien der minimierten Schwankungen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulationen mit dem Ziel der Reduktion der Schwankungen der Energieproduktion durch die Minimierung der Standardabweichung beschrieben.

3.3.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei minimierten Schwankungen

Abbildung 14 zeigt die Spannweite der Outputs der Kapazitätslevel, welche ausreichend sind, um mit diesem übergeordneten Ziel die Netzlast während 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraumes vollständig zu decken, wenn die genutzten Anlagen zu je 50 % aus Wind- und Photovoltaikanlagen bestehen. Hier ist ebenfalls zu erkennen, dass es bei einer vollständigen Deckung des Bedarfs zu einer enorm hohen Energieproduktion kommt, welche Werte von über 5000 GWh annehmen kann. Die Steigerung von 25 %-Abdeckung auf 50 % und dann auf 75 % scheint hier jedoch weniger gleichmäßig zu sein als beim Szenario der maximierten Produktivität, da die Differenz zwischen 50 % und 75 % größer ist.

Die Ausreißer sind trotz ähnlicher Maxima über einen größeren Bereich verteilt als in der vorherigen Betrachtung, was auf geringere Interquartilsabstände hinweist.

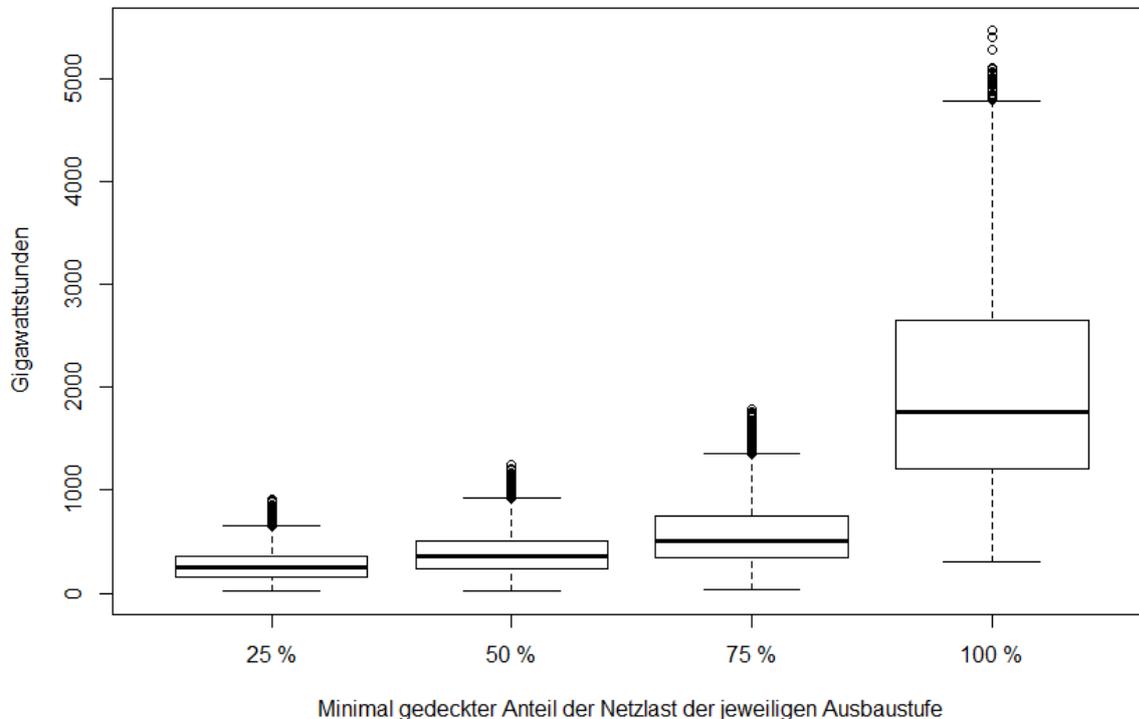


Abbildung 14: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten Schwankungen vollständig decken kann (eigene Darstellung)

Tabelle 3 fasst einige ausgewählte Parameter der simulierten Outputs der vier Ausbaustufen zusammen. In diesem Szenario ist ebenfalls eine installierte Leistung von über 10.000 GW notwendig, um den Bedarf zu jedem Zeitpunkt sicherstellen zu können. Um die Abdeckung von 25 % auf 50 % zu erhöhen, muss die Kapazität um ca. 42 % und bei einer Steigerung von 50 % auf 75 % um ca. 48 % erhöht werden. Die Abdeckung der Gesamtlast ist fast identisch zu derjenigen der maximierten Outputs und auch der Anteil der Überschussproduktion ist sehr ähnlich, bis auf denjenigen der 50-prozentigen Abdeckung. Diese überschüssige Produktion ist hier verhältnismäßig etwas geringer. Die Abdeckung der Gesamtlast und Überschüsse des 50 %-Szenarios zeigen, dass hier bereits ausreichend Energie für eine vollständige Abdeckung produziert wird, wenn der gesamte Output durch ausreichende Speicherkapazitäten genutzt werden könnte. Auch hier sind, trotz des Versuchs der Reduktion der Streuung, sehr große Spannweiten bei den Outputs zu erkennen. Die Produktion findet dabei bei 25 % Abdeckung in zwei, bei 50 % in vier, bei 75 % in fünf und bei 100 % in 27 Staaten statt.

Tabelle 3: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten Schwankungen vollständig decken kann

Stat. Parameter	Vollständig gedeckter Anteil des Zeitraumes der jeweiligen Ausbaustufe			
	25 %	50 %	75 %	100 %
Installierte Kapazität	1506,43	2136,95	3165,02	10778,06
Minimum	15,26	24,15	39,93	303,3
Unteres Quartil	160,94	235,63	340,94	1214,5
Median	246,95	354,67	512,18	1763
Oberes Quartil	360,36	512,52	747,17	2647,1
Maximum	913,32	1252,51	1793,54	5468,7
Mittelwert	270,51	386,21	562,18	1991,1
Standardabweichung	136,83	189,84	278,48	968,39
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	69,21 %	83,89 %	93,7 %	100 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	9,3 %	23 %	40,9 %	82,19 %

Abbildung 15 stellt den geglätteten Verlauf des stündlichen Outputs der Kapazitäten, die die Netzlast jeweils während 25 %, 50 % und 75 % der Zeit komplett decken können, sowie die Netzlast über den im Modell betrachteten Zeitraum dar. Auch hier liegt die Produktion mit nur einer 50-prozentigen vollständigen Abdeckung des Bedarfs am nächsten zur Netzlast. In diesem Szenario sind die produzierten Überschüsse jedoch geringer als bei jenem der maximierten Produktivität. Dies ist einerseits an der Grafik selbst erkennbar, wo der Output 2010 und 2013 auf ca. das Niveau der Netzlast sinkt, während beim vorhergehenden Szenario stets ein signifikanter Unterschied zwischen den beiden erkennbar war. Andererseits ist auch der Mittelwert dieses 50 %-Abdeckung-Szenarios etwas niedriger und liegt bei 386,21 GWh, was zu einem durchschnittlichen Überschuss von 32 GWh führt. Auch hier ist wieder ein sehr ähnlicher Verlauf der Graphen erkennbar. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die in diesen drei Fällen herangezogenen Länder nicht nur eine relativ geringe Standardabweichung aufweisen, sondern auch eine relativ hohe Korrelation miteinander. An der Grafik ist erkennbar, dass es in diesem Szenario im Verlauf der Jahre größere Schwankungen in der Energieproduktion gibt. So kommt es zunächst von 2006–2007 zu einem starken Anstieg der Produktion, welchem eine konstante Abnahme des Outputs bis zum Jahr 2010 folgt. Darauf folgend steigt er wieder bis 2012, worauf ein Zyklus von jährlicher Zu- und Abnahme zu folgen scheint. Dies ist vor allem deshalb interessant, weil es das Ziel dieses Szenarios war Schwankungen in der Energieproduktion zu reduzieren, indem die Standardabweichung der genutzten Länder minimiert wird.

Diese Vorgehensweise scheint aber dazu zu führen, dass die Produktion über einen längeren Zeitraum stärker schwankt, da diejenigen Staaten, welche dieses Kriterium am besten erfüllen, relativ stark korrelieren, wodurch unterschiedliche Outputmuster nicht ausgleichend auf das Ergebnis der aufsummierten Produktion wirken können.

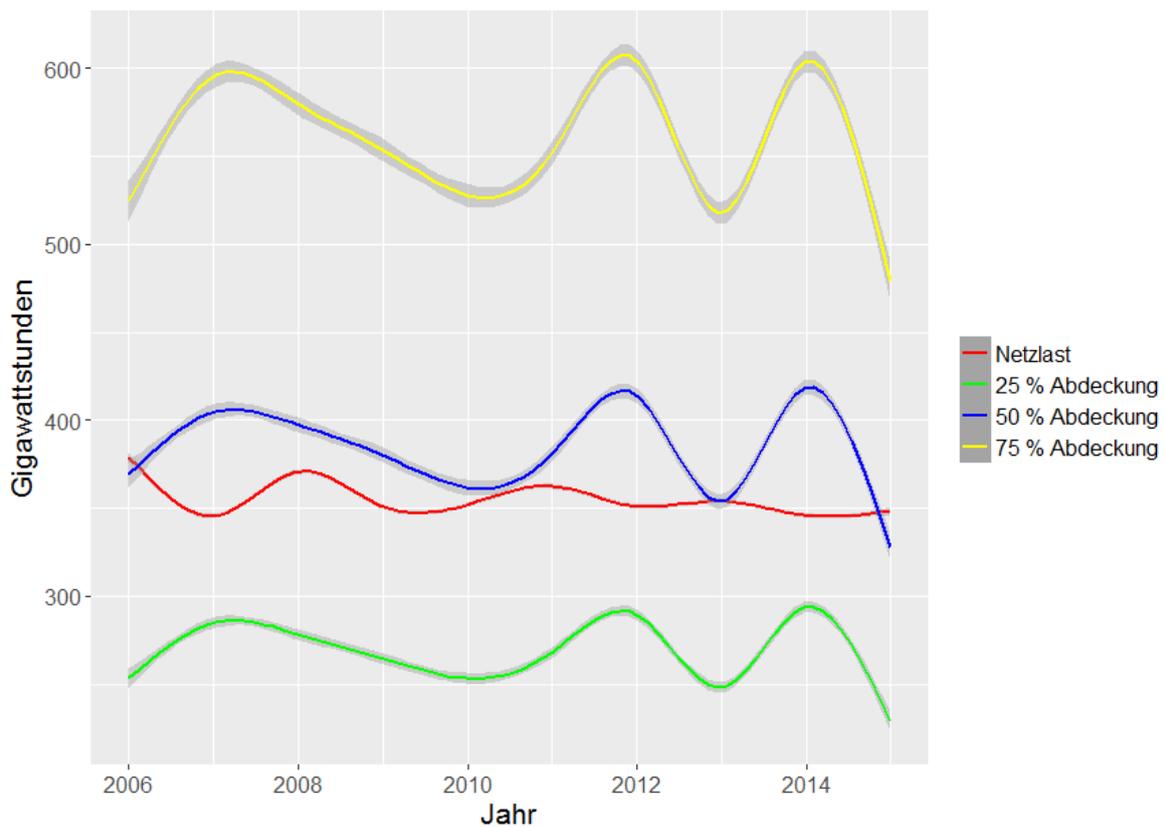


Abbildung 15: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten Schwankungen vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.3.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei minimierten Schwankungen

Abbildung 16 zeigt die Auswirkung unterschiedlicher verhältnismäßiger Kombinationen von Wind- und Photovoltaikanlagen auf den Output über den gesamten Zeitraum, wenn diejenigen Standorte mit minimaler Standardabweichung bevorzugt werden. Dabei wurde wieder das Kapazitätsniveau des 50 %-Abdeckung-Szenarios herangezogen, in diesem Fall 2316,95 GW. An den Boxplots ist ersichtlich, dass hier alle drei Varianten eine hohe Anzahl an Ausreißern vorweisen. Der Grund hierfür ist der relativ gleichförmige Interquartilsabstand aller drei Szenarien, bei gleichzeitiger eher niedriger Ausprägung des oberen Quartils.

Ein hoher PV-Anteil führt auch hier zu den geringsten Ergebnissen, mit nach wie vor relativ hoher Streuung, da 50 % des stündlichen Outputs bei unter 200 GWh liegen und die restlichen bis über 1200 GWh reichen. Eine Steigerung des Windanteils von 50 % auf 75 % verschiebt die Werte für sämtliche ablesbare Zahlen bis auf das Minimum um ca. 100 GWh nach oben.

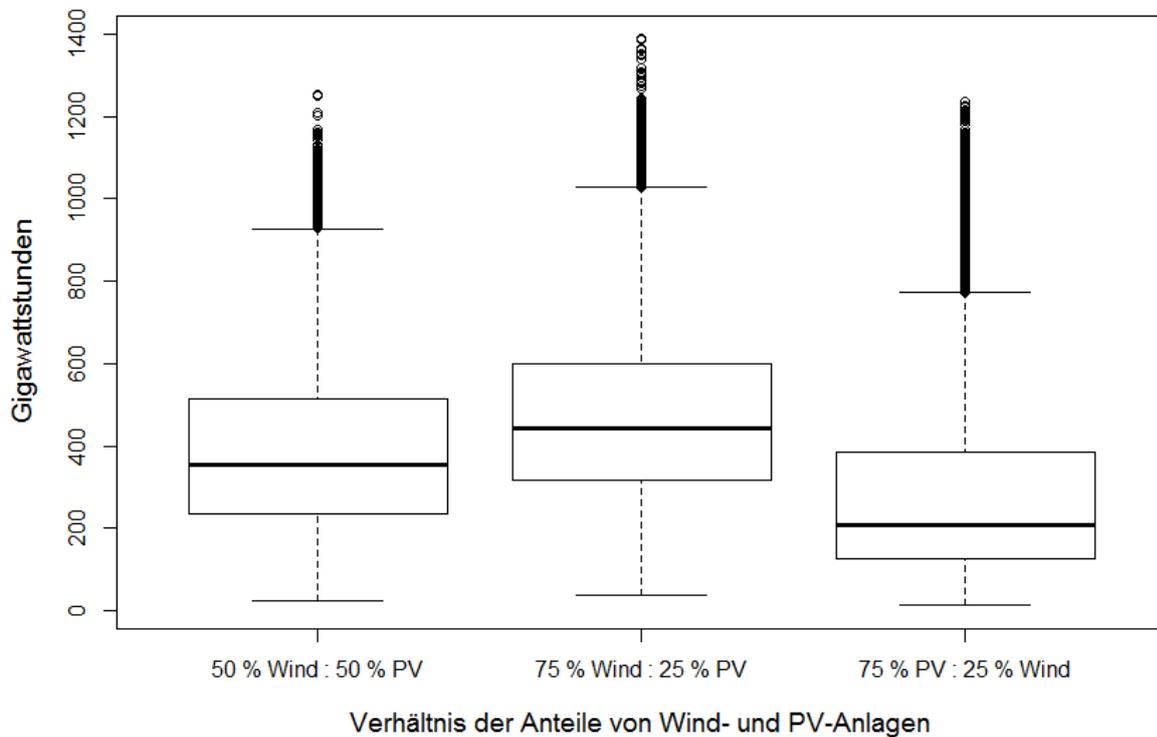


Abbildung 16: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen (eigene Darstellung)

Abbildung 17 stellt den geglätteten Verlauf der stündlichen Outputs der drei betrachteten Kombinationsvarianten über den gesamten Zeitraum von 2006–2014 der Netzlast gegenüber. Sie zeigt, dass ein PV-Anteil von 75 % zu geringeren Schwankungen in der Produktion führt. Ebenso ist zu erkennen, dass es dabei im Jahr 2008 zu einer Stabilisierung des Outputs kommt, während bei den anderen beiden Optionen eine konstante Abnahme von 2007–2010 zu beobachten ist. Es ist auch feststellbar, dass es während 2011 und 2013, bevor er wieder abnimmt, zu einer starken Zunahme des Outputs kommt, diese jedoch in allen drei Fällen unterschiedlich ausgeprägt ist. So ist bei hohem PV-Anteil die Spitze, welche 2013 bzw. 2014 auftritt am stärksten ausgeprägt, bei gleichmäßigem Verhältnis der beiden Energieformen sind beide Spitzen ca. gleich hoch und bei 75 % Windanteil zeigt der Spitzenwert 2011 eine höhere Ausprägung. Dies zeigt, dass selbst bei identischem Standort ungünstige Produktionsbedingungen einer Quelle durch die andere ausgeglichen werden können. Hier zeigt jedoch nicht das 75 %-PV-Szenario die größte Nähe zur Netzlast sondern der Output der gleichmäßig aufgeteilten Kapazität.

Tabelle 4 enthält verschiedene statistische Parameter der Outputs der drei Kombinationen. Ein hoher Windanteil führt auch hier wieder zum höchsten durchschnittlichen Output von 473,99 GWh. Die geringste Standardabweichung von 189,84 GWh ist hier jedoch durch eine gleichmäßige Nutzung von Wind- und Photovoltaikanlagen geprägt, während sie im vorherigen Abschnitt noch durch den Fokus auf Windenergie zu erreichen war. Die bereits in den Boxplots sichtbare hohe Spannweite der Werte ist auch hier durch die hohe Differenz der Minima, Maxima und Quartile erkennbar. Auch hier zeigt der Fokus auf Windkraft die höchste Deckung der Gesamtlast, während 75 %-PV-Anteil die niedrigste herbeiführt. In Relation zur Gesamtproduktion führt ein hoher PV-Anteil hier jedoch zu geringeren Überschüssen als Windkraft. Die geringsten anteilmäßigen Überschüsse sind aber auch hier durch eine ausgewogene Kombination zu erreichen.

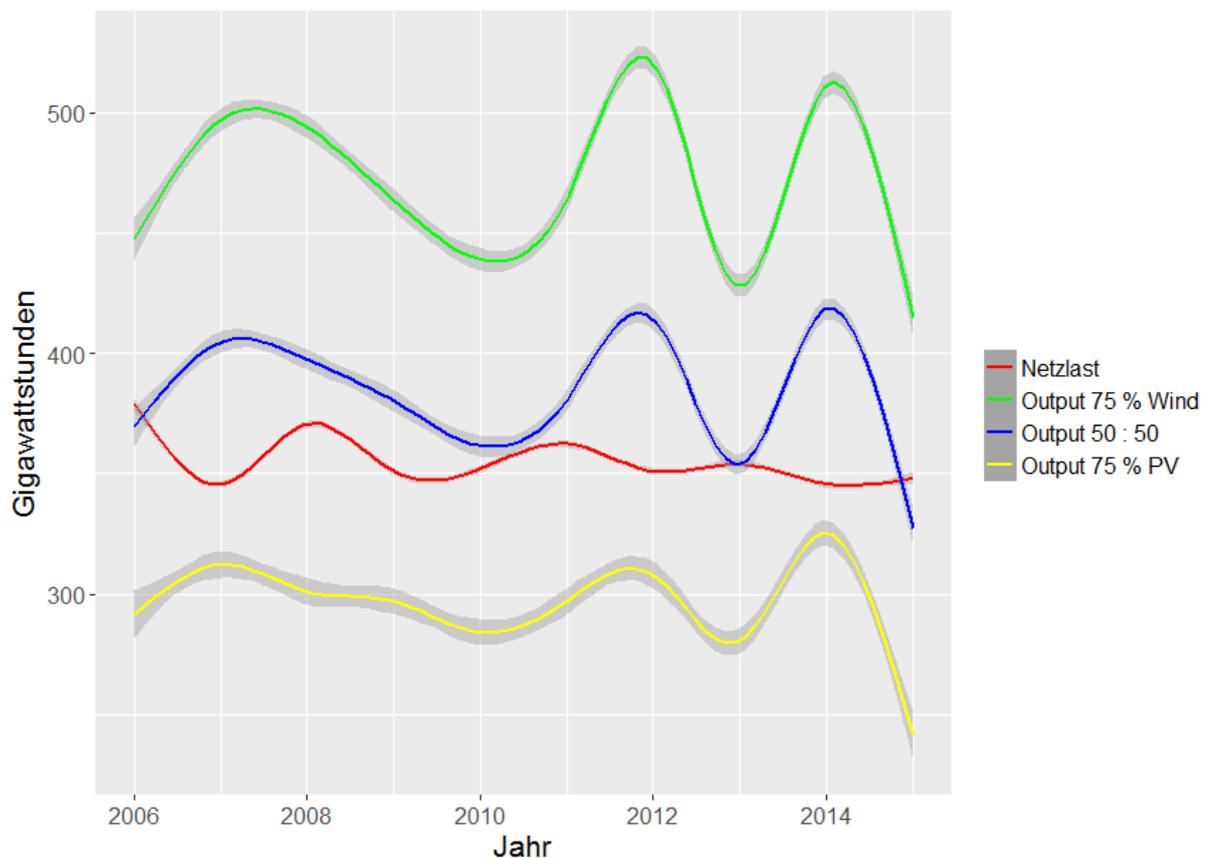


Abbildung 17: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Tabelle 4: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen

Stat. Parameter	Verhältnis der genutzten Anlagentypen		
	50 % Wind : 50 % PV	75 % Wind : 25 % PV	25 % Wind : 75 % PV
Minimum	24,15	36,08	12,22
Unteres Quartil	235,63	315,35	127,7
Median	354,67	444,19	208,21
Oberes Quartil	512,52	600,72	385,44
Maximum	1252,51	1387,91	1235,54
Mittelwert	386,21	473,99	298,44
Standardabweichung	189,84	208,59	238,82
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	83,89 %	92,15 %	63,26 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	23 %	31%	24,83 %

Abbildung 18 zeigt den Jahresverlauf der Produktion durch die drei betrachteten Kombinationsmöglichkeiten von Wind- und Solaranlagen. Sowohl ein hoher Anteil an Windenergie als auch an Solarenergie zeigen eine relativ lineare Ab- bzw Zunahme des Outputs außerhalb der Jahresmitte. Zum Ende bzw. Anfang des Jahres ist ein außerordentlich hoher Unterschied im Output von ca. 370 GWh zwischen den beiden Extremen festzustellen. Im 50 : 50-Szenario ist eine relativ geringe Schwankung von ca. 50 GWh im Verlauf des Jahres zu erkennen. Bei 75 % Windkraft liegt die Differenz zwischen Minimum und Maximum bei ca. 200 GWh und bei 75 % Solarkraft ebenfalls. Bei der Optimierung der Standardabweichung scheinen sich also die jährlichen Schwankungen der Energiegewinnung durch die beiden Quellen anzugleichen.

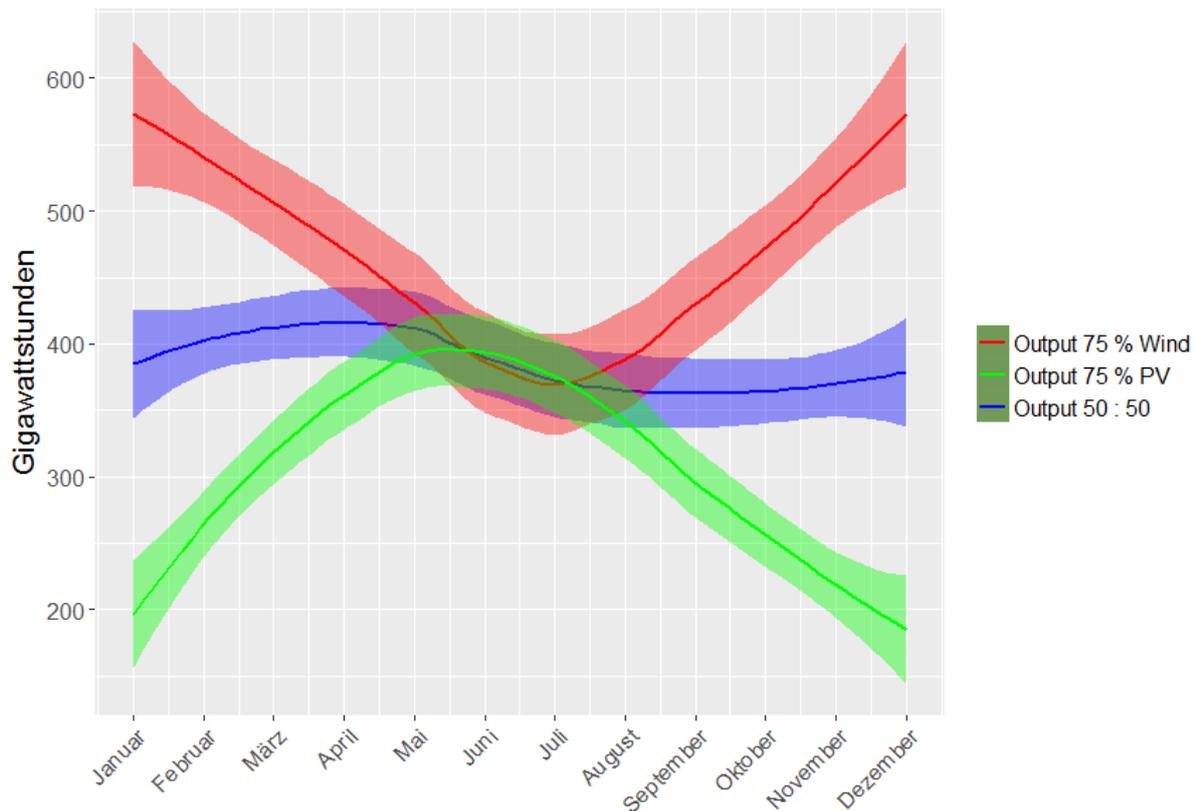


Abbildung 18: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 19 stellt den Jahresverlauf der Residuallasten der drei Kombinationen dar. Hierbei ist zu erkennen, dass es vor allem bei hohem PV-Anteil zu hohen Schwankungen der Residuallast über den Verlauf des Jahres kommt. In den Wintermonaten kommt es dabei zu Energiemängeln von bis zu 200 GWh, während im Sommer und Frühjahr Überschüsse von bis zu 70 GWh möglich sind. Die 75 %-Wind- und 50 : 50-Szenarien weisen geringere Schwankungen von etwa 100 GWh auf, wobei der ausgewogene Mix zur Jahresmitte hin abnimmt und bei hohem Windanteil zur Jahresmitte hin eine Steigerung der Residuallast auftritt. Auch hier zeigt ein hoher Anteil an Windkraft ganzjährige Überschüsse. Ein ausgewogener Mix führt von Mitte November bis Mitte Januar jedoch zu einem Energiemangel.

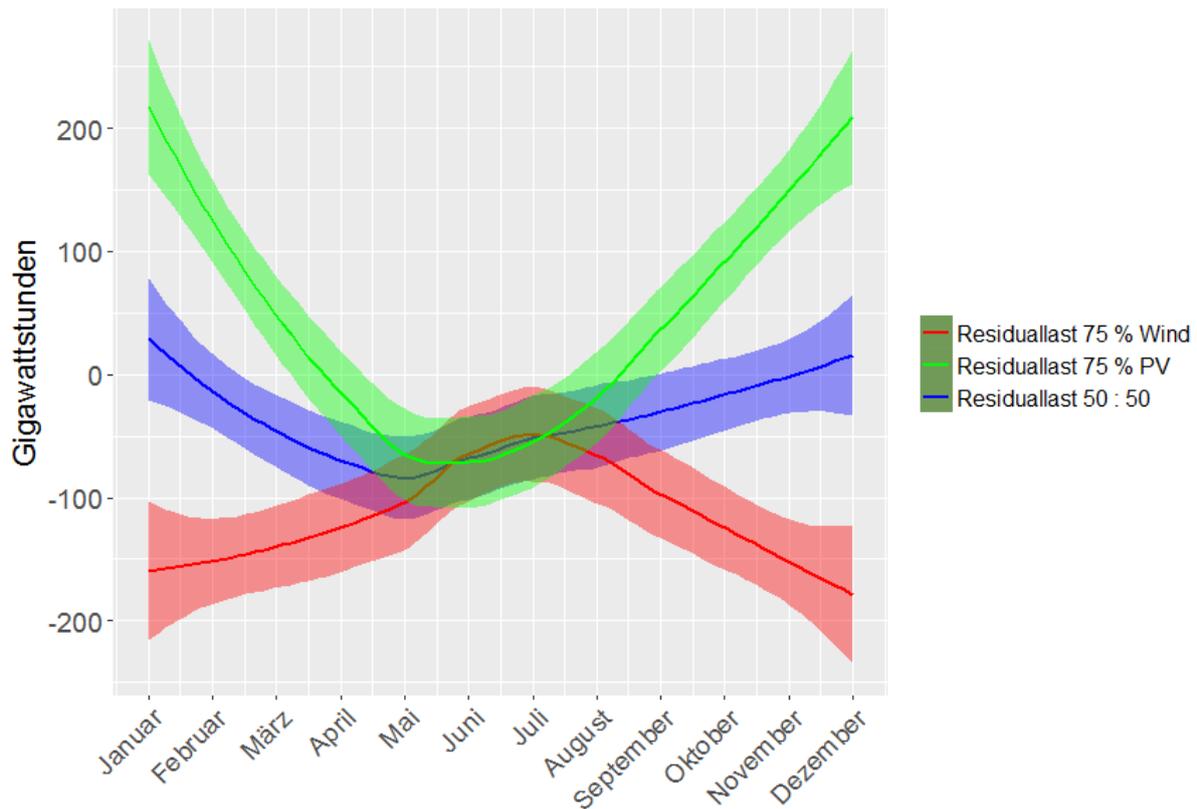


Abbildung 19: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten Schwankungen, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.4 Szenarien der minimierten geringen Outputs

Im folgenden Abschnitt werden die Simulationsergebnisse der Berechnungen, welche das Ziel der Minimierung geringer Outputniveaus (als Referenzwert wurde der niedrigste mittlere Kapazitätsfaktor der 30 berücksichtigten Staaten herangezogen) verfolgten, beschrieben.

3.4.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei minimierten geringen Outputs

Abbildung 20 stellt die Spannweite der Outputs der Kapazitätslevel dar, welche ausreichend sind, um die Netzlast während 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraumes vollständig zu decken, wenn die installierte Kapazität zu gleichen Anteilen aus Wind- und Solaranlagen besteht. Auch hier führt eine hundertprozentige Deckung des Bedarfs zu ähnlich hohen Outputlevel wie die beiden vorangegangenen Ansätze, während die anderen drei Betrachtungen ebenfalls nur einen Bruchteil der Spannweite aufweisen. Die in der Grafik dargestellten Ausreißer sind jedoch über einen kleineren Bereich gestreut als im vorhergehenden Szenario, ähnlich denen in Abschnitt 3.2.

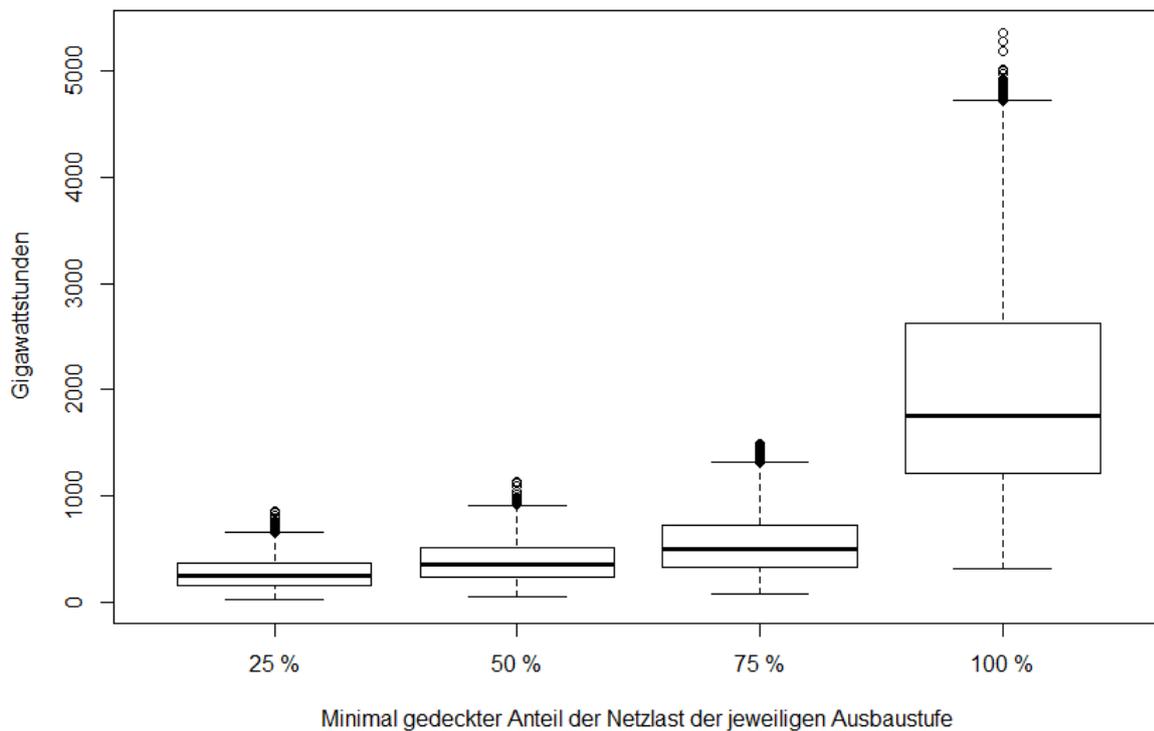


Abbildung 20: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten geringen Outputniveaus vollständig decken kann (eigene Darstellung)

Tabelle 5 listet die statistischen Parameter der vier betrachteten Bedarfsabdeckungsgrade auf. Um den Abdeckungsgrad von 25 % auf 50 % zu erhöhen, muss die installierte Leistung um ca. 39 % und bei einer Steigerung von 50 % auf 75 % um etwa 43 % gesteigert werden. Bei 100 % Abdeckung ergibt sich auch hier eine nötige Kapazität von über 10.000 GW. Es ist ebenfalls erkennbar, dass die Spannweite zwischen den Minima und Maxima sehr hoch ist, selbst durch die Optimierung kann also nicht verhindert werden, dass es zu Zeitpunkten mit extrem geringem Output kommt. Der gedeckte Anteil der Gesamtlast ist hier bei 25–75 %-Abdeckung um ein Prozent höher als in den beiden vorherigen Abschnitten, während gleichzeitig geringere verhältnismäßige Überschüsse zu erkennen sind. Diese Form der Optimierung scheint sich also zu eignen, um das Ausmaß auftretender Überschussproduktion zu reduzieren. Die Anlagen wurden für die Simulation bei 25 %-Abdeckung in zwei, bei 50 % und 75 % in sieben und für 100 % in 25 Ländern platziert.

Tabelle 5: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten geringen Outputniveaus vollständig decken kann

Stat. Parameter	Vollständig gedeckter Anteil des Zeitraumes der jeweiligen Ausbaustufe			
	25 %	50 %	75 %	100 %
Installierte Kapazität	1336,16	1864,35	2661,6	10550,98
Minimum	21,68	50,51	77,67	312,6
Unteres Quartil	165,46	239,13	336,49	1213,6
Median	254,04	355,73	502,78	1755,8
Oberes Quartil	364,58	509,66	731,75	2618,1
Maximum	853,74	1135,42	1488,18	5348,6
Mittelwert	269,7	380,46	546,17	1975,9
Standardabweichung	128,16	173,58	256,75	947,08
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	70,2 %	84,8 %	94,5 %	100 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	7,7 %	21 %	38,61 %	82,05 %

Abbildung 21 stellt den stündlichen Output der Kapazitäten, die die Netzlast jeweils während 25 %, 50 % und 75 % des Zeitrahmens vollständig decken können, sowie die Netzlast über den im Modell betrachteten Zeitraum von 2006–2014 geglättet dar. Auch bei der Simulation nach diesem Optimierungsansatz zeigt das Szenario mit einer Abdeckung von 50 % die geringste langfristige Differenz zum tatsächlichen Bedarf. An der Grafik ist zu erkennen, dass es dabei jedoch in der zweiten Jahreshälfte von 2010 zu einer Unterschreitung des geglätteten Bedarfs kommt, welche bis 2011 anhält. Die dabei generierte Überschussenergie liegt in diesem Fall im Durchschnitt bei ca. 26 GWh. Am generellen Verlauf der Graphen ist zu erkennen, dass es von 2006–2007 zu einer Zunahme des Outputs kommt, welcher dann bis 2009 langsam abnimmt, wobei im Jahr 2008 eine kurzfristige Stabilisierung des Outputs erkennbar ist, welche im 75 %-Szenario sogar bis Mitte 2009 anhält. Daraufhin folgt eine intensivere Abnahme des Outputs bis in die zweite Jahreshälfte von 2010, wo er dann wieder beginnt bis 2012 zu wachsen, hier ist jedoch anzumerken, dass der Zeitpunkt des einsetzenden Wachstums zwischen den drei Szenarien versetzt ist. Umso höher der abgedeckte Bedarf, umso später scheint im Jahr 2010 die Wende des Verlaufs einzusetzen. Ab 2012 folgt ein jährlicher Zyklus der Zu- und Abnahme, der zwischen den drei Beobachtungen aber unterschiedlich ausgeprägt ist. So ist bei 25 %-Abdeckung nur eine geringe Differenz zwischen den beiden Spitzen in den Wintern 2011 und 2013 festzustellen, diese Differenz nimmt jedoch mit zunehmender Abdeckung der Netzlast zu. Die hier beschriebenen Unterschiede sind auf die verschiedene geografische Verteilung der Kapazität in den drei Szenarien zurückzuführen. So scheint beispielsweise der verhältnismäßig hohe Output im Jahr 2013 bei 75 %-Abdeckung auf dem hohen Ausmaß an in Spanien genutzter Kapazität zu basieren.

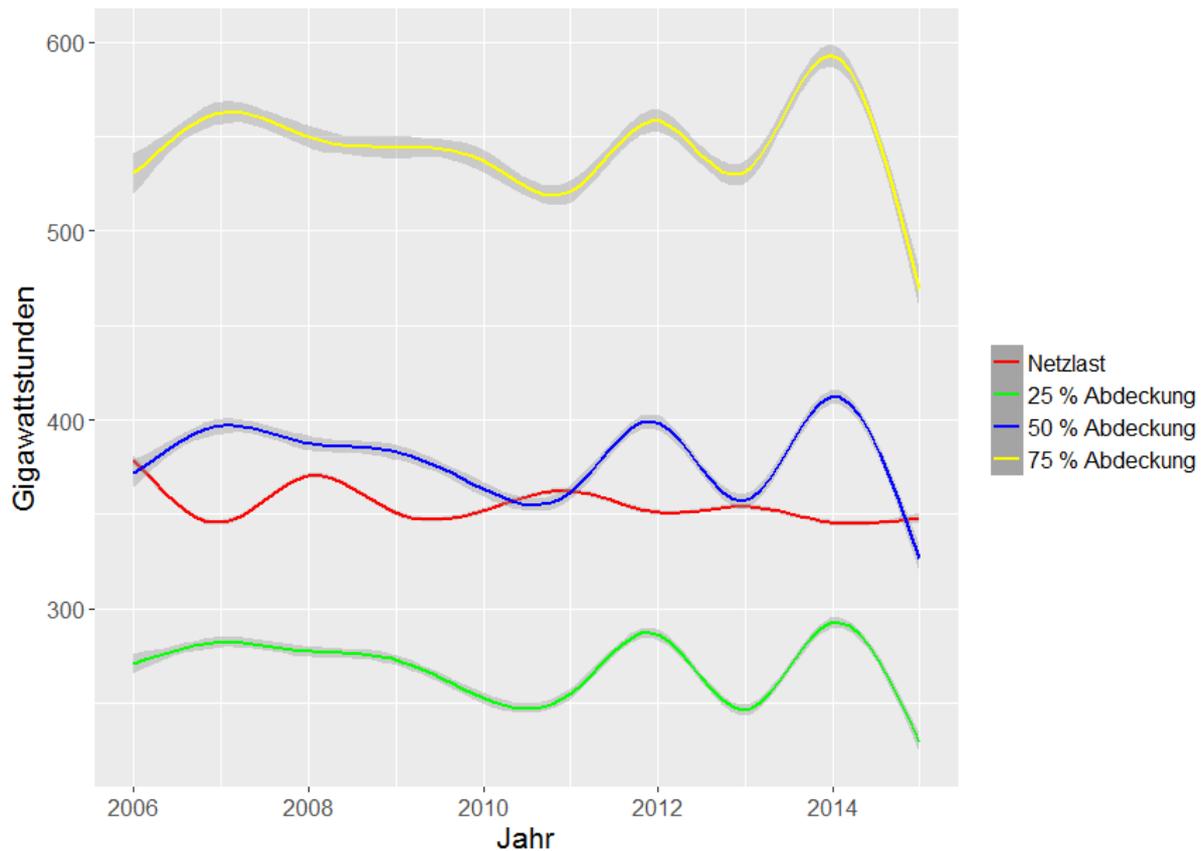


Abbildung 21: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei minimierten geringen Outputniveaus vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.4.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei minimierten geringen Outputs

Abbildung 22 zeigt die Spannweite der Energieproduktion der drei verhältnismäßig unterschiedlichen Kombinationen von Wind- und Photovoltaikanlagen über den gesamten Zeitraum. In diesem Fall wurde ein Kapazitätsniveau von 1864,34 GW herangezogen. An den Boxplots ist ersichtlich, dass die beiden Varianten, welche eine der beiden Energieformen verstärkt nutzen, eine hohe Anzahl an Ausreißern vorweisen. Bei einem Verhältnis von 50 : 50 liegen nur fünf Ausreißer über 1000 GWh. Es scheint bei dieser Kombination also nur selten zu extrem günstigen Produktionsbedingungen zu kommen. Auch hier ist zu erkennen, dass ein hoher Anteil an Windkraftanlagen zu den höchsten Erträgen führt, während ein hoher Anteil an Photovoltaikanlagen zu den geringsten Erträgen und der höchsten Streuung der Ergebnisse führt.

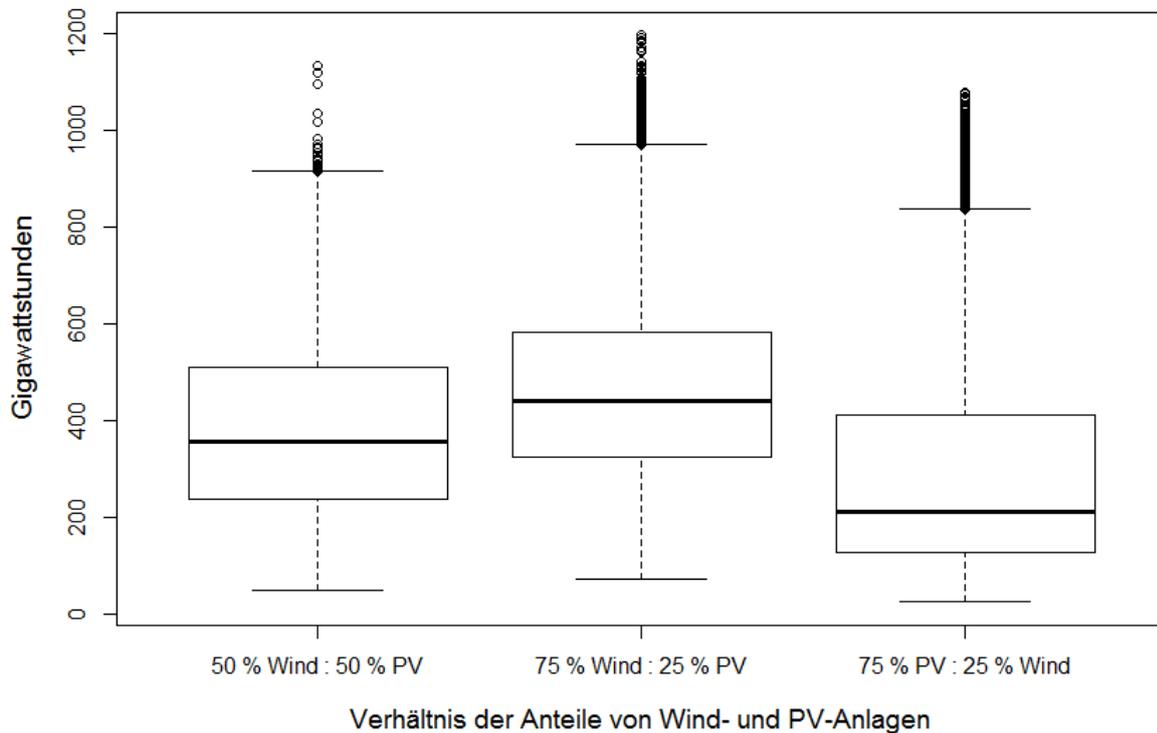


Abbildung 22: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus (eigene Darstellung)

Abbildung 23 stellt den stündlichen Output der drei betrachteten Kombinationsvarianten über den gesamten Zeitraum von 2006–2014 der Netzlast gegenüber. Sie macht ersichtlich, dass ein PV-Anteil von 75 % über den gesamten Zeitraum zu geringeren Schwankungen in der Produktion führt. Ein hoher Anteil an Windkraft scheint zu einer weitaus stärkeren Abnahme des Outputs von 2007–2010 zu führen. So nimmt der Output im 75 %-PV-Szenario in dieser Periode um ca. 25 GWh ab, bei 75 %-Wind sind es aber sogar 50 GWh, der Output ist hier jedoch nur um etwa 50 % höher. Der Fokus auf Windkraft führt im Jahr 2011 auch zu einem intensiveren Wachstum der Erträge, was darauf schließen lässt, dass es sich in den verwendeten Standorten um ein besonders günstiges Jahr für die Energiegewinnung durch Windkraft gehandelt hat. Tabelle 6 fasst die statistischen Parameter der betrachteten Kombinationen zusammen. So weist auch hier das Szenario mit dem gleichmäßigen Verhältnis der beiden Anlagentypen die geringste Standardabweichung von 173,58 GWh auf. Der höchste durchschnittliche Output wird durch die primäre Nutzung von Windkraft ermöglicht und liegt bei 465,62 GWh. Bei diesem Vergleich weist ebenfalls das Szenario mit dem größten Windanteil die höchste Abdeckung der Gesamtlast von 93,2 % auf, während 75 %-PV nur zu einer Abdeckung von 64,5 % führen. Die 75 %-PV- und 50 : 50-Szenarien führen hier zu sehr ähnlichen Anteilen der Überschüsse an der Gesamtproduktion, während der Fokus auf Windenergie zwar zu den höchsten Outputs aber auch den meisten Überschüssen führt.

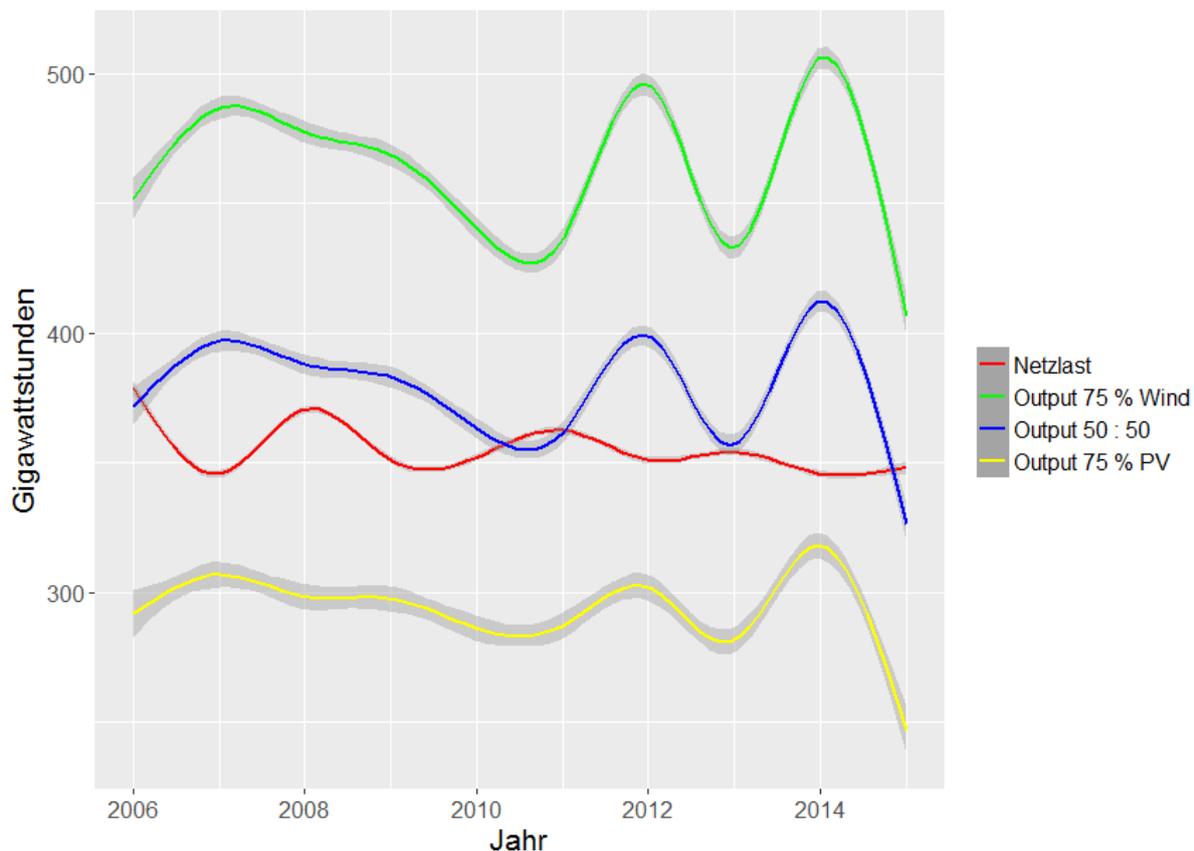


Abbildung 23: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Tabelle 6: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus

Stat. Parameter	Verhältnis der genutzten Anlagentypen		
	50 % Wind : 50 % PV	75 % Wind : 25 % PV	25 % Wind : 75 % PV
Minimum	50,51	73,15	25,25
Unteres Quartil	239,13	325,15	128,74
Median	355,73	442,42	211,74
Oberes Quartil	509,66	584,02	412,08
Maximum	1135,42	1196,69	1079,35
Mittelwert	380,46	465,62	295,3
Standardabweichung	173,58	186,86	220,75
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	84,8 %	93,2 %	64,5 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	21 %	29 %	22,53 %

Abbildung 24 zeigt den jährlichen Verlauf der Produktion durch die drei betrachteten Kombinationen von Wind- und Solaranlagen. In dieser Simulation führt ein hoher Anteil an Windenergie als auch an Solarenergie ebenfalls zu einer relativ linearen Ab- bzw. Zunahme des Outputs außerhalb der Jahresmitte. Zwischen den höchsten und geringsten Outputs der beiden Szenarien mit Wind bzw. Photovoltaik-Fokus liegt eine Differenz von ungefähr 350 GWh. Im 50 : 50-Szenario ist eine Schwankung von ca. 50 GWh im Verlauf des Jahres zu erkennen. Bei 75 % Windkraft liegt die Differenz zwischen Minimum und Maximum bei ca. 200 GWh und bei 75 % Solarkraft bei etwa 150 GWh. Beim Versuch geringe Outputniveaus zu vermeiden wird dementsprechend eine geringere jährliche Schwankung bei der verstärkten Nutzung von Solarenergie erreicht als bei Windenergie.

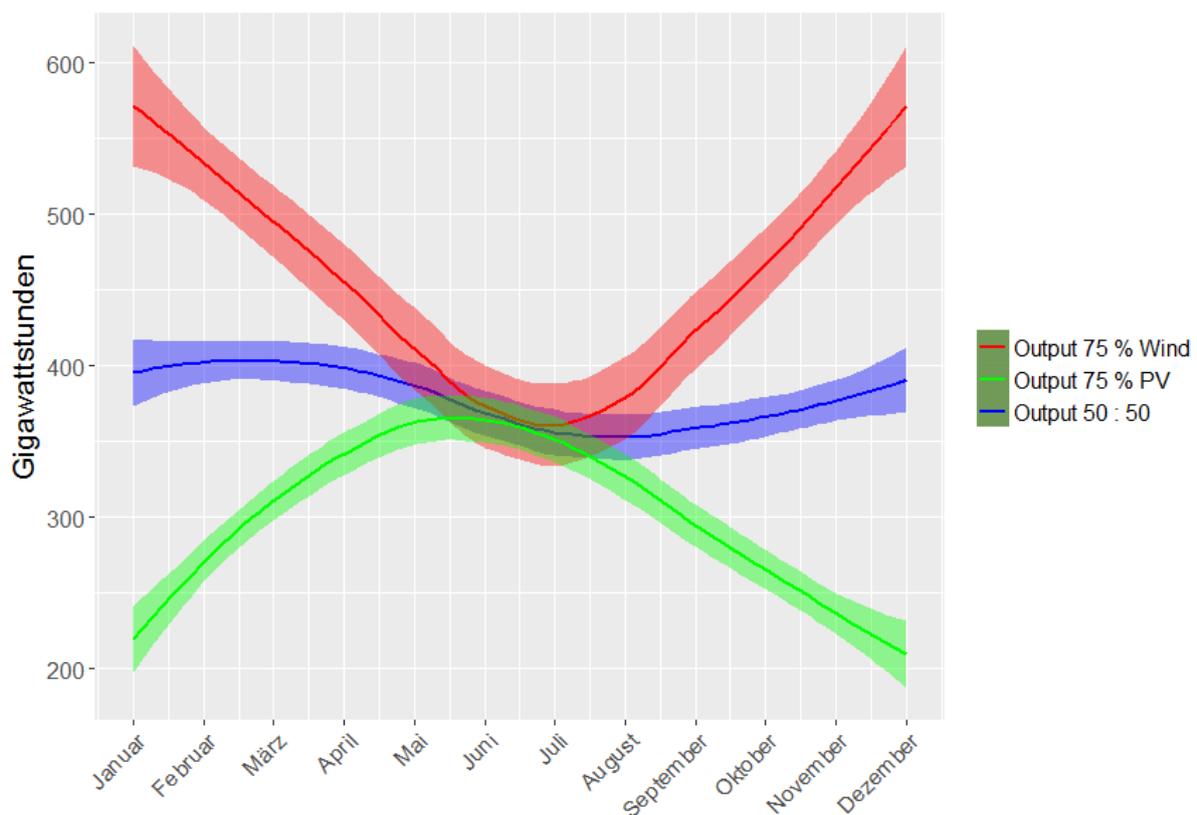


Abbildung 24: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 25 veranschaulicht den saisonalen Verlauf der Residuallasten über das gesamte Jahr für jede der drei Anlagenkombinationen. Auch hier führen 75 % Windkraft und ein ausgewogener Mix über fast das gesamte Jahr zu Überschüssen, während ein Anteil von 75 % Photovoltaik nur von April bis August keinen Energiemangel aufweist. Eine intensive Nutzung von Solarkraft hat hier ebenso die größten Schwankungen der Residuallast zur Folge, während ein gleichmäßiges Verhältnis die geringsten herbeiführt.

75 % PV-Anteil führen im Winter zu Energiemängeln von bis zu 170 GWh und im Sommer zu Überschüssen von etwa 50 GWh. 75 % Windkraft führen dagegen im Sommer zwar zu den geringsten Outputs, aber produzieren hier noch immer Überschüsse von ca. 50 GWh, im Winter steigen diese bis auf etwa 150 GWh. Beim 50 : 50 Szenario gibt es in der ersten Januarhälfte leichte Defizite und das restliche Jahr dann Überschüsse von bis zu 60 GWh.

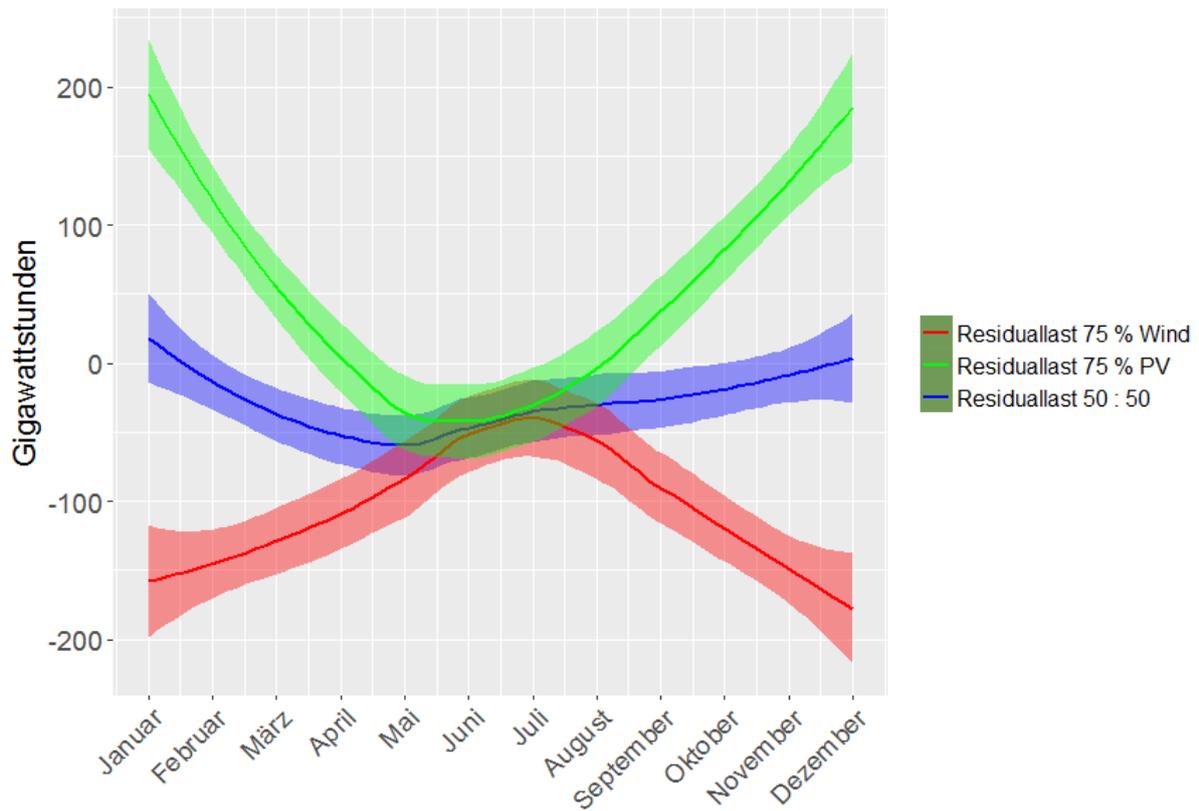


Abbildung 25: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierten geringen Outputniveaus, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.5 Szenarien der minimierten Korrelation

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Simulationen, welche das Ziel der Minimierung der Korrelation der Standorte verfolgten, beschrieben.

3.5.1 Simulation verschiedener Kapazitätsstufen bei minimierter Korrelation

Abbildung 26 zeigt die Spannweite der Outputs der Kapazitätslevel, welche ausreichend sind, um die Netzlast während 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraumes jederzeit abdecken zu können, wenn die installierte Kapazität gleichermaßen aus Wind- und Solarkraftanlagen besteht. Auch hier führt eine hundertprozentige Deckung des Bedarfs zu extrem hohen Outputwerten, während bei den anderen drei Deckungsgraden weitaus geringere Erträge anfallen. Die in der Grafik dargestellten Ausreißer sind über einen ähnlichen Bereich gestreut wie in Abschnitt 3.2 und 3.4.

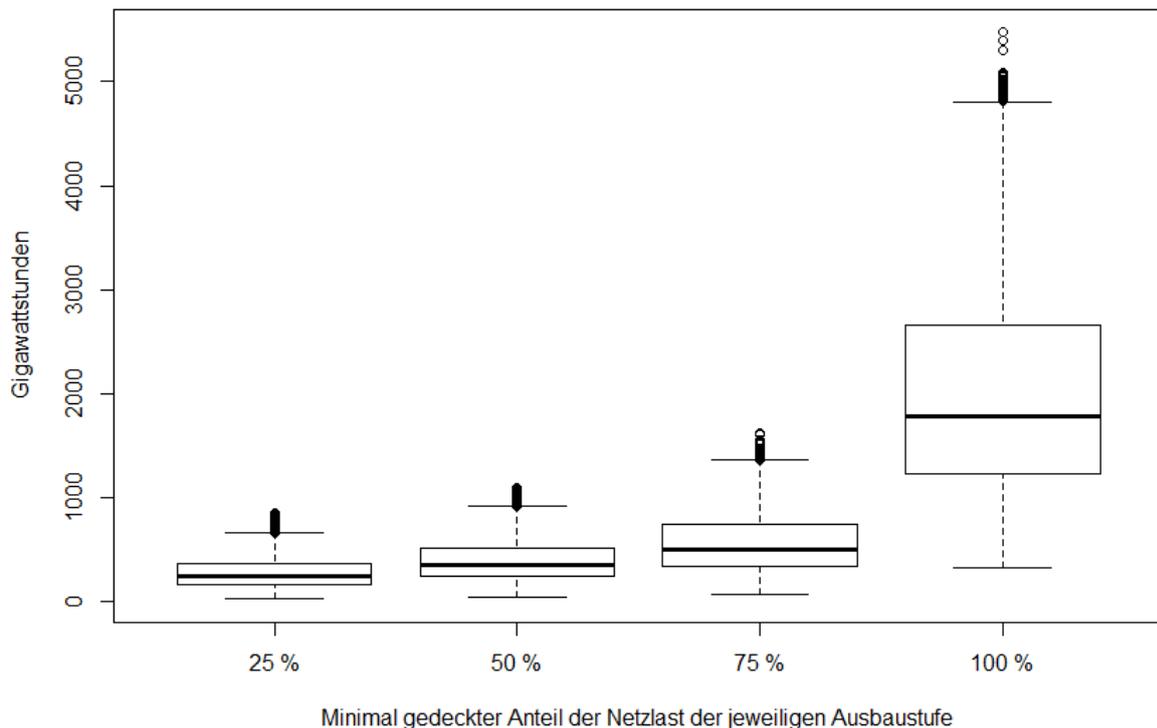


Abbildung 26: Boxplot der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierter Korrelation vollständig decken kann (eigene Darstellung)

Tabelle 7 enthält die statistischen Parameter der Energieoutputs der vier hier betrachteten Abdeckungsgrade. Um eine vollständige Abdeckung des Bedarfs ohne die Berücksichtigung von Speichern sicherzustellen, wären auch hier über 10.000 GW installierter Kapazität notwendig. Die Steigerung des vollständig abgedeckten Zeitraumes von 25 % auf 50 % benötigt hier eine um 40 % und bei der Steigerung von 50 % auf 75 % eine um 41 % höhere Kapazität. Die verhältnismäßige notwendige Steigerung der Kapazität ist hier also bis zur 75 %-Abdeckung im Vergleich zu den anderen Optimierungsansätzen am geringsten. Auch hier kommt es nach wie vor zu einer äußerst ausgeprägten Differenz zwischen Minima und Maxima. Die Minimierung der Korrelation scheint sehr ungünstigen bzw. günstigen Produktionsbedingungen also nicht vollständig entgegenwirken zu können, um eine möglichst gleichmäßige Produktion zu ermöglichen. Der abgedeckte Anteil der Gesamtlast ist auch hier bei einer Abdeckung von 25 % des Zeitfensters bereits bei 69 %, die notwendige Steigerung der Kapazität für eine höhere Abdeckung verhält sich aber auch hier exponentiell. Die Überschüsse in der Produktion weisen hier ähnliche Ergebnisse wie die anderen Abschnitte auf. So ist auch in diesem Szenario der größte Sprung bei einer Steigerung der Abdeckung von 75 auf 100 % zu erkennen. Die Energiegewinnung findet dabei für die 25 %-Abdeckung in sechs, für 50 % in acht, für 75 % in neun und für 100 % in allen 30 Ländern statt.

Tabelle 7: Statistische Parameter der simulierten Produktion der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % des betrachteten Zeitraums bei minimierter Korrelation vollständig decken kann

Stat. Parameter	Vollständig gedeckter Anteil des Zeitraumes der jeweiligen Ausbaustufe			
	25 %	50 %	75%	100 %
Installierte Kapazität	1437,15	2006,75	2823,61	10789,85
Minimum	23,84	48,49	64,89	323
Unteres Quartil	160,08	240,25	333,91	1231
Median	246,19	355,25	499,44	1780
Oberes Quartil	360,44	510,25	745,65	2663
Maximum	850,94	1097,43	1619,78	5474
Mittelwert	269,19	386,73	554,72	2009
Standardabweichung	136,2	183,04	271,33	968,15
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	69 %	85,11 %	94,37 %	100 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	9,1 %	22 %	39,7 %	82,35 %

Abbildung 27 stellt den stündlichen Output der Kapazitäten, die die Netzlast jeweils während 25 %, 50 % und 75 % des im Modell betrachteten Zeitraumes von 2006–2014 vollständig abdecken können, sowie die Netzlast selbst geglättet dar.

Auch bei dieser Simulation zeigt das Szenario mit einer Abdeckung von 50 % die geringste langfristige Differenz zum tatsächlichen Bedarf, wobei bis auf den Anfang und Schluss des betrachteten Zeitraums dabei stets ein Überschuss entsteht. Dieser beträgt im Durchschnitt 32 GWh. Bei der Betrachtung der Graphen ergibt sich, dass es von 2007–2012 zu keinen stark ausgeprägten Schwankungen im Output kommt. Es sind nur in den Jahren 2006, 2013 und 2014 starke Zu- bzw. Abnahmen zu erkennen. Von 2007–2010 kommt es in allen drei Fällen zu einer Abnahme des Outputs, wobei er sich bei einer Abdeckung des Bedarfs von 75 % von 2009–2010 stabilisiert und dann wieder bis 2011 abnimmt. Darauf folgt in allen drei Graphen ein Zyklus von jährlicher Zu- und Abnahme. Hier ist festzustellen, dass es bei den beiden Spitzenoutputs, welche im Winter 2011 und 2013 auftreten, Unterschiede gibt. Bei 25 %-Abdeckung sind diese in etwa gleich hoch, bei 50 % ist der Wert aus 2013 etwas höher und bei 75 % viel höher als derjenige aus dem Jahr 2011. Dieser Effekt ist auf die Platzierung von einem großen Teil der Kapazität in Spanien zurückzuführen, welche im 50 %- und 75 %-Abdeckung-Szenario notwendig ist. Umso mehr Kapazität dort vorhanden ist, umso stärker fällt der Zuwachs im Jahr 2013 aus. Somit scheint es in dieser Simulation zu gelingen, eine relativ konstante Produktion durch die Minimierung der Korrelation der gewählten Standorte zu erzielen.

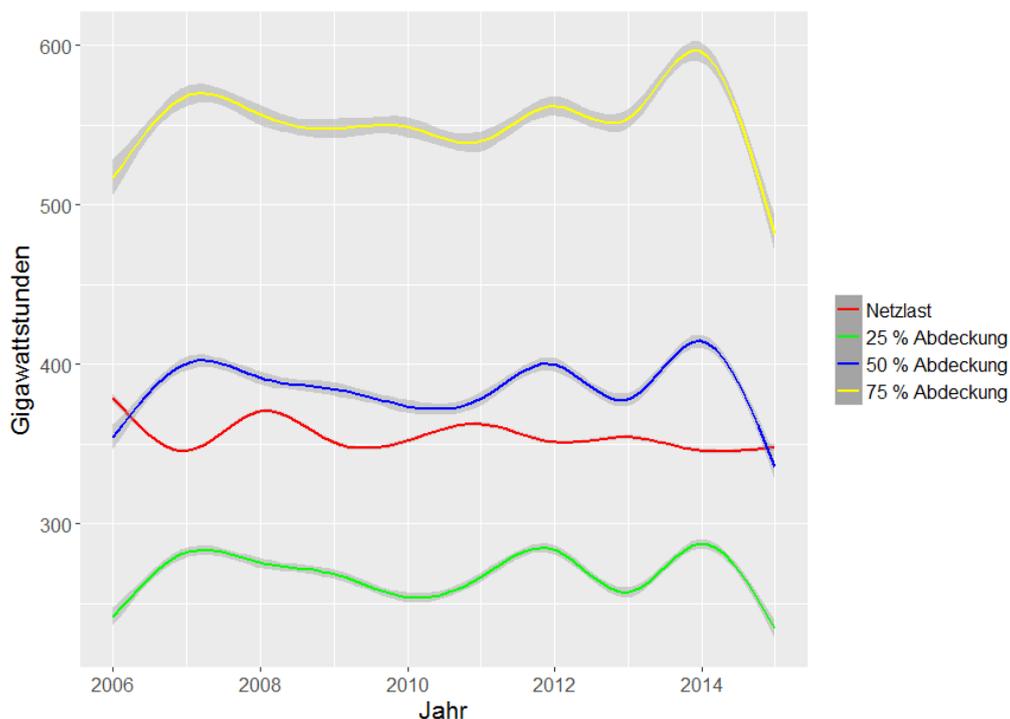


Abbildung 27: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs der installierten Kapazität in GWh, welche den Bedarf während jeweils 25 %, 50 % und 75 % des betrachteten Zeitraums bei minimierter Korrelation vollständig decken kann, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.5.2 Simulation verschiedener Anlagenkombinationen bei minimierter Korrelation

Abbildung 28 zeigt die Spannweite des Energieoutputs der drei verschiedenen Kombinationen von Wind- und Photovoltaikanlagen über den gesamten Zeitraum von 2006–2014. Hier wurde ebenfalls das Kapazitätsniveau der 50-prozentigen Abdeckung von 2006,75 GW als Basis für die Berechnung gewählt. Es ist zu erkennen, dass sämtliche Varianten eine hohe Anzahl an Ausreißern vorweisen. Der obere Whisker endet in allen drei Fällen trotz unterschiedlicher Quartile auf ähnlichem Niveau, was auf die unterschiedlichen Interquartilsabstände zurückzuführen ist. Hier ist ebenfalls ersichtlich, dass ein hoher Anteil an Windkraftanlagen zu den höchsten Erträgen führt, während ein hoher Anteil an Photovoltaikanlagen zu den geringsten Erträgen und der höchsten Streuung der Ergebnisse führt. Die gleichmäßigste Verteilung der Werte scheint in dieser Simulation durch einen hohen Windkraftanteil erreichbar zu sein.

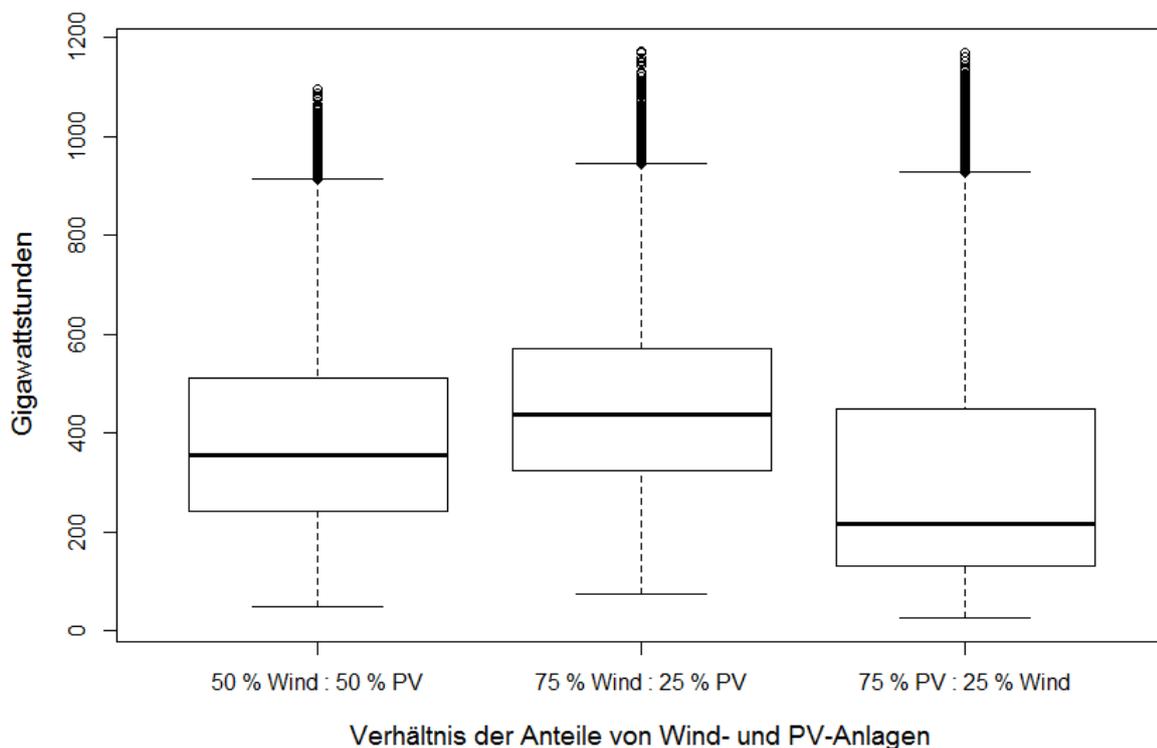


Abbildung 28: Boxplot der Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation (eigene Darstellung)

Abbildung 29 zeigt die geglättete Energieproduktion der drei betrachteten Kombinationen sowie die Netzlast über den gesamten Zeitraum von 2006–2014. Darin lässt sich erkennen, dass ein PV-Anteil von 75 % über den gesamten Zeitraum zu geringeren Schwankungen in der Produktion führt. Ein hoher Anteil an Windkraft führt zu einer weitaus stärkeren Abnahme des Outputs von 2007–2010.

So nimmt der Output im 75 %-PV-Szenario in dieser Periode um ca. 20 GWh ab, bei 75 %-Wind sind es jedoch etwa 40 GWh, der Output ist hier jedoch nur um etwa 50% höher. In dieser Simulation zeigen sowohl 50 : 50-Verhältnis als auch 75 %-PV-Anteil eine relativ geringe Distanz zum Verlauf der tatsächlichen Netzlast. Tabelle 8 fasst die statistischen Parameter der betrachteten Kombinationen zusammen. So weist hier das Szenario mit 75 % Windkraftanlagen die geringste Standardabweichung von 177,11 GWh auf. Der höchste durchschnittliche Output wird ebenfalls dadurch erreicht und liegt bei 456,64 GWh. Das Szenario der gleichmäßigen Nutzung weist einen langfristigen Überschuss von 32 GWh auf, während das 75 %-PV-Szenario einen Mangel von 38 GWh aufweist.

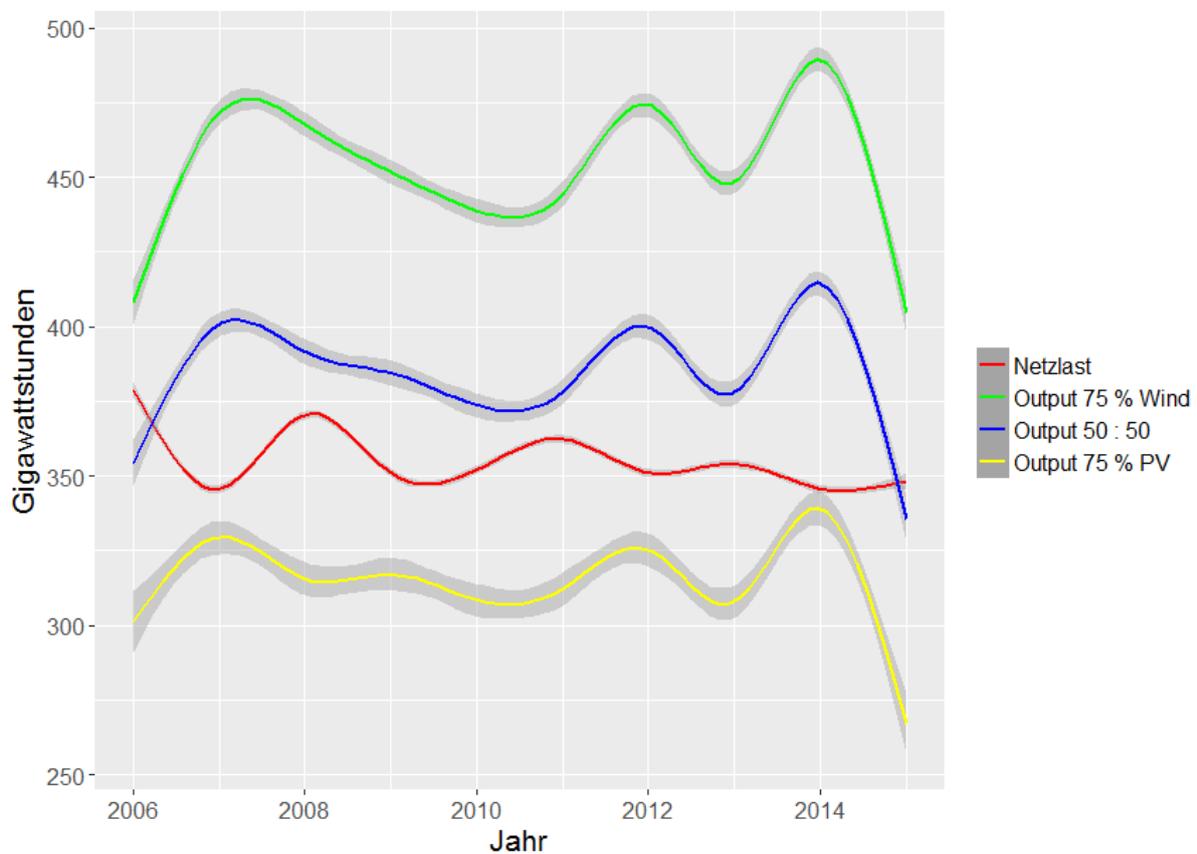


Abbildung 29: Geglätteter Verlauf der stündlichen Netzlast sowie der simulierten stündlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Tabelle 8: Statistische Parameter bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation

Stat. Parameter	Verhältnis der genutzten Anlagentypen		
	50 % Wind : 50 % PV	75 % Wind : 25 % PV	25 % Wind : 75 % PV
Minimum	48,49	72,74	24,25
Unteres Quartil	240,25	322,28	130,92
Median	355,25	438,33	216,93
Oberes Quartil	510,25	571,61	449,67
Maximum	1097,43	1171,67	1169,34
Mittelwert	386,73	456,64	316,82
Standardabweichung	183,03	177,11	245,54
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	85,1 %	93,27 %	66 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	22 %	27,6 %	26,1 %

Abbildung 30 zeigt den jährlichen Verlauf des Outputs der drei betrachteten Kombinationen von Wind- und Solarkraftanlagen. Auch in dieser Simulation führt ein hoher Anteil an Wind- bzw. Solarenergie ebenfalls zu einer relativ linearen Ab- bzw. Zunahme des Outputs außerhalb der Jahresmitte, wobei das Outputwachstum der zweiten Jahreshälfte bei 75 % Windkraftanteil steiler ausfällt als die Abnahme in der ersten Jahreshälfte. Zwischen den höchsten und geringsten Outputs der beiden Szenarien mit Wind bzw. Photovoltaik-Fokus liegt eine Differenz von ungefähr 300 GWh. Im 50 : 50-Szenario ist eine Schwankung von ca. 50 GWh im Verlauf des Jahres zu erkennen. Bei 75 % Windkraft liegt die Differenz zwischen Minimum und Maximum bei ca. 170 GWh und bei 75 % Solarkraft bei etwa 180 GWh. Mit diesem Optimierungsansatz wird also eine höhere jährliche Schwankung bei der verstärkten Nutzung von Solarnergie erreicht als bei Windenergie.

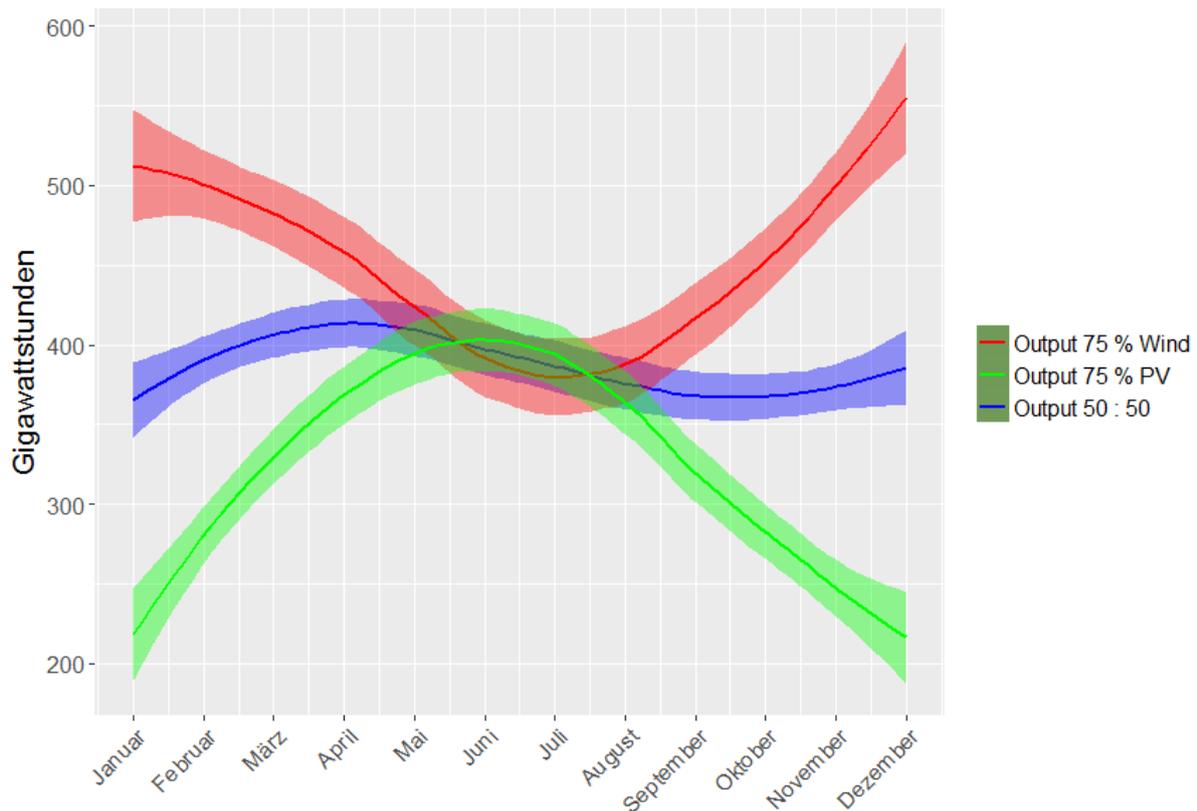


Abbildung 30: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 31 stellt die monatlichen Residuallasten der drei betrachteten Kombinationen von Wind- und Solarkraftanlagen dar. Auch hier ergeben sich durch einen PV-Anteil von 75 % die größten Schwankungen der Residuallast, jedoch treten hier die geringsten nicht beim 50 : 50-Szenario sondern dem 75 %-Windkraft-Szenario auf. Die Residuallast verläuft bei einem hohen Anteil an Windenergie von Januar bis Mai relativ konstant und nimmt dann bis Juli um ca. 50 GWh zu. Anschließend nimmt sie im Laufe der zweiten Jahreshälfte dann wieder um etwa 100 GWh ab. Bei 75% Photovoltaik zeigt die Residuallast im Winter Energiemängel von fast 200 GWh, nimmt dann im Laufe der ersten Jahreshälfte aber ab, erreicht Überschüsse von 75 GWh im Sommer und steigt in der zweiten Jahreshälfte wieder auf ihr ursprüngliches Niveau an. Das 50 : 50 Szenario zeigt hier größere Schwankungen als in den vorherigen Abschnitten. So ergeben sich im Winter von Januar bis Februar Energiemängel von bis zu 50 GWh, während von Mai bis Juni Überschüsse von etwa 75 GWh möglich sind. Durch 75 % Windkraft wird auch hier permanent Überschuss produziert, während dies durch denselben Anteil an Photovoltaik nur von Mitte März bis Mitte August gelingt.

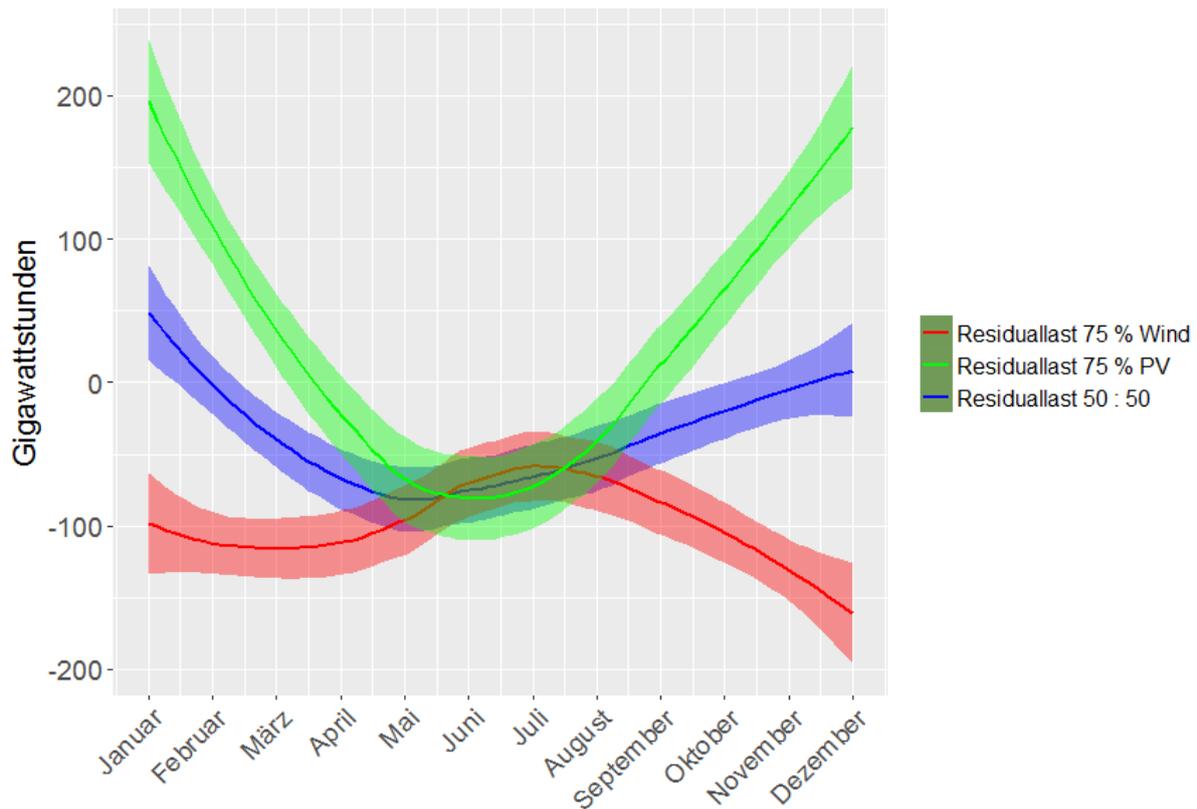


Abbildung 31: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Residuallasten bei konstanter installierter Leistung und variierenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik im betrachteten Zeitraum bei minimierter Korrelation, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

3.6 Direkter Vergleich der optimierten Szenarien

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Bedarfsabdeckung-Szenarien und der Variierung der Wind- und Solarkraftanteile der Kapazität gegenübergestellt und die Unterschiede der ausgewählten Standorte der vier Optimierungsansätze dargestellt.

Abbildung 32 stellt die geglätteten stündlichen Outputs jener Kapazitätsstufen dar, welche in jeder der vier Simulationen ausreichten, um während 50 % der Periode von 2006–2014 den Energiebedarf vollständig abzudecken, da diese immer dasjenige Szenario darstellten, welches dem tatsächlichen Bedarf am nächsten kam. Hierbei ist erkennbar, dass die Optimierung zur Maximierung der Outputs bis auf das Jahr 2011 stets zum höchsten Output führt. Im Jahr 2011 weist das Szenario der minimierten Streuung den höchsten Output auf. Größere Schwankungen sind in allen vier Fällen vorhanden, jedoch scheint das Szenario der minimierten Korrelation über den gesamten Zeitraum in Summe die geringsten Schwankungen aufzuweisen. Das Szenario der minimierten geringen Outputniveaus verfügt über den gesamten Zeitraum betrachtet über den geringsten Output.

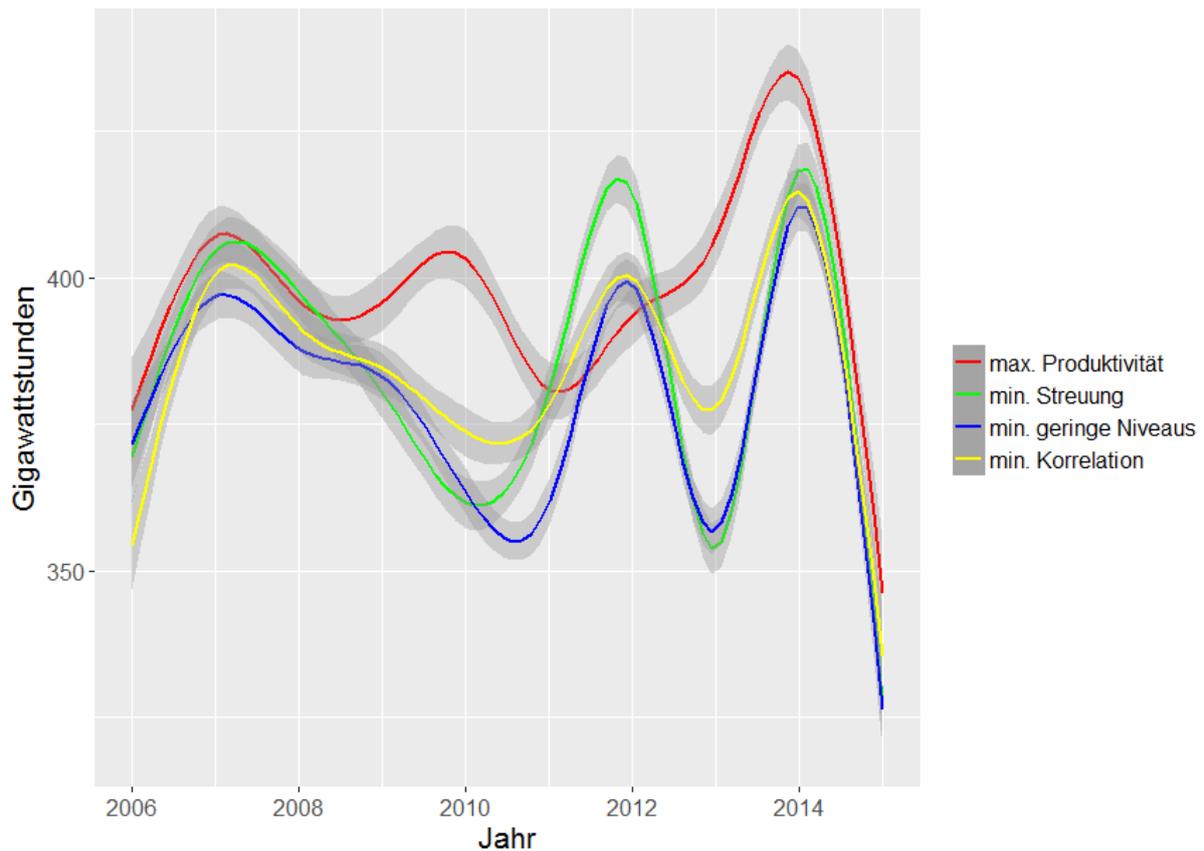


Abbildung 32: Vergleich des geglätteten stündlichen Outputs der vier Kapazitätsstufen, welche genügen, um während 50 % des Zeitraumes von 2006–2014 den Bedarf im jeweiligen Szenario vollständig zu decken, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Tabelle 9 fasst sämtliche statistische Parameter der simulierten Outputs der betrachteten Abdeckungsgrade für jeden der vier Ansätze zusammen. Beim Vergleich der Szenarien ergibt sich, dass bei 25 %-Abdeckung zwar durch max. Produktivität die geringste installierte Leistung nötig ist, für sämtliche höhere Abdeckungen liefert jedoch die Minimierung der geringen Outputniveaus die niedrigste notwendige installierte Leistung. Die Szenarien der minimalen Schwankungen benötigen bis auf die hundertprozentige Abdeckung des Bedarfs (dort ist es die minimierte Korrelation) stets die höchste installierte Leistung. Diese Ausprägung der Ergebnisse liegt an der zugrundeliegenden Auswahl der Staaten. So haben oft diejenigen Staaten eine geringe Standardabweichung, welche nur geringe Kapazitätsfaktoren aufweisen, weswegen hier mehr Kapazität notwendig ist, um den Bedarf dennoch stillen zu können. Die Ansätze der max. Produktivität und der min. geringen Niveaus zeigen eine sehr ähnliche Reihung der Länder, weswegen hier die geringste Kapazität notwendig ist (für Details siehe Tabelle 11). Bei den Minima verhält es sich ähnlich. Dort zeigt die minimale Korrelation bei 25% und 100%-Abdeckung das höchste Minimum, während bei 50% und 75% die Minimierung der geringen Niveaus das höchste Minimum aufweist. Die Spannweite der Werte ist dennoch nach wie vor in sämtlichen Szenarien sehr hoch. Die Minimierung der Standardabweichungen der herangezogenen Länder führt im Schnitt zu den höchsten Maxima.

Dies ist auf die hohe installierte Leistung zurückzuführen, da es so beim Auftreten von sehr günstigen Produktionsbedingungen zu hohen Outputs kommt, auch wenn die Kapazitätsfaktoren der genutzten Staaten im Durchschnitt eher niedrig sind. Die abgedeckten Anteile der Gesamtlast weisen überall fast identische Ergebnisse auf. Verantwortlich dafür ist der Umstand, dass die notwendige Energie zur vollständigen Abdeckung eines gewissen Teils des Zeitfensters immer dieselbe ist. Auch die Anteile des Überschusses an der Gesamtproduktion sind sich sehr ähnlich. Auffällig ist hierbei nur, dass die Minimierung geringer Niveaus stets zu etwas geringeren Überschüssen als die anderen drei Optimierungsszenarien führt. Die Breite der Quartile und der Mittelwert sind über alle Betrachtungen hinweg sehr ähnlich ausgeprägt, was darauf zurückzuführen ist, dass es in jedem Szenario das Ziel war 50 % der Netzlast abdecken zu können. Die Standardabweichung ist am geringsten, wenn geringe Outputniveaus möglichst vermieden werden und nicht wenn Standorte mit geringer Standardabweichung gewählt werden. Dies ist vermutlich auf die hohe dort genutzte Kapazität zurückzuführen, welche das Ausmaß auftretender Schwankungen im Output erhöht.

Tabelle 9: Vergleich der Ergebnisse der vier Kapazitätsstufen jedes Optimierungsansatzes

	Maximierte Produktivität				Minimale Schwankungen			
Abgedeckter Zeitraum	25 %	50 %	75 %	100 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Installierte Kapazität	1266,35	1891,84	2727,24	10638,26	1506,43	2136,95	3165,02	10778,06
Minimum	18,17	25,09	68,64	317,6	15,26	24,15	39,93	303,3
Unteres Quartil	155,03	220,04	331,56	1220,4	160,94	235,63	340,94	1214,5
Median	246,05	354,99	507,13	1766,2	246,95	354,67	512,18	1763
Oberes Quartil	369,8	560,1	779,61	2638,6	360,36	512,52	747,17	2647,1
Maximum	809,72	1277,4	1635,59	5387,2	913,32	1252,51	1793,54	5468,7
Mittelwert	269,14	399,15	568,59	1990	270,51	386,21	562,18	1991,1
Standardabweichung	138,63	215,38	285,56	956,28	136,83	189,84	278,48	968,39
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	69 %	83,25 %	94,6 %	100 %	69,21 %	83,89 %	93,7 %	100 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	9 %	26 %	41 %	82,18 %	9,3 %	23 %	40,9 %	82,19 %
	Minimale geringe Niveaus				Minimale Korrelation			
Abgedeckter Zeitraum	25 %	50 %	75 %	100 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Installierte Kapazität	1336,16	1864,35	2661,6	10550,98	1437,15	2006,75	2823,61	10789,85
Minimum	21,68	50,51	77,67	312,6	23,84	48,49	64,89	323
Unteres Quartil	165,46	239,13	336,49	1213,6	160,08	240,25	333,91	1231
Median	254,04	355,73	502,78	1755,8	246,19	355,25	499,44	1780
Oberes Quartil	364,58	509,66	731,75	2618,1	360,44	510,25	745,65	2663
Maximum	853,74	1135,42	1488,18	5348,6	850,94	1097,43	1619,78	5474
Mittelwert	269,7	380,46	546,17	1975,9	269,19	386,73	554,72	2009
Standardabweichung	128,16	173,58	256,75	947,08	136,2	183,04	271,33	968,15
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	70,2 %	84,8 %	94,5 %	100 %	69 %	85,11 %	94,37 %	100 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	7,7 %	21 %	38,61 %	82,05 %	9,1 %	22 %	39,7 %	82,35 %

Abbildung 33 stellt den geglätteten monatlichen Output der verschiedenen Anlagenkombinationen jedes Optimierungsansatzes gegenüber. Für die Erstellung dieser Grafik, von Abbildung 34 und Tabelle 10 wurde jedoch für jede Berechnung eine einheitliche Kapazität von 2000 GW angenommen und die Verteilung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen wurde nicht einheitlich, sondern getrennt optimiert, um mögliche Differenzen zwischen den Betrachtungen besser feststellen zu können. Es ist ersichtlich, dass die erkennbaren Trends den bereits einzeln dargestellten aus den bisherigen Abschnitten sehr ähneln, ob die Optimierung der gewählten Standorte getrennt oder kombiniert stattfindet scheint sich also nicht sehr stark auf den jährlichen Verlauf der Energieproduktion auszuwirken. Bis auf das Szenario der minimalen Streuung zeigen alle Szenarien einen sehr ähnlichen Verlauf. Die Minimierung der Standardabweichungen führt zu einem lineareren Verlauf der Outputs als in den anderen Szenarien. Die Maximierung der Produktivität und die Minimierung geringer Niveaus führen zu den höchsten Erträgen, welche in beiden Fällen auch in etwa gleich hoch ausfallen. Bei der Minimierung der Streuung und der Korrelation sind die Outputs etwas geringer, wobei im Fall der minimierten Streuung die 75 %-PV-Outputs am geringsten von allen Betrachtungen sind und auch die höchste Schwankung über den Verlauf des Jahres aufweisen. Die Minimierung der Korrelation führt zu einer geringeren Schwankung des Outputs des 75 %-Wind-Szenarios als in den anderen Fällen.

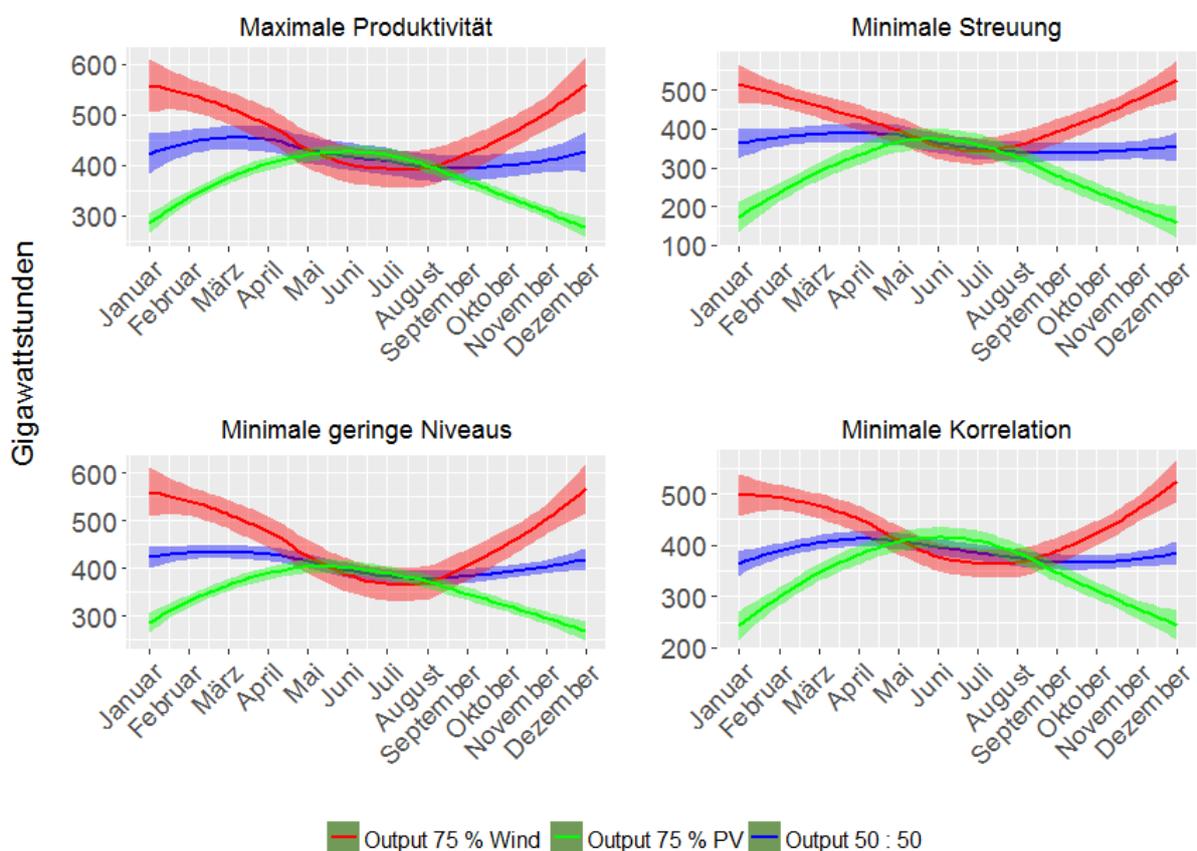


Abbildung 33: Vergleich der geglätteten monatlichen Outputs der unterschiedlichen simulierten Wind- und PV-Kombinationen aus jedem Szenario bei identer installierter Leistung, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 34 zeigt die geglätteten monatlichen Residuallasten der unterschiedlichen Anlagenkombinationen jedes Optimierungsansatzes. Die verstärkte Nutzung von Windkraft führt in sämtlichen Szenarien zu permanenter Überschussproduktion, jedoch fallen diese Überschüsse bei der Minimierung der Streuung und Korrelation geringer aus als in den anderen beiden Optimierungen. Ein Photovoltaikanteil von 75 % führt bei der Maximierung der Produktivität von März bis Oktober zu Überschüssen, bei der Minimierung geringer Outputniveaus von März bis September, bei minimaler Streuung von April bis August und bei minimierter Korrelation von Mitte März bis Mitte August. Bei intensiver Photovoltaiknutzung lässt sich also durch die Verwendung von Standorten mit möglichst hohen Kapazitätsfaktoren das Auftreten von Energiemängeln minimieren. Das Ausmaß der Energiemängel bei 75 %-PV ist bei der Maximierung des Outputs und der Minimierung geringer Niveaus am kleinsten, während die Minimierung der Standardabweichungen zu den höchsten Defiziten führt. Bei den 50 : 50-Szenarien führt die Maximierung des Outputs und die Minimierung geringer Niveaus ebenfalls zu permanenten und auch ähnlich ausgeprägten Überschüssen, während es in den anderen beiden Optimierungen von Dezember bis Februar zu Energiedefiziten kommt. Es ist auch zu erkennen, dass der gleichmäßige Mix bei der Minimierung der Korrelationen zu größeren Schwankungen führt als in den anderen drei Fällen.

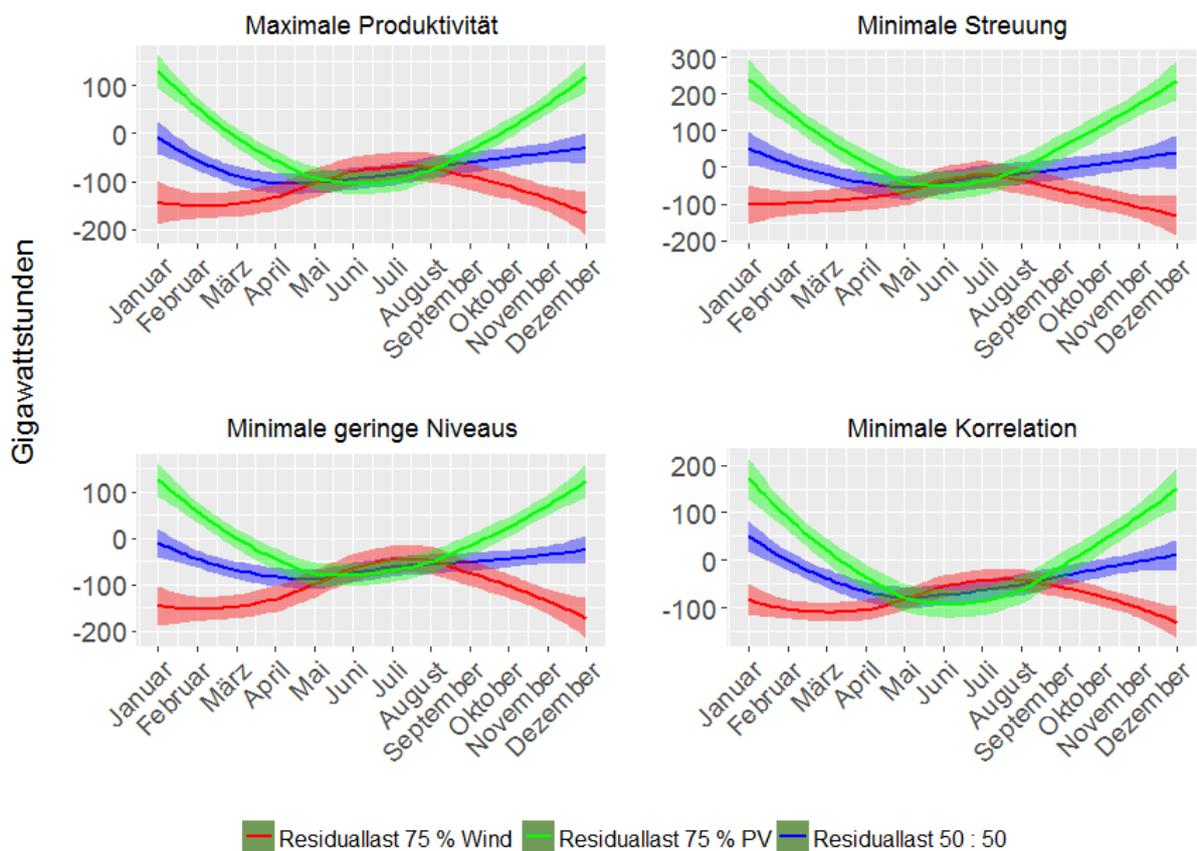


Abbildung 34: Vergleich der geglätteten monatlichen Residuallasten der unterschiedlichen simulierten Wind- und PV-Kombinationen aus jedem Szenario bei identer installierter Leistung, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Tabelle 10 enthält die betrachteten statistischen Parameter sämtlicher Kombinationsvarianten aller Optimierungen. Aus ihr wird ersichtlich, dass der Ansatz der Output-Maximierung zu den im Durchschnitt höchsten Erträgen führt, während die Minimierung der Standardabweichung der gewählten Standorte zu den geringsten führt. Der Ansatz zur Minimierung der Schwankungen führt bei den 50 : 50 -Verhältnissen der Anlagentypen und bei einem Anteil von Solarkraft von 75 % zur geringsten Standardabweichung, für 75 %-Windkraftanteil ergibt sich jedoch durch die Minimierung der Korrelation die geringste Standardabweichung. Die minimale Nutzung geringer Outputniveaus führt auch hier zu den höchsten Minima, der Unterschied zu den anderen Szenarien ist aber nicht allzu groß. Bei einem Verhältnis von 50 : 50 und einem Anteil von 75 % an Windkraft führt die minimierte Korrelation zur geringsten Spannweite an Outputs. Bei einem Anteil an Photovoltaikanlagen von 75 % führt der Ansatz der minimierten Schwankungen zur geringsten Spannweite der Ergebnisse. Es lässt sich ebenfalls erkennen, dass eine gleichmäßige Nutzung von Wind- und Solarkraftanlagen in allen Szenarien bis auf das der minimierten Schwankungen zu einer höheren Standardabweichung führt als eine bevorzugte Nutzung von Windenergie. Die abgedeckten Anteile der Gesamtlast sind bei allen vier Optimierungen etwa gleich hoch. So führt ein ausgewogenes Verhältnis der beiden Anlagenarten in allen vier Optimierungen zu einer Abdeckung der Gesamtlast von etwa 84 %, 75 %-Windkraftanlagen führen zu ca. 92 % und 75 %-Photovoltaikanlagen zu einer Abdeckung von ca. 65 %. Bei den ermittelten Anteilen der Überschüsse an der Gesamtproduktion führt ein Anteil von 75 % an PV-Anlagen bei der Maximierung der Produktivität zum höchsten Anteil, während es in den anderen drei Szenarien immer ein Windkraftanteil von 75 % ist. Die ausgewogene Kombination führt stets zu den geringsten verhältnismäßigen Überschüssen, bei der Minimierung der Streuung und der geringen Niveaus fällt der Unterschied zum 75 %-PV-Szenario aber nur recht gering aus.

Tabelle 10: Vergleich der Ergebnisse der Anlagenvariierung jedes Optimierungsansatzes

	Maximierte Produktivität			Minimale Schwankungen		
Verhältnis der Kapazität	50% Wind : 50% PV	75% Wind : 25% PV	25% Wind : 75% PV	50% Wind : 50% PV	75% Wind : 25% PV	25% Wind : 75% PV
Minimum	33,34	75,97	14,8	21,84	37,25	9,52
Unteres Quartil	231,78	337,22	137,8	219,12	289,98	108,07
Median	373,89	458,22	243,6	331,6	405,15	190,19
Oberes Quartil	592,38	590,41	563,7	479,89	551,07	364,9
Maximum	1350,67	1242,14	1192,6	1181,62	1253,63	1151,58
Mittelwert	421,53	473,32	361,8	361,02	432,74	275,88
Standardabweichung	227,58	175,7	283,06	178,78	187,99	230,26
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	83,25 %	91,34 %	65,39 %	83,89 %	92,15 %	63,26 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	26 %	29,23 %	32 %	23 %	31%	24,83 %
	Minimale geringe Niveaus			Minimale Korrelation		
Verhältnis der Kapazität	50% Wind : 50% PV	75% Wind : 25% PV	25% Wind : 75% PV	50% Wind : 50% PV	75% Wind : 25% PV	25% Wind : 75% PV
Minimum	56,96	82,87	15,32	48,26	68,74	14,48
Unteres Quartil	257,04	335,04	134,49	239,44	316,67	127,43
Median	380,3	446,02	243,3	353,87	420,93	230,16
Oberes Quartil	546,12	578,87	530,38	508,25	540,45	510,37
Maximum	1189,66	1261,95	1266,12	1094,24	1135,14	1210,61
Mittelwert	408,57	466,57	347,8	385,27	438,67	337,29
Standardabweichung	186,04	174,56	270,27	182,30	161,96	266,74
Gedeckter Anteil der Gesamtlast	84,8 %	93,2 %	64,5 %	85,1 %	93,27 %	66 %
Überschuss in % der Gesamtproduktion	21 %	29 %	22,53 %	22 %	27,6 %	26,1 %

Tabelle 11 listet die einzelnen Reihungen der Staaten nach ihrer Eignung für alle vier Optimierungen auf, wenn die Optimierung für beide Anlagentypen kombiniert durchgeführt wird. Hierbei ist erkennbar, dass die Maximierung der Produktivität und die Minimierung der Korrelation zu relativ ähnlichen Reihungen führen, bei welchen viele Länder zwar nicht direkte Übereinstimmung aber recht nahe Positionen aufweisen. Die anderen beiden Optimierungen weisen sehr unterschiedliche Reihungen auf. Für die maximale Produktivität sind vor allem jene Länder gut geeignet, welche hohe Windkraft-Kapazitätsfaktoren aufweisen. Geringe Standardabweichungen scheinen vor allem in nord-, mittel- und osteuropäischen Ländern aufzutreten, während südeuropäische eine eher hohe Streuung zeigen. Bei der Korrelation ist festzustellen, dass vor allem süd- und osteuropäische Länder eine geringe Korrelation mit anderen Ländern aufweisen. Bei der Vermeidung geringer Outputniveaus sind nord-, west- und südeuropäische Staaten besonders geeignet.

Tabelle 11: Reihung der berücksichtigten Staaten nach ihrer Eignung für jedes Optimierungsszenario inklusive Angaben in den Klammern bis zu welchem Abdeckungsgrad die jeweiligen Länder ausreichen

Reihung der Staaten	Maximale Produktivität	Minimale Schwankungen	Minimale geringe Niveaus	Minimale Korrelation
1.	Malta	Schweden	Norwegen	Lettland
2.	Portugal	Norwegen (25 %)	Großbritannien	Portugal
3.	Großbritannien	Slowenien	Portugal (25 %)	Finnland
4.	Spanien (25–50 %)	Finnland (50 %)	Irland	Estland
5.	Griechenland	Deutschland (75 %)	Dänemark	Litauen
6.	Irland	Kroatien	Malta	Irland (25 %)
7.	Dänemark	Slowakei	Spanien (50–75 %)	Malta
8.	Österreich (75 %)	Polen	Griechenland	Spanien (50 %)
9.	Belgien	Lettland	Finnland	Bulgarien (75 %)
10.	Norwegen	Estland	Schweden	Rumänien
11.	Luxemburg	Frankreich	Österreich	Zypern
12.	Ungarn	Rumänien	Belgien	Dänemark
13.	Frankreich	Großbritannien	Frankreich	Ungarn
14.	Finnland	Tschechien	Rumänien	Griechenland
15.	Rumänien	Schweiz	Estland	Luxemburg
16.	Bulgarien	Italien	Ungarn	Großbritannien
17.	Litauen	Niederlande	Polen	Polen
18.	Niederlande	Litauen	Litauen	Belgien
19.	Polen	Irland	Niederlande	Österreich
20.	Estland	Dänemark	Luxemburg	Slowakei
21.	Tschechien	Zypern	Bulgarien	Norwegen
22.	Italien	Belgien	Italien	Italien
23.	Schweden	Ungarn	Tschechien	Frankreich
24.	Lettland	Bulgarien	Lettland	Kroatien
25.	Schweiz	Spanien	Deutschland (100 %)	Schweden
26.	Deutschland (100 %)	Österreich	Schweiz	Niederlande
27.	Slowakei	Griechenland (100 %)	Slowakei	Slowenien
28.	Zypern	Luxemburg	Kroatien	Tschechien
29.	Kroatien	Portugal	Zypern	Schweiz
30.	Slowenien	Malta	Slowenien	Deutschland (100 %)

3.7 Gegenüberstellung optimierter und nicht optimierter Szenarien

In diesem Abschnitt wird ein nicht optimiertes Setup, welches dem Stand der tatsächlich installierten Leistung des Jahres 2014 für Windkraft und für Photovoltaik in den 30 betrachteten Ländern entspricht, mit vier weiteren Szenarien, die nach den vier beschriebenen Ansätzen optimiert wurden und dabei Menge und Verhältnis der beiden Anlagentypen aus dem realen Szenario beibehalten haben, verglichen. Die in sämtlichen folgenden Szenarien verwendete Kapazität für Windkraft lag bei insgesamt 129,931 GW und für Solarkraft bei 87,762 GW. Dabei wurde die Verteilung der beiden Anlagentypen unabhängig voneinander optimiert. Zusätzlich wurden die Optimierungen für jeden Ansatz zweimal durchgeführt: einmal mit geringer und einmal mit hoher geografischer Verteilung der Anlagen.

3.7.1 Vergleich optimierter Szenarien hoher geografischer Streuung mit nicht optimiertem Output

Abbildung 35 stellt den geglätteten stündlichen Output des nicht optimierten Setups und der vier optimierten Vergleichsszenarien mit hoher geografischer Streuung über den gesamten Zeitraum von 2006–2014 dar. Es ist ersichtlich, dass die Maximierung des Outputs und die Minimierung geringer Outputniveaus zu fast identischen Erträgen führen, welche gleichzeitig auch die höchsten sind. Durch die Minimierung der Standardabweichungen wird der geringste Output erzeugt, jedoch auch die geringsten Schwankungen. Die Minimierung der Korrelation der Standorte führt zu einem Ergebnis, welches dem des nicht optimierten Szenarios relativ ähnlich ist. Die Graphen weisen alle ein Hoch jeweils im Jahr 2007, 2011 und 2013 auf, während es von 2007–2010, 2012 und 2014 zu einer Abnahme des Outputs kommt, welche im Jahr 2009 durch eine kurzzeitige kleine Steigerung unterbrochen wird. Diese kurze Erhöhung des Outputs ist jedoch nicht im Szenario der minimierten Korrelation zu erkennen.

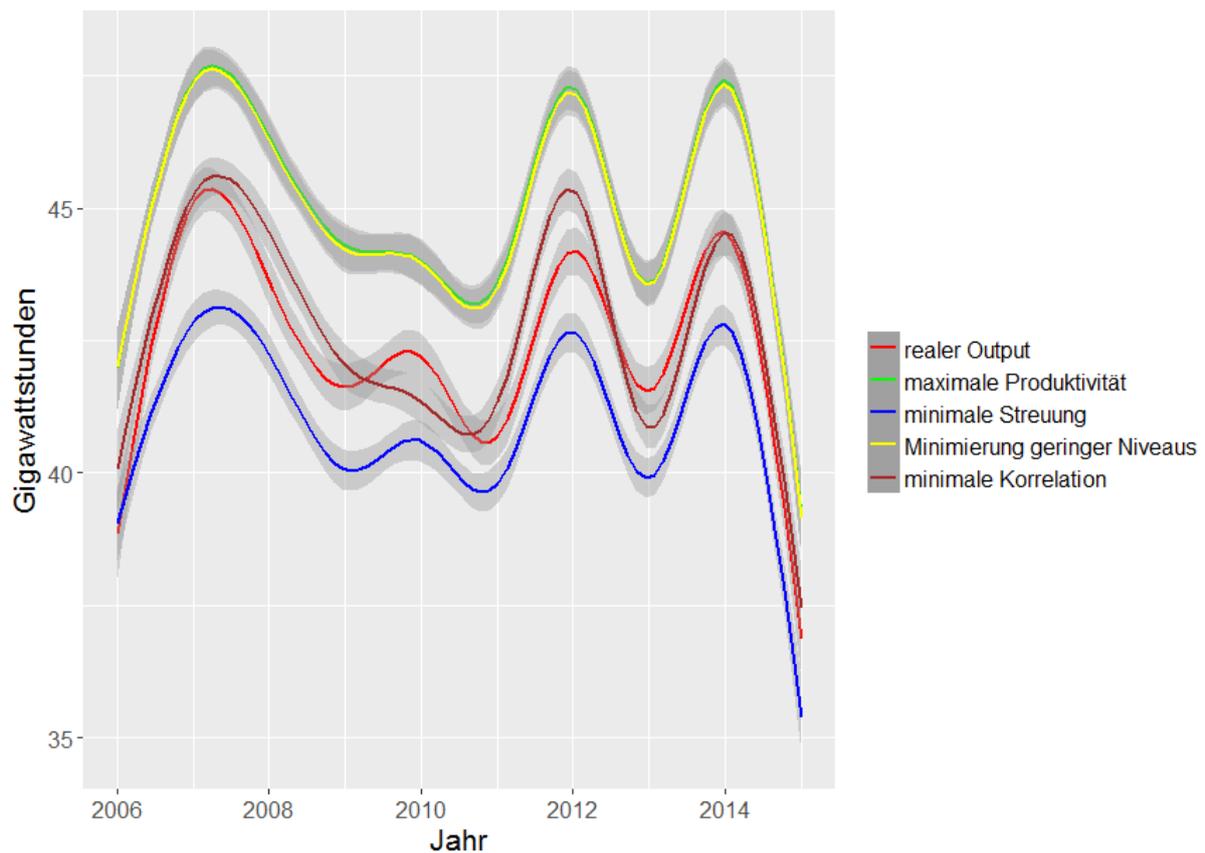


Abbildung 35: Vergleich der geglätteten stündlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung mit dem nicht optimierten Szenario, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 36 zeigt die Boxplots dieser Simulationen. Sowohl das realistische, als auch die Szenarien der maximierten Produktivität und der minimierten geringen Niveaus zeigen eine ähnliche Spannweite der Ergebnisse. Die geringste Spannweite ist durch die Minimierung der Streuung zu erreichen. Ansonsten zeigen die Boxplots keine signifikanten Unterschiede. Alle Outputs weisen zahlreiche Ausreißer auf, was auf die hohe Streuung der höchsten 25 % der Ergebnisse in jedem Szenario zurückzuführen ist.

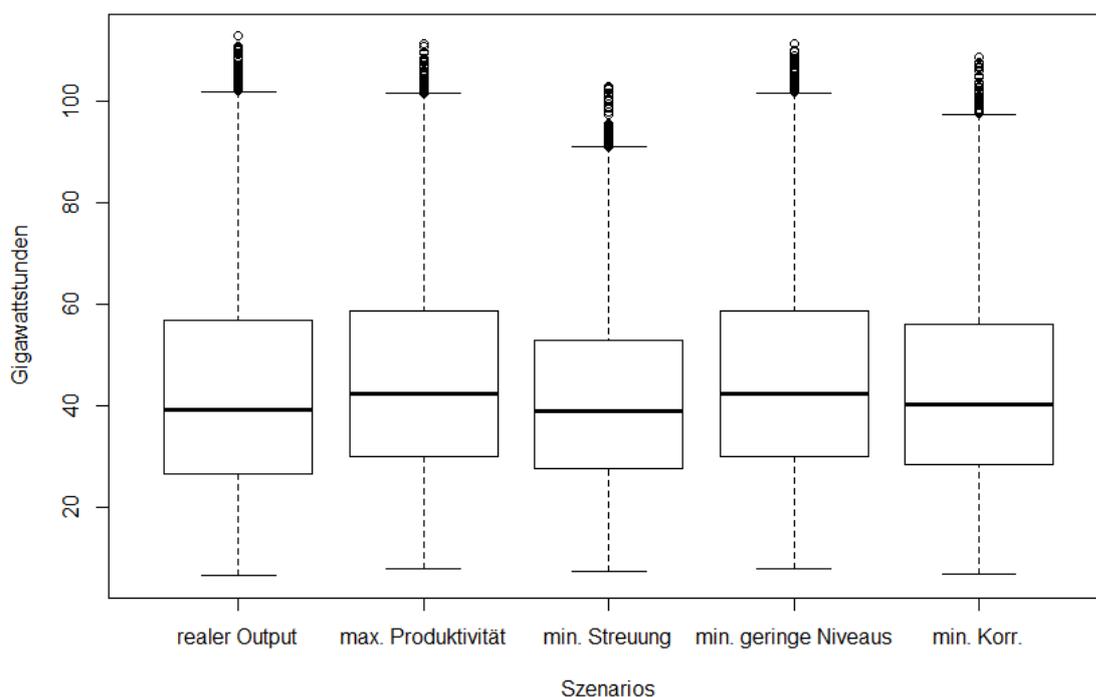


Abbildung 36: Boxplot der Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios (eigene Darstellung)

Tabelle 12 enthält die ausgewählten statistischen Parameter der Simulationsergebnisse der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und dem nicht optimierten Szenario. Die Unterschiede sind größtenteils nicht sehr ausgeprägt. So zeigen auch hier die maximierte Produktivität und die minimierten geringen Niveaus den höchsten durchschnittlichen Output und die Minimierung der Streuung die geringste Standardabweichung. Es ist erkennbar, dass trotz hoher Streuung der Anlagen bei gleicher Kapazität durch eine optimierte Vorgehensweise die langfristigen Outputs verbessert werden können.

Tabelle 12: Statistische Parameter der Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios in GWh

Stat. Parameter	Szenario				
	Realer Output	Maximale Produktivität	Minimale Streuung	Min. geringe Niveaus	Minimale Korrelation
Minimum	6,47	7,83	7,26	7,85	6,96
Unteres Quartil	26,6	30,04	27,61	29,99	28,38
Median	39,36	42,53	38,88	42,42	40,18
Oberes Quartil	56,78	58,72	53,07	58,715	56,08
Maximum	112,91	111,56	103,11	111,54	108,833
Mittelwert	42,55	45,12	41,04	45,06	42,82
Standardabweichung	19,42	18,43	16,68	18,42	17,77

Abbildung 37 zeigt den Jahresverlauf des Outputs aller fünf Szenarien. Auch hier sind die Erträge durch maximierte Produktivität und minimierte geringe Outputniveaus fast identisch. Minimierte Streuung führt zu den geringsten Ergebnissen, während die minimierte Korrelation dem realen Output am ähnlichsten ist. Gemeinsam haben alle Szenarien den Verlauf des Graphen. So kommt es ab dem Jahresanfang stets zu einer Abnahme des Outputs bis August, ab welchem Zeitpunkt er wieder bis Ende des Jahres anfängt zuzunehmen. Der Verlauf zeigt, dass die Produktion vor allem durch den Output der Windkraftanlagen geprägt ist, da die in den vorherigen Abschnitten betrachteten Szenarien mit einem Windkraft-Anteil von 75 % einen ähnlichen Jahresverlauf gezeigt haben.

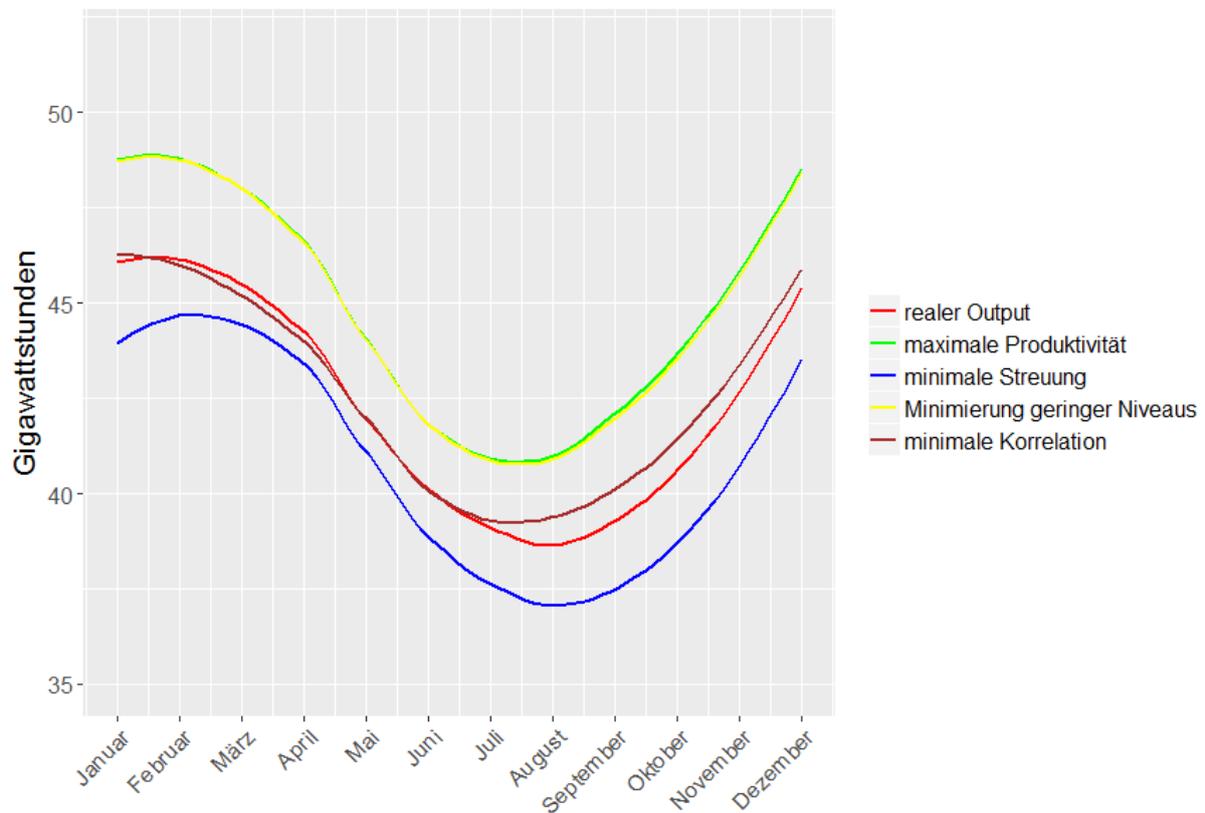


Abbildung 37: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit hoher geografischer Streuung und dem nicht optimierten Szenario (eigene Darstellung)

3.7.2 Vergleich optimierter Szenarien geringer geografischer Streuung mit nicht optimiertem Output

Abbildung 38 veranschaulicht den durchschnittlichen Output des nicht optimierten Setups und der vier optimierten Vergleichsszenarien mit geringer geografischer Streuung über den gesamten Zeitraum von 2006–2014. Hier produzieren wieder die Szenarien der maximierten Produktivität und der minimalen geringen Outputniveaus die höchsten Erträge, sind jedoch nicht mehr beinahe identisch, da das erstgenannte Szenario höhere Ergebnisse erzielt. Die Minimierung der Streuung führt wieder zu den geringsten Outputs und die Minimierung der Korrelation ist hier auch dem realen Output am ähnlichsten, wobei die Differenz zwischen den beiden Betrachtungen hier größer ist. Der Verlauf der Ergebnisse unterscheidet sich hier jedoch von denen der hohen geografischen Streuung. Die Graphen weisen hier zwar auch alle ein Hoch im Jahr 2007, 2011 und 2013 auf, während es von 2007–2010, 2012 und 2014 zu einer Abnahme des Outputs kommt, aber die kurzzeitige Steigerung im Jahr 2009 ist hier nicht vorhanden. Außerdem fällt die Abnahme des Outputs von 2007–2010 in den Szenarien der maximierten Produktivität und der minimierten geringen Outputniveaus hier flacher aus. Es ist ebenfalls erkennbar, dass die langfristigen Schwankungen der optimierten Szenarien hier alle im Vergleich zur höheren geografischen Streuung zunehmen.

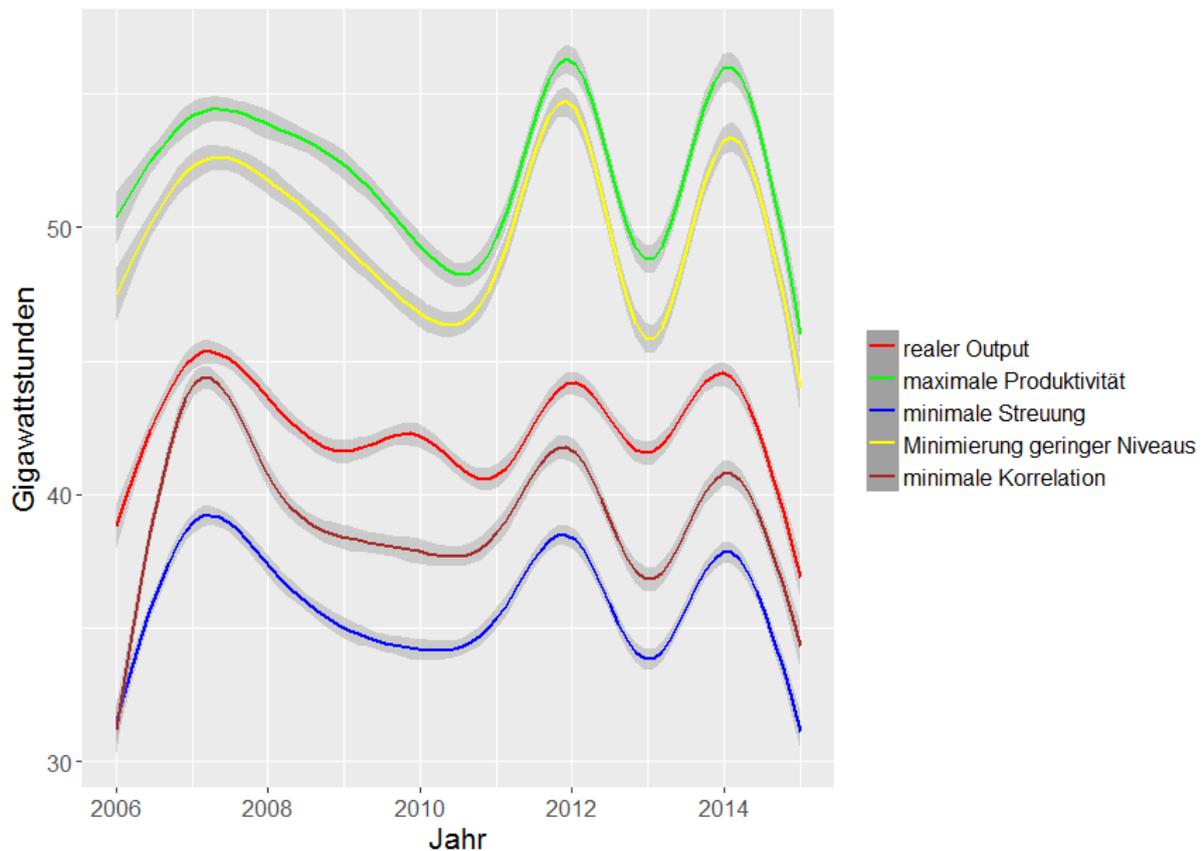


Abbildung 38: Vergleich der geglätteten stündlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung mit dem nicht optimierten Szenario, inklusive ihrer Konfidenzintervalle ($\alpha = 0,05$) (eigene Darstellung)

Abbildung 39 enthält die Boxplots der fünf Szenarien. Bei geringer geografischer Streuung der Anlagen sind größere Unterschiede zwischen den Beobachtungen zu erkennen als bei hoher Streuung. So führt sowohl die Maximierung der Produktivität als auch die Minimierung der geringen Produktionsniveaus zu einer weitaus größeren Spannweite der Ergebnisse, während nur noch die minimierte Korrelation zu Ergebnissen führt, welche dem realen Output ähneln. Die geringste Spannweite ist auch hier durch die Minimierung der Streuung gegeben.

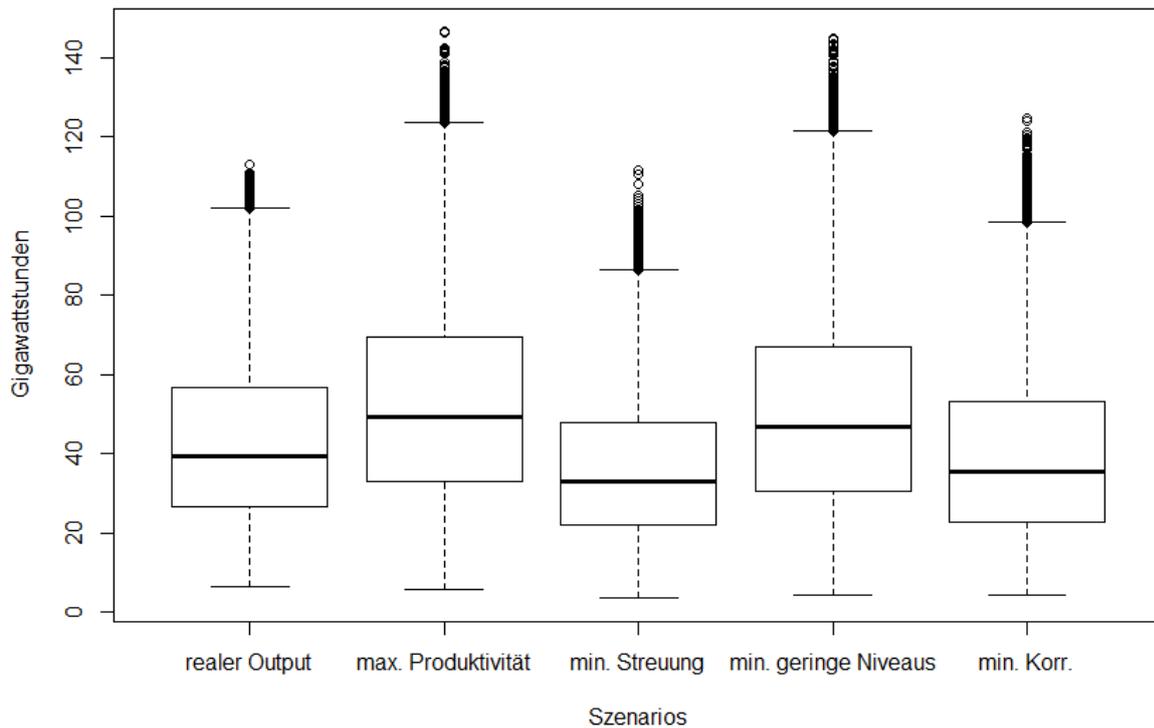


Abbildung 39: Boxplot der Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios (eigene Darstellung)

Tabelle 13 fasst die ausgewählten statistischen Parameter der Simulationsergebnisse der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und dem nicht optimierten Szenario zusammen. Hier erzielt man durch die Maximierung der Produktivität die langfristig höchsten Erträge. Im Vergleich zur hohen geografischen Verteilung der Anlagen kommt es hier bei der Maximierung der Produktivität und der Minimierung der geringen Produktionsniveaus zu höheren durchschnittlichen Outputs, während sie bei den anderen beiden Optimierungsszenarien geringer ausfallen. Auch hier führt die Minimierung der Streuung zur geringsten Standardabweichung, sie ist jedoch trotz geringeren Outputs höher als bei hoher geografischer Streuung. Durch eine geeignete Strategie und den Fokus auf besonders günstige Standorte lassen sich also noch bessere Ergebnisse erzielen, dabei besteht aber auch das Risiko den Output weiter zu reduzieren, wenn der falsche Optimierungsansatz gewählt wird.

Tabelle 13: Statistische Parameter der Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und des nicht optimierten Szenarios in GWh

Stat. Parameter	Szenario				
	Realer Output	Maximale Produktivität	Minimale Streuung	Min. geringe Niveaus	Minimale Korrelation
Minimum	6,47	5,9	3,47	4,29	4,18
Unteres Quartil	26,6	33,06	22,21	30,46	22,81
Median	39,36	49,37	32,9	46,76	35,28
Oberes Quartil	56,78	69,68	47,95	66,9	53,07
Maximum	112,91	146,6	111,54	144,82	124,73
Mittelwert	42,55	52,25	35,99	49,96	39,33
Standardabweichung	19,42	23,48	17,24	23,93	20,38

Abbildung 40 stellt den Jahresverlauf des Outputs aller fünf Szenarien dar. Auch hier ist der Ertrag durch maximierte Produktivität am höchsten, während die minimierte Streuung zu den geringsten Ergebnissen führt, aber gleichzeitig auch den Verlauf mit den geringsten Schwankungen aufweist. Der Verlauf der maximierten Produktivität und minimierten geringen Outputniveaus zeigt, dass die Produktion sehr stark durch den Output der Windkraftanlagen geprägt ist, da die beiden Graphen dem typischen jährlichen Verlauf der Energieproduktion durch Windkraft entsprechen. Die Minimierung der Korrelation führt auch hier zu dem Ergebnis, welches dem realen am ähnlichsten ist, weist jedoch eine linearere Abnahme des Outputs von Januar bis September auf, als die Minimierung der Streuung und der reale Output, welche einem sehr ähnlichen Trend folgen.

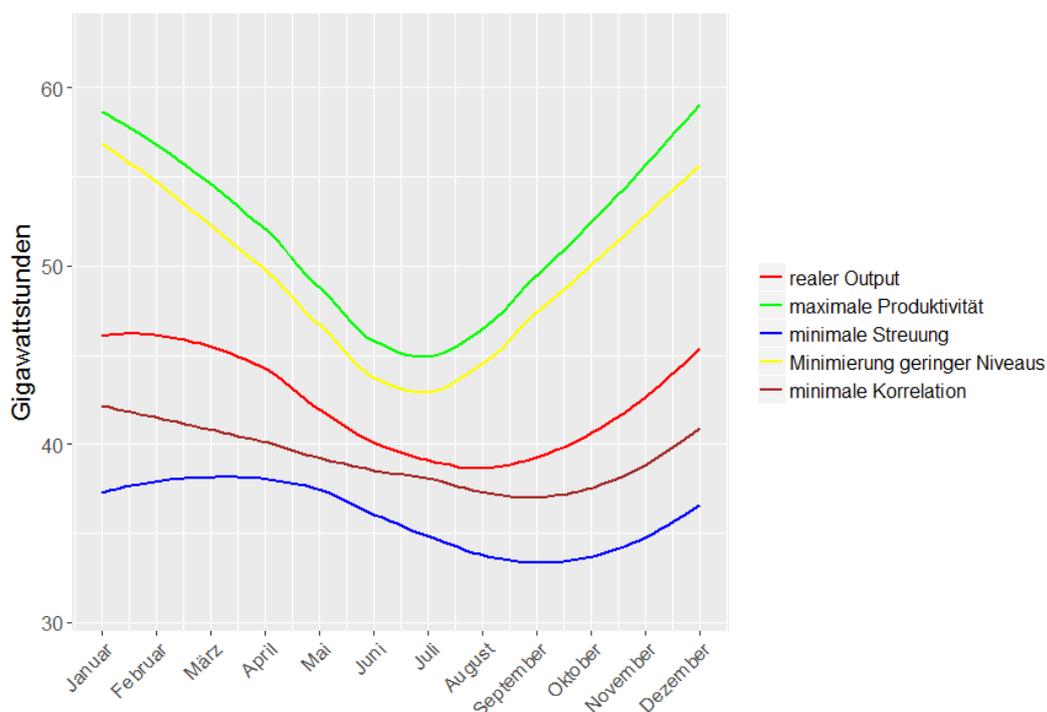


Abbildung 40: Geglätteter Jahresverlauf der monatlichen Outputs der vier Optimierungsansätze mit geringer geografischer Streuung und dem nicht optimierten Szenario (eigene Darstellung)

4. Diskussion

Die Ergebnisse der Simulationen haben gezeigt, dass sich unterschiedliche Optimierungsstrategien in vielerlei Hinsicht auf den Output der vorhandenen Kapazität auswirken können und es dabei auch zu unvorhergesehenen Konsequenzen kommen kann. So führt bei der Abdeckung bestimmter Bedarfsstufen nicht die Nutzung der Standorte mit den höchsten Kapazitätsfaktoren zu der geringsten zu installierenden Kapazität, sondern die gezielte Vermeidung von Standorten mit häufig auftretenden geringen Kapazitätsfaktoren. Dadurch ergibt sich, dass für die effizienteste Abdeckung eines bestimmten Bedarfs nicht die maximalen Kapazitätsfaktoren ausschlaggebend sind, sondern die Vermeidung niedriger Outputniveaus. Die Minimierung geringer Outputs weist auch eine geringere Standardabweichung auf als das Szenario in welchem Staaten mit minimalen Standardabweichungen bevorzugt gewählt werden, wenn ein bestimmter Bedarf gedeckt werden soll. Dies ist auf die hohe notwendige Kapazität zurückzuführen, welche benötigt wird, um auch bei Standorten mit minimaler Streuung genügend Energie zu produzieren, da durch sie bei günstigen Bedingungen sehr hohe Outputs erzeugt werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Standardabweichung nur ein Maß für die durchschnittliche Streuung um den Mittelwert ist. Vergleicht man die mittleren Outputs der vier Optimierungen über den gesamten betrachteten Zeitraum zeigt sich, dass durch die Minimierung der Korrelation die geringsten langfristigen Schwankungen entstehen und nicht durch die Standorte mit minimaler Standardabweichung oder seltenen geringen Kapazitätsfaktoren. Dies ist auf die hohe Streuung der produzierten Energie zurückzuführen, welche es erschwert die durchschnittliche Produktion einzuschätzen, ein Aspekt der sich in sämtlichen simulierten Szenarien wiederfindet. Daraus lässt sich ableiten, dass die Wahl von Standorten mit geringer Standardabweichung nicht zielführend ist, wenn ein bestimmtes Outputniveau zu erreichen ist. Ebenso lässt sich ein Zielkonflikt dieses Kriteriums mit der Minimierung der notwendigen Kapazität bzw. der Maximierung der Outputs feststellen. In diesem Zusammenhang erscheint diese Form der Optimierung also redundant.

Die Ergebnisse haben auch gezeigt, dass bereits bei einer Kapazitätsstufe von 1300–1500 GW, welche für eine vollständige Abdeckung des Bedarfs während 25 % des Zeitfensters von 2006–2014 ausreicht, die Gesamtlast zu 69 % gedeckt werden kann. In diesem Fall machen Überschüsse auch nur etwa 9 % der Produktion aus. Für eine weitere Erhöhung der abgedeckten Gesamtlast muss die installierte Kapazität jedoch exponentiell gesteigert werden, was der Grund für die enormen Ausmaße bei einer hundertprozentigen Abdeckung ist. Diese Erhöhung der installierten Leistung führt auch zu starken Anstiegen der Überschüsse, welche bei einer Abdeckung von 100 % bereits 82 % des gesamten Outputs ausmachen. Dennoch verdeutlichen diese Ergebnisse, dass ein Energiesystem, welches primär auf erneuerbaren Energieträgern basiert, langfristig, bei einer ausreichenden Forcierung des Ausbaus, im Rahmen des Möglichen ist, da 2016 europaweit bereits 260 GW an installierten Solar- und Windkraftanlagen vorhanden waren.

An den Ergebnissen lassen sich auch die enormen Anforderungen an die Infrastruktur erkennen, welche bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern an der Energieproduktion anfallen. So ergeben sich selbst bei einer kompletten Abdeckung des Zeitraumes von nur 25 % bei sämtlichen Optimierungsansätzen Minima von nur etwa 20 GWh und Maxima von ca. 850 GWh, während die Netzlast zwischen 213 und 528 GWh schwankt. Dies veranschaulicht, dass selbst bei diesem Deckungsgrad bereits etliche hundert GW an Regelleistung notwendig sind, um Spitzen abfangen zu können und durch Speicher oder flexible Anlagen Engpässe zu verhindern. Die bei einer Abdeckung des Bedarfs von 100 % notwendige Kapazität von über 10.000 GW zeigt, was für enorme Aufwendungen notwendig wären, um selbst bei Extremereignissen mit äußerst ungünstigen Produktionsbedingungen ausreichend Energie zur Verfügung zu stellen, ohne zusätzliche Ressourcen wie gespeicherte Energie oder thermische Kraftwerke zu nutzen, ganz ungeachtet dessen, dass der Betrieb eines solchen Umfangs an Anlagen kaum realisierbar ist.

Daraus wird ersichtlich, dass für den Aufbau eines auf Windkraft und Photovoltaik basierenden Energiesystems enorme Investitionen in das Übertragungsnetz notwendig sind, einerseits um die Netzstabilität bei Spitzen gewährleisten zu können und andererseits um die europäischen Staaten stärker miteinander zu vernetzen. Problematisch ist hierbei, dass beim aktuellen Stand der Technik bis auf Pumpspeicherkraftwerke, und deren Kapazität ist begrenzt und bereits zu einem großen Teil ausgeschöpft, keine Alternative wirklich ausgereift genug ist, um umfangreiche Mengen an elektrischer Energie zu speichern. Ohne Fortschritte in diesem Bereich wird es nicht möglich werden eine ausreichende Energieversorgung durch erneuerbare Energieträger zu gewährleisten, was sich zukünftig als große Hemmschwelle für die Umsetzung einer „Energiewende“ herausstellen könnte. Ein weiteres Problem in diesem Zusammenhang ist der Flächenverbrauch, der durch diese Anlagen anfällt. Dabei ist nicht nur der direkte Verbrauch der Einheiten an den Standorten selbst, sondern auch die notwendige Infrastruktur, etc. zu berücksichtigen. Geht man basierend auf den 50 %-Abdeckungsszenarien, da diese langfristig genug Energie für eine Deckung der Netzlast zur Verfügung stellen, von einer installierten Kapazität von 2000 GW aus, welche jeweils zur Hälfte aus Wind- und Solaranlagen besteht, ergibt sich ein Flächenverbrauch von etwa 370.000 km², was ca. 8,3 % der aufsummierten Landesfläche der betrachteten Staaten ausmacht. Der große Flächenbedarf wird auch durch die im Modell notwendige Begrenzung von 43 % der Landesfläche als „nutzbarer Fläche“ verdeutlicht. Dieser Wert ist zwar vollkommen unrealistisch, stellt aber die Fläche dar, die notwendig wäre um 100 % des Bedarfs jederzeit ohne zusätzliche Energie, wie beispielsweise aus Speichern oder anderen Energieträgern, decken zu können. Dies veranschaulicht gleichzeitig auch das Problem der Abhängigkeit von meteorologischen Faktoren, da die notwendige Kapazität in diesem Fall nur so enorme Ausmaße annimmt, um auch bei Extremereignissen mit sehr schlechten Wetterbedingungen genug Energie zur Verfügung stellen zu können. In Anbetracht dieses kritischen Aspektes gewinnen Photovoltaikanlagen stark an Attraktivität hinzu, da Windkraftanlagen etwa neunmal so viel Fläche verbrauchen wie diese. Hierbei sollte allerdings berücksichtigt werden, dass die in dieser Arbeit verwendeten Referenzwerte für den Flächenverbrauch sich nur an den Gesamtflächen von Wind- und Solarparks orientieren.

Theoretisch wäre es ebenfalls möglich hierfür Umstände wie die Dauerhaftigkeit und Erheblichkeit der Auswirkungen der veränderten Landnutzung sowie den Ressourcenverbrauch der Anlagenproduktion zu berücksichtigen. Dadurch könnten sich vollkommen unterschiedliche Verhältnisse für den Flächenverbrauch ergeben.

Bei der Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Mixe an Wind- und Photovoltaikanlagen auf die produzierte Energie wurde deutlich, dass ein höherer Anteil an Windenergie zu höheren Outputs führt, während durch einen Fokus auf Solarenergie Schwankungen im langfristigen Output reduziert werden können, gleichzeitig aber auch die Streuung der Ergebnisse zunimmt, was die Aussagekraft des Mittelwertes reduziert. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass durch eine gleichmäßige Kombination dieser beiden Energieformen über sämtliche Szenarien hinweg ein relativ konstantes Produktionsniveau über den Verlauf der Jahreszeiten hergestellt werden kann, hierbei ist aber anzumerken, dass es sich dabei um den gemittelten Verlauf über sämtliche untersuchten neun Jahre handelt. Im Jahresvergleich treten sehr wohl größere Unterschiede in den Outputs auf, weswegen auch bei einem gleichmäßigen Verhältnis ausreichende Möglichkeiten der Regelung notwendig sind. Hierbei macht jedoch ein Verhältnis welches leicht stärker zu Windkraft tendiert möglicherweise mehr Sinn, da deren jährlicher Verlauf des Outputs dem des Energieverbrauchs (hoch im Winter, niedriger im Sommer) stärker ähnelt. Die bevorzugte Nutzung von Windkraft führte in allen Optimierungen auch zur höchsten Deckung der Gesamtlast, dies ging jedoch, bis auf das Szenario der maximierten Produktivität, auch immer mit dem höchsten Anteil an überschüssiger Energie der Gesamtproduktion einher. Dies zeigte sich auch durch den Vergleich der auftretenden Residuallasten der verschiedenen Anlagenkombinationen. So führte ein hoher Anteil an Windenergie langfristig stets zu überschüssiger Produktion. Hierbei muss aber berücksichtigt werden, dass das Auftreten dieser Entwicklung auf die zugrundeliegende Kapazität zurückzuführen ist. Diese Überschüsse kommen nicht zustande, weil die Produktion durch Windkraft so stark schwankt, sondern aufgrund des hohen Niveaus installierter Leistung. Durch geringere Kapazitätsstufen kann dem entgegengewirkt werden, indem ein Niveau angepeilt wird, durch welches geringere Mengen an Überschussenergie produziert wird. Die primäre Nutzung von Photovoltaik ist hingegen durch ein anderes Phänomen stark betroffen. So schwankt dort die Residuallast, und damit also die Abdeckung des tatsächlichen Bedarfs, im Verlauf des Jahres sehr stark, mit Überschüssen im Sommer und sehr hohen Energiedefiziten im Winter. Die Sicherstellung ausreichender Energiegewinnung und die Gewährleistung eines stabilen Energieversorgungssystems würden sich somit als außerordentlich große Herausforderung herausstellen. Ein ausgewogenes Verhältnis der installierten Anlagentypen zeigt hinsichtlich der Residuallast kaum Energiemängel auf und auch die Überschüsse sind bei identer installierter Leistung geringer als bei hohem Windkraftanteil. In diesem Zusammenhang muss aber berücksichtigt werden, dass man in diesem Szenario auch der schwankenden Produktion der Photovoltaikanlagen stärker ausgesetzt ist und dass absolut betrachtet auch mehr installierte Leistung zur Deckung des Bedarfs notwendig ist als bei hohem Windkraftanteil. Ein weiterer Vorteil ist, wie bereits oben angeführt, die Ähnlichkeit der Trends des reinen Windkraftoutputs und des Verlaufs der Netzlast.

In Anbetracht dieser Faktoren stellt sich bei der Analyse der Residuallasten das Szenario mit dem höchsten Windkraftanteil als dasjenige heraus, welches für eine möglichst stabile und ausreichende Energieversorgung am besten geeignet ist.

Beim Vergleich eines nicht optimierten mit vier optimierten Szenarien hoher geografischer Streuung der Anlagen, welche alle dieselbe Kapazitätsstufe und dasselbe Verhältnis an Wind- und Solarkraft als Input nutzten, stellte sich heraus, dass sämtliche Outputs wie zu erwarten aufgrund der hohen Verteilung der Energieerzeugungsanlagen sehr ähnliche Verläufe aufwiesen und sich primär in ihren absoluten Outputs und der Streuung des Outputs unterscheiden. Umso stärker die installierte Kapazität verteilt wird, umso geringer fallen also auch die Effekte der Optimierung aus. Im Vergleich dazu führen bei geringer geografischer Streuung die Maximierung der Kapazitätsfaktoren und die Minimierung geringer Niveaus sowohl zu höheren absoluten Outputs als auch zu intensiveren Schwankungen als bei hoher Streuung, während minimierte Standardabweichungen und Korrelationen zu geringeren Outputs und Schwankungen führen. Bei der geografischen Allokation der Anlagen ist es also relevant die zugrundeliegende Zielsetzung nicht nur bei der Wahl der Standorte, sondern auch der Planung der Intensität der Verteilung zu berücksichtigen, da die dadurch auftretenden Konsequenzen sich sowohl negativ als auch positiv auf die beabsichtigten Effekte auswirken können. Gleichzeitig konnte dadurch festgestellt werden, dass die gewählten Optimierungsansätze beim Vergleich mit einem nicht optimierten Szenario, bei identischer Kapazität, zu den gewünschten Auswirkungen führen.

Abschließend soll angemerkt werden, dass die hier präsentierten Ergebnisse letztendlich nur als Indikatoren dafür dienen können mit welchen Herausforderungen ein Umstieg auf ein Energiesystem mit hohem erneuerbaren Anteil verbunden ist und wie sich unterschiedliche Strategien auf die Energieproduktion auswirken können, da einerseits die zugrundeliegenden Datensätze selbst Fehler und Ungenauigkeiten enthalten und andererseits wichtige Aspekte im Modell nicht berücksichtigt werden konnten. Hierbei sollte auch erwähnt werden, dass die im Modell verwendeten Daten sich auf ältere Anlagenmodelle beziehen. Neuere Modelle und auch ein großflächigerer Ausbau können zu höheren Kapazitätsfaktoren für ein Land führen. So ergibt sich durch die Aggregation der Inputs und Outputs auf ein nationales Level nur ein ungenaues Bild der tatsächlichen Produktionsbedingungen. Um aussagekräftigere Ergebnisse simulieren zu können, müssten standortspezifische Daten herangezogen werden, sowohl was die Produktionsbedingungen als auch die Anlagenspezifikationen betrifft. Solche Daten sind jedoch nicht verfügbar. Für zukünftige Forschungsarbeiten relevant wäre ebenfalls auch die Übertragungskapazitäten und Speicherkapazitäten zu berücksichtigen und zu beurteilen welche Dimensionen dort notwendig wären, um die hier beschriebenen Szenarien umsetzen zu können und wie sich unterschiedliche Optimierungen auf den notwendigen Ausbau auswirken. Ein weiterer wichtiger Punkt wäre die Durchführung einer Kostenanalyse, da gerade ein hoher Bedarf an Regelleistung langfristig zu hohen Kosten führen kann, weswegen es für zukünftige Projekte wichtig wäre abzuschätzen, ob mögliche höhere Installationskosten eines Anlagentyps durch geringere Folgekosten im Energiesystem kompensiert werden können.

5. Resümee

Im Rahmen dieser Masterarbeit wurde ein Simulationsmodell entwickelt, mit dessen Hilfe die Energieproduktion aus Windkraft und Photovoltaik für die EU-28, Norwegen und die Schweiz simuliert wurde. Als Input für das Modell dienten auf MERRA basierte simulierte Kapazitätsfaktoren sowie Zeitreihen der Netzlast von 2006–2014 der analysierten Länder in stündlicher Auflösung. Dabei wurden die Auswirkungen vier unterschiedlicher Optimierungsansätze für die Standortwahl auf die Ergebnisse untersucht, welche lauteten wie folgt: die Maximierung der Produktivität, die Minimierung der Schwankungen, die Minimierung geringer Outputniveaus und die Minimierung der Korrelation. Darauf basierend wurde für jeden Optimierungsansatz berechnet wie hoch der langfristige Output für jene Kapazitätsniveaus ausfällt, welche jeweils für 25 %, 50 %, 75% und 100 % des betrachteten Zeitraumes den Bedarf vollständig decken können, wenn der Einsatz von Regelleistung und Beschränkungen im Stromnetz nicht berücksichtigt wird. Es wurde ebenfalls berechnet wie sich unterschiedliche Anteile an Wind- und Solarkraftanlagen auf den Output auswirken. Abschließend wurden die vier optimierten Szenarien einmal mit jeweils hoher und geringer geografischer Streuung der Anlagen mit einem nicht optimierten Szenario verglichen.

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass ein Energiesystem, welches zu 100 % auf diesen beiden erneuerbaren Energieträgern basiert vor enormen strukturellen Herausforderungen steht, da sich über sämtliche Szenarien hinweg gezeigt hat, dass es stets im Verlauf der Zeit zu enormen Schwankungen im Output kommt. Es wurde auch deutlich, dass die Optimierungsansätze je nach Kontext zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen führen. Bei einem statischen Kapazitätslevel, dessen Output lediglich berechnet wird, führen alle Optimierungen zu den gewünschten Effekten. Wenn es jedoch das Ziel ist einen bestimmten Teil des Bedarfs abdecken zu können, erscheint beispielsweise die Minimierung der Schwankungen redundant, da die anderen Optimierungen in dieser Hinsicht hier bessere Ergebnisse liefern. Beim Vergleich der Outputs unterschiedlicher Verhältnisse der installierten Wind- und Solarkraftanlagen stellte sich heraus, dass ein hoher Anteil an Windkraft vermutlich die besten Voraussetzungen für ein stabiles Energiesystem schafft, welches primär auf diesen beiden Energieträgern basiert. Auch bei der Bestimmung des geografischen Streuungsgrades der Anlagen zeigte sich, dass es hier stets sowohl zu negativen als auch positiven Effekten bei einer Änderung kommt. In Abhängigkeit der zugrundeliegenden Zielsetzung sollte also stets genau abgewogen werden, welche Aspekte überwiegen. Beim Vergleich mit einem nicht optimierten Szenario konnte bestätigt werden, dass die Optimierungen auch ohne Änderung des vorhandenen Verhältnisses von Wind- und Solarkraftanlagen zu Verbesserungen der langfristigen Energieproduktion führen. Die in dieser Arbeit simulierten Szenarien dienen jedoch nur als Indikator, um sich einen Überblick über die Dimension der entstehenden Herausforderungen im Zusammenhang mit der Umstellung des Energieversorgungssystems zu machen. Für genauere Untersuchungen wäre es notwendig die Datenlage zu verbessern und auch weitere relevante Faktoren wie beispielweise die Wirkung von Speicherkapazitäten und Backupanlagen zu berücksichtigen.

6. Literatur- und Quellenverzeichnis

BECKER, S.; FREW, BA.; ANDRESEN, GB.; ZEYER, T.; SCHRAMM, S.; GREINER, M, et al. (2014): Features of a fully renewable US electricity system: optimized mixes of wind and solar PV and transmission grid extensions. *Energy*,72: 443–458.

BERG, A.A.; FAMIGLIETTI, J.S.; WALKER, J.P. und HOUSER, P.R. (2003): Impact of bias correction to reanalysis products on simulations of North American soil moisture and hydrological fluxes. *Journal of Geophysical Research - Atmospheres*, 108 (16): 1–15.

CANNON, D. J.; BARYSHAW, D. J.; METHVEN, J.; COKER, P. J. und LENAGHAN, D. (2015): Using reanalysis data to quantify extreme wind power generation statistics: A 33 year case study in Great Britain. *Renewable Energy*, 75: 767–778

DENHOLM, P.; HAND, M.; JACKSON, M. und ONG, S. (2009): Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States [Verfügbar in: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf>, abgerufen am 12.12.2017].

EUROPÄISCHE UNION (2011): Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy [Verfügbar in: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_energy2020_en_0.pdf, abgerufen am 12.12.2017].

FREY, D. (2002): How green is BP? [Verfügbar in: <http://www.nytimes.com/2002/12/08/magazine/how-green-is-bp.html>, abgerufen am 12.12.2017].

GONZÁLEZ-LONGATT, F.; WALL, P. und TERZIJA, V. (2012): Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renewable Energy*, 39: 329–338.

HALLER, M.; LUDIG S. und BAUER N. (2012): Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy*, 47: 282–290.

HEIDE, D.; VON BREMEN, L.; GREINER, M.; HOFFMANN, C.; SPECKMANN, M. und BOFINGER, S. (2010): Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy*, 35: 2483–2489.

HUBER, M., DIMKOVA, D. und HAMACHER, T. (2014): Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69: 236–246.

HUBER, M. und WEISSBART, C. (2015): On the optimal mix of wind and solar generation in the future Chinese power system. *Energy*, 90: 235–243.

HULD, T.; GOTTSCHALG, R.; BEYER, HG. und TOPIC, M. (2010): Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy*, 84(2): 324–338.

IEC (1998): IEC 61724:1998. Photovoltaic system performance monitoring – guidelines for measurement, data exchange and analysis [Verfügbar in: <ftp://ftp.ee.polyu.edu.hk/wclo/61/IEC61724%20PV%20monitoring.pdf>, abgerufen am 12.12.2017].

IRENA (2017): Renewable capacity statistics 2017 [Verfügbar in: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.ashx, abgerufen am 12.12.2017].

- JARASS, L.; OBERMAIR, G. und VOIGT, W (2009): Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- KALNAY, E.; KANAMITSU, M.; KISTLER, R.; COLLINS, W.; DEAVEN, D.; GANDIN, L. et al. (1996): The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 77: 437–471.
- LAURET, P.; BOLAND, J. und RIDLEY, B. (2013): Bayesian statistical analysis applied to solar radiation modelling. *Renewable Energy*, 49: 124–127.
- MCKENNA, R.; HOLLNAICHER, S.; OSTMAN v. d. LEYE, P. und FICHTNER, W. (2015): Cost-potentials for large onshore wind turbines in Europe. *Energy*, 83: 217–229.
- MOLOD, A.; TAKACS, L.; SUAREZ, M. und BACMEISTER, J. (2015): Development of the GEOS-5 atmospheric general circulation model: evolution from MERRA to MERRA2. *Geoscientific Model Development*, 8: 1339–1356.
- MUNZINGER, M.; CRICK, F.; DAYAN, E.; PEARSALL, N. und MARTIN, C. (2006): Domestic Photovoltaic Field Trials: Final Technical Report [Verfügbar in: https://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/PVDFT_Final_Techn_Report.pdf, abgerufen am 12.12.2017].
- MÜLLER, R.; PFEIFROTH, U.; TRÄGER-CHATTERJEE, C.; TRENTMANN, J. und CREMER, R. (2015): Digging the METEOSAT Treasure-3 Decades of Solar Surface Radiation. *remote sensing*, 7: 8067–8101.
- OLAUSON, J. und BERGKVIST, M. (2015): Modelling the Swedish wind power production using MERRA reanalysis data. *Renewable Energy*, 76: 717–725.
- ONG, S.; CAMPBELL, C.; DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. und HEATH, G. (2013): Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States [Verfügbar in: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>, abgerufen am 12.12.2017].
- OPEN POWER SYSTEM DATA: opsd-time_series-2017-03-06 [Verfügbar in: https://data.open-power-system-data.org/time_series/, abgerufen am 12.12.2017].
- PFENNINGER, S. und STAFFELL, I. (2016): Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114: 1251–1265.
- PFENNINGER, S. und STAFFELL, I. (2017): *ninja_europe_pv* [Verfügbar in: <https://www.renewables.ninja/downloads>, abgerufen am 12.12.2017].
- PFENNINGER, S. und STAFFELL, I. (2017): *ninja_europe_wind* [Verfügbar in: <https://www.renewables.ninja/downloads>, abgerufen am 12.12.2017].
- PIETZCKER, R. C. ; UECKERDT, F. ; CARRARA, S. ; DE BOER, H. S.; DESPRÉS, J.; FUJIMORI, S. et al. (2017): System integration of wind and solar power in integrated assessment models: A cross-model evaluation of new approaches. *Energy Economics*, 64: 583–599.
- RDOCUMENTATION (s. a.): *gam* [Verfügbar in: <https://www.rdocumentation.org/packages/mgcv/versions/1.8-20/topics/gam>, abgerufen am 12.12.2017].

RDOCUMENTATION (s. a.): loess [Verfügbar in: <https://www.rdocumentation.org/packages/stats/versions/3.4.1/topics/loess> , abgerufen am 12.12.2017].

REICHENBERG, L.; WOJCIECHOWSKI, A.; HEDENUS, F. und JOHNSON, F. (2016): Geographic aggregation of wind power – an optimization methodology for avoiding low outputs. *Wind Energy*, 20 (1): 19–32.

RIDLEY, B.; BOLAND, J. und LAURET, P. (2010): Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors. *Renewable Energy*, 35(2): 478–483.

RIENECKER, M.; SUAREZ, M.; GELARO, R.; TODLING, R.; BACMEISTER, J.; LIU, E. et al. (2011): MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *Journal of Climate*, 24: 3624–3648.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R. und PEREIRA JR., A. O. (2016): An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renewable Energy*, 85: 137–147.

SØNDERGAARD, A. A. (2013): Development of a renewable energy atlas and extreme event analysis in renewable energy systems. Masterarbeit. Dänemark: Aarhus University.

STAFFELL, I. und GREEN, R. (2014): How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 66: 775–786.

STAFFELL, I. und GREEN R. (2016): Is there still merit in the merit order Stack? The impact of dynamic constraints on optimal plant mix. *IEEE transactions on Power Systems*, 31(1): 43–53.

STAFFELL, I. und PFENNINGER, S. (2016): Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy*, 114: 1224–1239.

TORRES, J.; DE BLAS, M.; GARCÍA, A. und DE FRANCISCO, A. (2010): Comparative study of various models in estimating hourly diffuse solar irradiance. *Renewable Energy*, 35(6): 1325–1332.

UNIVERSITY OF SHEFFIELD (2016): University of sheffield teams up with national grid on solar power project [Verfügbar in: <https://www.sheffield.ac.uk/news/nr/university-of-sheffield-teams-up-with-national-grid-on-solar-power-project-1.538110> , abgerufen am 12.12.2017].

WILD, M.; LONG, C. N. und OHMURA, A. (2006): Evaluation of clear-sky solar fluxes in GCMs participating in AMIP and IPCC-AR4 from a surface perspective. *Journal of Geophysical Research – Atmospheres*, 111(D1): D01104.

YI, Y.; KIMBALL, J. S.; JONES, L. A.; REICHLE, R. H. und MCDONALD K. C. (2011): Evaluation of MERRA land surface estimates in preparation for the soil moisture active passive mission. *Journal of Climate*, 24(15):3797–3816.