

CLIMATE CHANGE

10/2021

Kapazitätskredit erneuerbarer Energien – welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten?

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 10/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3713 97 120
FB000457/2

Kapazitätskredit erneuerbarer Energien – welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten?

Abschlussbericht

von


Dr. Marco Nicolosi, Dr. Barbara Burstedde
Connect Energy Economics GmbH, Berlin


Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Connect Energy Economics GmbH
Gabriele-Tergit-Promenade 15
10963 Berlin

Abschlussdatum:

November 2019

Fachliche Begleitung:

Fachgebiet I 1.4 Fachgebiet für wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum

Dr. Benjamin Lünenbürger

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und –szenarien
Thomas Klaus

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Max Werlein

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Kapazitätskredit erneuerbarer Energien – welchen Beitrag zur Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten?

Wir beschäftigen uns mit der Frage, wie viel konventionelle Kraftwerkskapazität durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien bei gleichbleibender Lastdeckungswahrscheinlichkeit eingespart werden können. Der Kapazitätskredit ist ein Indikator für diese Substitutionsbeziehung. Unsere Analysen konzentrieren sich auf den Kapazitätskredit von Windenergie und Photovoltaik und damit auf die beiden bedeutendsten dargebotsabhängigen EE-Technologien. Wir entwickeln dafür bestehende Methoden weiter, um insbesondere räumliche Durchmischungseffekte im europäischen Binnenmarkt unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten sowie dynamische Anpassungsprozesse konventioneller Kapazitäten erfassen zu können.

Die durchgeführten Analysen zeigen, wie anhand der weiterentwickelten Methode und auf Basis einer umfangreichen Datengrundlage aus zehn historischen Wetterjahren der Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der wetterabhängigen, stochastischen Eigenschaften der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien und unter Unsicherheit über Kraftwerksausfälle berechnet werden kann, sowohl bei engpassfreien als auch bei begrenztem internationalen Austausch und bei einer dynamischen Anpassung der konventionellen Kraftwerksleistung an die EE-Durchdringung. Wir berechnen den Kapazitätskredit für insgesamt 15 Szenarien, in denen wir u. a. die EE-Technologien, ihre räumliche Verteilung und die europäischen Interkonnektorkapazitäten variieren.

Abstract: Capacity credit of renewable energies - what contribution to security of supply can be made by wind and solar energy?

We deal with the question of how much conventional power plant capacity can be saved by variable renewable energies while maintaining a constant probability of load coverage. The capacity credit is an indicator of this substitution relationship. Our analyses focus on the capacity credit of wind energy and photovoltaics and thus on the two most significant variable renewable energy technologies. We are developing existing methods further in order to take into account spatial mixing effects in the European internal market with limited network capacities as well as dynamic adaptation processes of conventional capacities.

The analyses carried out show how, using the advanced method and a comprehensive data set of ten historical weather years, the capacity credit of renewable energies can be calculated taking into account the weather-dependent, stochastic characteristics of the load and the feed-in of renewable energies as well as uncertainty about power plant failures, also considering a congestion-free network as well as this network with limited exchange capacities, and a dynamic adaptation of the conventional power plant capacity to the expansion of RES. We calculate the capacity credit for a total of 15 scenarios in which we vary, amongst others, the RES technologies, their spatial distribution and the European interconnector capacity.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
Zusammenfassung.....	10
Summary.....	13
1 Einleitung.....	15
2 Methodendiskussion.....	17
2.1 Traditioneller Ansatz.....	17
2.2 Anforderung an die Weiterentwicklung.....	20
2.2.1 Marktzonen und Interkonnektorkapazitäten.....	20
2.2.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten.....	21
2.3 Eckpunkte der weiterentwickelten Methodik.....	21
2.3.1 Vorbereitende Analysen.....	22
2.3.2 Berechnung des Kapazitätskredits erneuerbarer Energien.....	23
3 Vertiefende methodische Aspekte und Datengrundlage.....	25
3.1 Stromverbrauch und Laststruktur.....	25
3.2 Wetterdaten und EE-Einspeisung.....	26
3.3 Vergleich der Schwankungen von Last und EE-Einspeisung.....	29
3.4 Residuallast.....	30
3.5 Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke.....	31
3.5.1 Geplante und disponible Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	31
3.5.2 Ungeplante Kraftwerksausfälle.....	33
3.6 Interkonnektorkapazitäten.....	34
4 Analyse der Szenarien.....	36
4.1 Übersicht der Szenarien.....	36
4.2 Ergebnisse.....	38
5 Fazit.....	47
6 Quellenverzeichnis.....	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Berechnung der verfügbaren Leistung konventioneller Kraftwerke	18
Abbildung 2:	Berechnung der verfügbaren Leistung aus konventionellen Kraftwerken und Windenergieanlagen	19
Abbildung 3:	Berechnung der gesicherten Leistung aus Windenergie.....	19
Abbildung 4:	Schwankungen der Nachfrage und der Spitzenlast in den Wetterjahren 2006-2015 relativ zum jeweiligen Erwartungswert in Deutschland	26
Abbildung 5:	Integrationsgebiet des COSMO-EU Modells.....	27
Abbildung 6:	Leistungskennlinien der Schwachwindanlage E-115 und der Starkwindanlage E-101	28
Abbildung 7:	Schwankung der Volllaststunden von Wind Onshore und Photovoltaik in den Wetterjahren 2006-2015 relativ zum jeweiligen Erwartungswert in Deutschland.....	29
Abbildung 8:	Schwankung der Stromnachfrage und der Volllaststunden von Wind Onshore und Photovoltaik in den Wetterjahren 2006-2015 relativ zum jeweiligen Erwartungswert in Deutschland..	30
Abbildung 9:	Spitzenlast und Spitzenlast abzüglich der Wind- und PV-Einspeisung in den Wetterjahren 2006-2015 für Deutschland und Frankreich.....	31
Abbildung 10:	Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerkparks bei 5, 25, 50 und 100 Zufallsziehungen (von links oben nach rechts unten) Wahrscheinlichkeitsverteilung	34
Abbildung 11:	Annahmen zu Net Transfer Capacities der Jahre 2015 und 2030	35
Abbildung 12:	Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten).....	39
Abbildung 13:	Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und den NTC-Szenarien in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)	40
Abbildung 14:	Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und den Starkwind-Szenarien in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)	42
Abbildung 15:	Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und den Wind-und-Solar-Szenarien in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)	43

Abbildung 16:	Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und in den Szenarien mit veränderter räumlicher Verteilung in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten).....	45
Abbildung 17:	Relativer und absoluter EE-Kapazitätskredit aller Szenarien, dargestellt gegenüber der EE-Durchdringung und der installierten EE-Leistung	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Schematische Darstellung der Kombinationen aus Wetterjahren und Kraftwerksausfallrealisierungen.....	23
Tabelle 2:	Geplante Nichtverfügbarkeit und ungeplante, disponible Nichtverfügbarkeit ausgewählter Technologien	32
Tabelle 3:	Ungeplante, nicht disponible Nichtverfügbarkeit ausgewählter Technologien	33

Abkürzungsverzeichnis

DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
GuD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
LOLE	Loss-of-Load-Expectation
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacity
PV	Photovoltaik
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt

Zusammenfassung

Eine CO₂-arme Stromversorgung ist ein zentraler Bestandteil zur Umsetzung von ambitionierten, langfristigen Klimaschutzziele. Die Dekarbonisierung der Stromversorgung im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erfordert eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien (EE) und infolge dessen eine strukturelle Anpassung des residualen Kraftwerksparks, eine Flexibilisierung der Nachfrage, Netzausbau sowie eine verstärkte Sektorkopplung (d.h. insbesondere eine verstärkte Nutzung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor). Um den Transformationsprozess sicher und kostengünstig gestalten zu können, müssen regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Integration der erneuerbaren Energien unterstützen und das Zusammenspiel der Systemelemente effizient organisieren.

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltbundesamt (UBA) die Connect Energy Economics GmbH (Connect) mit dem Vorhaben „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ (FKZ 3713 97 120) beauftragt. Das Ziel des Projektes ist es, einen konsistenten Gesamtentwurf zur Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Strommarkt für die Jahre 2020 bis 2050 zu entwickeln, der den Anforderungen der erneuerbaren Energien und des Transformationsprozesses gerecht wird. Ein Bestandteil des Projektes sind Analysen zum Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien, die in diesem Bericht im Fokus stehen. In diesen Analysen beschäftigen wir uns mit der Frage, wie viel konventionelle Kraftwerkskapazität durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien bei gleichbleibender Lastdeckungswahrscheinlichkeit eingespart werden können. Der Kapazitätskredit ist ein Indikator für diese Substitutionsbeziehung. In diesem Vorhaben betrachten wir den Kapazitätskredit sowohl absolut als mögliche Einsparung konventioneller Kapazitäten, als auch relativ als Verhältnis dieser Einsparung zur installierten Leistung erneuerbarer Energien.

Der Beitrag, den ein zusätzliches Megawatt (MW) installierter Leistung zur Deckung der Last beisteuern kann, unterscheidet sich für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke. Ein wesentlicher Grund dafür sind die unterschiedlichen Verfügbarkeiten der Techniken. Während der wesentliche Unsicherheitsfaktor für dargebotsabhängige erneuerbare Energien die Wetterbedingungen sind, sind es für konventionelle Kraftwerke ungeplante, nicht disponible technische Ausfälle. Dieser Unterschied wird über den Kapazitätskredit der EE miteingefasst. Wie allerdings u. a. der Deutsche Wetterdienst (2018) gezeigt hat, gibt es bei der Verfügbarkeit erneuerbaren Energien räumliche und technologische Durchmischungseffekte, die stabilisierend auf die Mindesterzeugung der erneuerbaren Energien und damit auf ihren Kapazitätskredit wirken können. Durch geeignete Methoden können auch diese Dimensionen bei der Analyse der Kapazitätskredite erfasst werden.

Unsere Analysen konzentrieren sich auf den Kapazitätskredit von Windenergie und Photovoltaik (PV) und damit auf die beiden bedeutendsten dargebotsabhängigen EE-Technologien. Wir entwickeln dafür bestehende Methoden weiter, um insbesondere räumliche Durchmischungseffekte unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten und dynamische Anpassungsprozesse konventioneller Kapazitäten erfassen zu können. Die durchgeführten Analysen zeigen, wie anhand der weiterentwickelten Methode und auf Basis einer umfangreichen Datengrundlage aus zehn historischen Wetterjahren der Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien

- ▶ unter Berücksichtigung der wetterabhängigen, stochastischen Eigenschaften der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien und
- ▶ unter Unsicherheit über Kraftwerksausfälle
- ▶ sowohl bei engpassfreien als auch begrenztem internationalen Austausch

- ▶ und bei einer dynamischen Anpassung der konventionellen Kraftwerksleistung an die EE-Durchdringung

berechnet werden kann.

Um ein differenziertes Bild der relevanten Wirkungszusammenhänge zu erhalten, ermitteln wir die Kapazitätskredite für ein Basisszenario mit EE-Anteilen von 10 %, 50 % und 100 % Erzeugung relativ zur Nachfrage, sowie für zwölf weitere Szenarien. Unterstützt durch eine vergleichende Analyse der Szenarien können wir den Einfluss einzelner Faktoren auf den Kapazitätskredit gezielt untersuchen.

- ▶ Im *Basisszenario* werden aufgrund der alleinigen Betrachtung von Schwachwindanlagen, der Gleichverteilung der Anlagen über die Fläche der Modellregion und der Abwesenheit von Netzengpässen sehr hohe Kapazitätskredite erzielt, die auch bei 100 % EE-Anteilen noch bei 19,5 % liegen.
- ▶ *Begrenzungen der NTC-Kapazitäten* führen dagegen zu niedrigeren Kapazitätskrediten. Für eine EE-Durchdringung von 100 % liegt der Kapazitätskredit im Szenario mit den an das Jahr 2030 angelehnten Austauschkapazitäten bei 15,2 %, im an den Status Quo angelehnten Szenario bei 13,3 %. Die Ergebnisse verdeutlichen den hohen Wert von Interkonnektoren und der Ausnutzung von Durchmischungseffekten im Binnenmarkt. Aus den Analysen folgt zudem, dass der Beitrag des grenzüberschreitenden Austauschs zum Kapazitätskredit und zur Versorgungssicherheit mit dem EE-Ausbau zunimmt.
- ▶ *Starkwindanlagen* erzielen im Vergleich zu Schwachwindanlagen einen geringeren Beitrag zur Deckung der Spitzenlast, da sie bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten eine geringere Energieausbeute erzielen. Dementsprechend ist der Kapazitätskredit in den Starkwind-Szenarien geringer als im Basisszenario.
- ▶ Die *Kombination von Wind- und Solarenergiekapazitäten* führt dazu, dass im Vergleich zur alleinigen Betrachtung von Wind zusätzliche konventionelle Kapazitäten eingespart werden können. Der Beitrag der Solarenergie steigt dabei mit höheren Windanteilen, da Situationen mit hoher residualer Last häufiger in Stunden auftreten, in denen auch Solarenergie einen Beitrag zur Deckung der Nachfrage leistet. Der gemeinsame relative Kapazitätskredit von Wind- und Solarenergie ist jedoch deutlich niedriger als bei einer alleinigen Betrachtung von Wind.
- ▶ Wechseln wir von der Gleichverteilung der Anlagen aus dem Basisszenario auf eine zonenspezifische, *nachfragegewichtete Verteilung der Windleistung*, erzielen wir geringere Kapazitätskredite, da die Durchmischungseffekte ungünstiger sind und sowohl absolut als auch im Vergleich zur EE-Leistung weniger konventionelle Leistung eingespart werden kann.
- ▶ Betrachten wir im Vergleich zu einer europäischen Modellregion Deutschland als *Insel ohne Verbindung zu elektrischen Nachbarn*, verzichten wir auf die Nutzung der Durchmischungseffekte von erneuerbaren Energien, der Last und von Kraftwerksausfällen. Diese isolierte Betrachtung führt zu einem Kapazitätskredit von 5 % und somit zu signifikanten Einbußen gegenüber dem Basisszenario.

Die Analysen verdeutlichen folglich insbesondere den Mehrwert der europäischen Betrachtung. Je höher die EE-Anteile sind, desto wichtiger werden die Austauschmöglichkeiten für den Kapazitätskredit und die Versorgungssicherheit. Mit der weiterentwickelten Methode können diese Zusammenhänge erschlossen werden, indem Austauschkapazitäten explizit berücksichtigt und 10 Wetterjahren bzw. 1.000 Realisierungen à 8.760 Stunden analysiert werden. Die

Ergebnisse zeigen, dass durch die Ausnutzung von Durchmischungseffekten deutlich mehr konventionelle Kapazitäten eingespart werden können als bei einer rein nationalen Betrachtung. Eine weitergehende Diskussion der politischen Implikationen aus diesen Erkenntnissen ist nicht Bestandteil der in diesem Bericht vorgestellten Analysen. Weiterführende Untersuchungen zur Ausgestaltung des Markt- und Regulierungsdesigns, einschließlich Analysen zur EE-Förderung und zur Versorgungssicherheit werden im Abschlussbericht zum Hauptvorhaben „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ (FKZ 3713 97 120; Connect, in Veröffentlichung) vorgestellt.

Summary

A low-carbon power supply is a key element in the implementation of ambitious, long-term climate protection goals. The decarbonisation of the power system in a sustainable way requires a complete change to renewable energy sources (RES) as well as a structural adjustment of the residual power plant fleet, more flexibility in demand flexibility, grid expansion and an increased sectoral coupling (in particular increased use of electricity in the heating and transport sectors). In order to be able to design the transformation process in a secure and cost-effective manner, regulatory framework conditions must be created that support the integration of renewable energies and efficiently organize the interaction of the system elements.

In this context, the Federal Environment Agency (UBA) has commissioned Connect Energy Economics GmbH (Connect) with the project "Transformation of the electricity market by 2050 - Options for a market design with high shares of renewable energies" (FKZ 3713 97 120). The aim of the project is to develop a consistent overall proposal for the design of the regulatory framework in the power market for the years 2020 to 2050, which meets the requirements of renewable energies and the transformation process. One component of the project is an analysis on the capacity credit of RES, which is the focus of this report. In these analyses, we address the question of how much conventional power plant capacity can be substituted by variable renewable energies while maintaining the same probability of load coverage. The capacity credit is an indicator of this substitution relationship. In this project we consider the capacity credit both in absolute terms as possible savings in conventional capacities, and in relative terms as a ratio of these savings to the installed capacity of renewable energies.

The contribution that an additional megawatt (MW) of installed capacity can provide to cover the load is different for renewable energies and conventional power plants. A major reason for this is the different availabilities of the technologies. While the main uncertainty factor for variable renewable energies is the weather conditions, for conventional power plants it is unplanned, non-deferable technical failures. This difference will be considered in the RES capacity credit. As, amongst others, the German Weather Service (DWD, 2018) has shown, the spatial and technological mixing effects in the availability of renewable energies can stabilize the minimum generation of renewable energies and thus their capacity credit. Suitable methods can also capture these dimensions in the analysis of capacity credits.

Our analyses focus on the capacity credit of wind energy and photovoltaics (PV) and thus on the two most significant variable renewable energy technologies. We are developing existing methods further, especially to consider spatial mixing effects with limited network capacities and dynamic adaptation processes of conventional capacities. The analyses carried out show how, based on the advanced method and based on a comprehensive data set of ten historical weather years, the capacity credit of renewable energies can be calculated,

- ▶ taking into account the weather-dependent, stochastic properties of the load and the feed-in of renewable energies and
- ▶ uncertainty about power plant failures,
- ▶ both with congestion-free as well as limited international exchange
- ▶ and with a dynamic adaptation of the conventional power plant capacity to the RES share.

In order to obtain a differentiated picture of the relevant interdependencies, we determine the capacity credits for a baseline scenario with 10%, 50% and 100% renewable energy generation

relative to demand, as well as for twelve other scenarios. Supported by a comparative analysis of the scenarios, we can specifically investigate the influence of individual factors on the capacity credit.

- ▶ In the baseline scenario, very high capacity credits are achieved, amounting to 19.5% even with 100% RES share, due to the sole consideration of low-wind turbines, a uniform distribution of turbines across the model area and an absence of grid bottlenecks.
- ▶ Limitations of interconnector capacity (NTC), on the other hand, lead to lower capacity credits. For a RES share of 100%, the capacity credit is 15.2% in the scenario with the expected 2030 NTCs and 13.3% in the scenario with today's NTC. The results illustrate the high value of interconnectors and of the exploitation of mixing effects in the European internal market. The analyses also show that the contribution of cross-border exchanges to the capacity credit and to security of supply is increasing with the expansion of renewable energies.
- ▶ High-wind turbines contribute less to covering peak load than low-wind turbines, as they produce less energy at lower wind speeds. Accordingly, the capacity credit is less in the scenario with high-wind turbines than in the baseline scenario.
- ▶ The combination of wind and solar energy capacities means that additional conventional capacity can be saved compared to the case with only wind energy. The contribution of solar energy increases with higher shares of wind energy, as situations with high residual load occur more frequently in hours, in which solar energy also contributes to meeting demand. However, the common relative capacity credit of wind and solar energy is significantly lower than for wind energy alone.
- ▶ If we switch from the uniform distribution of the wind turbines in the baseline scenario to a market zone-specific, demand-weighted distribution of wind power, we obtain lower capacity credits because the mixing effects are less favorable, and thus less conventional capacities can be saved both in absolute and relative terms.
- ▶ If we consider Germany as an island without any connection to electrical neighbors, we lose the use of the mixing effects of renewable energies, of the load and of power plant failures. This island case leads to a 5% capacity credit and therefore to significant losses compared to the baseline scenario.

The analyses thus illustrate the added value of the European perspective. The higher the RES shares are, the more important the power exchange options become for the capacity credit and for security of supply. With the new method, these effects can be taken into account by explicitly considering interconnector capacities and by analyzing 10 weather years or 1,000 realizations of 8,760 hours each. The results show that the exploitation of mixing effects can save considerably more conventional capacities than with a purely national analysis.

A further discussion of the policy implications of these findings is not part of the analysis presented in this report. Further studies on the power market design and regulatory framework will be included in the final report of the main project "Transformation of the Electricity Market by 2050 - Options for a Market Design with High Proportion of Renewable Energies" (FKZ 3713 97 120; Connect, in Publication).

1 Einleitung

Eine CO₂-arme Stromversorgung ist ein zentraler Bestandteil zur Umsetzung von ambitionierten, langfristigen Klimaschutzzielen. Die Dekarbonisierung der Stromversorgung erfordert einen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und eine strukturelle Anpassung des residualen Kraftwerksparks, eine Flexibilisierung der Nachfrage, Netzausbau sowie eine verstärkte Sektorkopplung (d.h. insbesondere eine verstärkte Nutzung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor). Um den Transformationsprozess sicher und kostengünstig gestalten zu können, müssen regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Integration der erneuerbaren Energien unterstützen und das Zusammenspiel der Systemelemente effizient organisieren.

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltbundesamt (UBA) die Connect Energy Economics GmbH (Connect) mit dem Vorhaben „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ (FKZ 3713 97 120) beauftragt. Das Ziel des Projektes ist es, einen konsistenten Gesamtvorschlag zur Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Strommarkt für die Jahre 2020 bis 2050 zu entwickeln, der den Anforderungen der erneuerbaren Energien und des Transformationsprozesses gerecht wird. Der Vorschlag umfasst insbesondere das Strommarktdesign einschließlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie ein Fördersystem für Erneuerbare Energien. Er berücksichtigt dabei die Ergebnisse des UFOPLAN-Schwesterprojektes „Strommarkt und Klimaschutz – Transformation der Stromversorgung bis 2050“ („Szenarioprojekt“, FKZ 3713 97 102), in dem Connect im Auftrag des UBA Transformationspfade berechnet. Diese quantitativen Analysen geben Aufschluss über die Interdependenzen zwischen erneuerbaren Energien und den Elementen des residualen Systems sowie über die Dynamik der Anpassungen im Zeitverlauf, und geben so wertvolle Hinweise auf effiziente regulatorische Rahmenbedingungen im Strommarkt.

Im Fokus dieses Berichtes stehen nun Analysen zum Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien, die im Rahmen des o. g. Projektes „Transformation des Strommarktes bis 2050“ angefertigt wurden. In diesen Analysen beschäftigen wir uns mit der Frage, wie viel konventionelle Kraftwerkskapazität durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien bei gleichbleibender Lastdeckungswahrscheinlichkeit eingespart werden können. Der Kapazitätskredit ist ein Indikator für diese Substitutionsbeziehung. In diesem Vorhaben betrachten wir den Kapazitätskredit sowohl absolut als mögliche Einsparung konventioneller Kapazitäten, als auch relativ als Verhältnis dieser Einsparung zur installierten Leistung erneuerbarer Energien.

Der Beitrag, den ein zusätzliches Megawatt (MW) installierter Leistung zur Deckung der Last beisteuern kann, unterscheidet sich für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke. Ein wesentlicher Grund dafür sind die unterschiedlichen Verfügbarkeiten der Techniken. Während der wesentliche Unsicherheitsfaktor für dargebotsabhängige erneuerbare Energien die Wetterbedingungen sind, sind es für konventionelle Kraftwerk ungeplante, nicht disponible technische Ausfälle. Dieser Unterschied wird über den Kapazitätskredit der EE miterfasst. Wie allerdings u. a. der Deutsche Wetterdienst (2018) gezeigt hat, gibt es bei der Verfügbarkeit erneuerbaren Energien räumliche und technologische Durchmischungseffekte, die stabilisierend auf die Mindesterzeugung der erneuerbaren Energien und damit auf ihren Kapazitätskredit wirken können. Durch geeignete Methoden können auch diese Dimensionen bei der Analyse der Kapazitätskredite erfasst werden.

Unsere Analysen konzentrieren sich auf den Kapazitätskredit von Windenergie und Photovoltaik (PV) und damit auf die beiden bedeutendsten dargebotsabhängigen EE-Technologien.¹ Um uns dem Kapazitätskredit der EE systematisch zu nähern, werden wir im folgenden Kapitel 2 zunächst den Status Quo der Methoden und die Notwendigkeit für ihre Weiterentwicklung diskutieren. Hierauf aufbauend stellen wir die Eckpunkte unserer weiterentwickelten Methodik vor und geben eine Übersicht der notwendigen Inputdaten. In Kapitel 3 stellen wir vertiefende methodische Aspekte und die Datengrundlage unserer Analyse dar. Kapitel 4 enthält die Beschreibung und Auswertung der untersuchten Szenarien. Unser Fazit und szenarioübergreifende Schlüsse präsentieren wir in Kapitel 5.

¹ Wir gehen jedoch davon aus, dass der Kapazitätskredit von PV in Deutschland weniger relevant ist als für Wind, da die PV-Einspeisung in typischen Spitzenlastsituationen (Abendstunden im Winter) gering ist. In Ländern mit hoher Korrelation von Sonneneinstrahlung und Stromverbrauch (bspw. aufgrund von Klimatisierung) kann der Kapazitätskredit von PV deutlich höher ausfallen.

2 Methodendiskussion

In diesem Kapitel diskutieren wir die traditionellen Ansätze zur Berechnung des Kapazitätskredits erneuerbarer Energien. Wir identifizieren diejenigen Bereiche, in denen eine methodische Weiterentwicklung notwendig ist, indem wir die Grenzen dieser Ansätze identifizieren und an den gewünschten Analyseergebnissen spiegeln. Durch eine Diskussion methodischer Ansätze aus angrenzenden Themengebieten nähern wir uns einer methodischen Herangehensweise, welche die Zielsetzung der vorliegenden Analyse erfüllt.

2.1 Traditioneller Ansatz

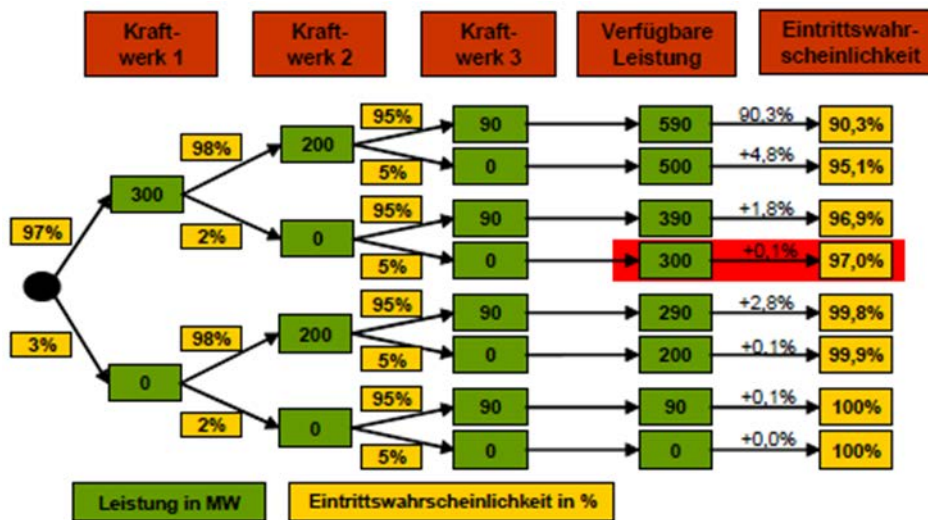
Eine traditionelle Methode, um den Kapazitätskredit unter Berücksichtigung der relevanten fundamentalen Stochastik zu bestimmen, basiert auf der rekursiven Faltung von Wahrscheinlichkeitsfunktionen. Diese Herangehensweise wurde u. a. in der Netzstudie dena (2005) angewendet und die Darstellung in diesem Abschnitt orientiert sich an dieser Studie. Im Vergleich zur oben eingeführten Definition des Kapazitätskredits wird im traditionellen Ansatz ein leicht anderes Konzept verwendet. In dena (2005) ist der Ausgangspunkt der Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks, d. h. zu derjenigen Leistung, die mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit gesichert zur Lastdeckung zur Verfügung steht. Die Intention des Ansatzes ist demnach ähnlich zu der in diesem Vorhaben betrachteten Fragestellung.

Für die Analyse werden die folgenden Inputannahmen benötigt:

- ▶ Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks
- ▶ Wahrscheinlichkeit ungeplanter, nicht disponibler Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke
- ▶ Wahrscheinlichkeitsfunktion der kumulierten Leistung aus erneuerbaren Energien
- ▶ Wahrscheinlichkeit der Lastdeckung

Die Vorgehensweise dieser Klasse von Methoden (im Folgenden: „Faltungsmethoden“ oder „Faltungsansätze“) kann wie folgt zusammengefasst werden: Im ersten Schritt wird eine Wahrscheinlichkeitsfunktion der ungeplanten Nicht-Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerksparks bestimmt. Hierfür ist zunächst eine Inputannahme über die Zusammensetzung des Kraftwerksparks notwendig. Diese Annahme beschreibt sowohl den Technologiemix als auch die Anzahl und Größe der Kraftwerksblöcke. Jedem Block wird dann eine technologiespezifische Wahrscheinlichkeit eines ungeplanten, nicht disponiblen Ausfalls zugeordnet. Über eine rekursive Faltung kann dann die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion der ungeplanten Nicht-Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerksparks berechnet werden. Die Nutzung dieser Methodik ist möglich, da angenommen wird, dass die Ausfälle unabhängig voneinander stattfinden. Abbildung 1 stellt in vereinfachter Form die Berechnung der gesicherten Leistung bei einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 97 % anhand eines Kraftwerksparks mit drei thermischen Kraftwerken dar.

Abbildung 1: Berechnung der verfügbaren Leistung konventioneller Kraftwerke



Quelle: dena (2005).

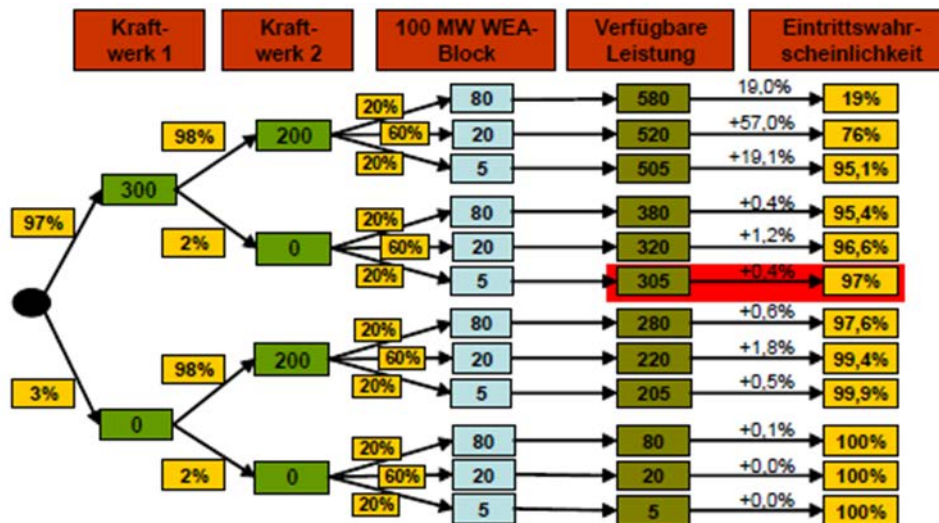
Zieht man nun von der planmäßig verfügbaren Leistung (d.h. von der installierten Leistung abzüglich der aufgrund von Revisionen o. ä. nicht verfügbaren Leistung) den entsprechenden Anteil der zu einer gegebenen Eintrittswahrscheinlichkeit nicht verfügbare Leistung ab, erhält man die gesicherte konventionelle Leistung.

In einem nächsten Schritt wird aus empirischen Daten die Wahrscheinlichkeitsfunktion der verfügbaren Leistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien ermittelt. Im Gegensatz zur Wahrscheinlichkeitsfunktion des konventionellen Kollektivs hängt diese im Wesentlichen von der Stochastik des EE-Dargebots ab. Ungeplante Nichtverfügbarkeiten einzelner EE-Anlagen spielen lediglich eine untergeordnete Rolle, da sich das EE-Kollektiv aus einer Vielzahl einzelner Anlagen mit vergleichsweise geringer Leistung zusammensetzt. In der Wahrscheinlichkeitsfunktion des EE-Kollektivs sind die Verfügbarkeiten einzelner Windenergieanlagen statistisch nicht unabhängig, weswegen die gesamte installierte Windenergieleistung betrachtet werden muss.

Durch eine rekursive Faltung dieser Wahrscheinlichkeitsfunktion mit der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Verfügbarkeit des konventionellen Kollektivs lässt sich dann die gesicherte Leistung des gesamten Kraftwerksparks bei gegebener Eintrittswahrscheinlichkeit herleiten. Der Beitrag der erneuerbaren Energie zur gesicherten Leistung kann dann berechnet werden, indem die Differenz zwischen der gesicherten Leistung der konventionellen Kraftwerke und der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks gebildet wird. Setzt man diesen Beitrag ins Verhältnis zur installierten Leistung der EE, erhält man einen Indikator, der dem oben definierten relativen Kapazitätskredit sehr ähnlich ist.

In Abbildung 2 wird vereinfacht ein Beispiel mit zwei thermischen Kraftwerken und einer kumulierten Windenergieleistung von 100 MW herangezogen, wobei lediglich drei Verfügbarkeitsniveaus der Windenergieleistung betrachtet werden.

Abbildung 2: Berechnung der verfügbaren Leistung aus konventionellen Kraftwerken und Windenergieanlagen

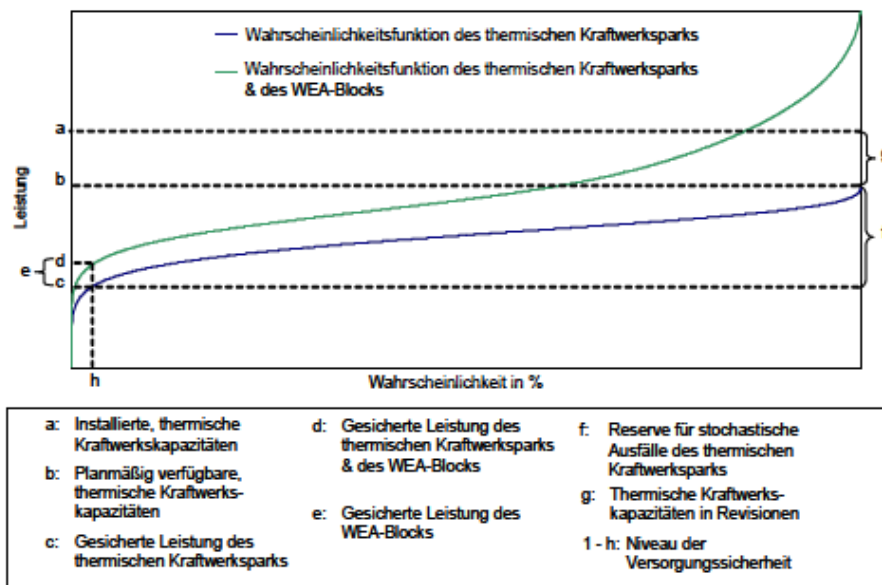


Quelle: dena (2005).

Bei einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 97 % ergibt sich bei alleiniger Betrachtung des konventionellen Kollektivs (Abbildung 1) eine gesicherte Leistung von 300 MW. Die Einsparung gesicherter Leistung durch erneuerbare Energien entspricht der Differenz zwischen dieser gesicherten Leistung der konventionellen Kraftwerke und der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks. Im Beispiel von Abbildung 2 erhöht sich die gesicherte Leistung des gesamten Kraftwerksparks bei Hinzunahme des Windenergieanlagenblocks um 5 MW auf 305 MW.

Ein realitätsnäheres Beispiel für kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktionen eines Kraftwerksparks mit und ohne Windenergie ist in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Berechnung der gesicherten Leistung aus Windenergie



Quelle: dena (2005).

Bei vorgegebener Eintrittswahrscheinlichkeit von 1-h kann anhand der beiden Wahrscheinlichkeitsverteilungen abgelesen werden, wie hoch die gesicherten Leistungen der jeweiligen Kraftwerksparks sind. Der Schnittpunkt c zeigt die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks ohne Windenergie und der Schnittpunkt d diejenige mit Windenergieleistung. Die Differenz e stellt die gesicherte Leistung durch die kumulierte Windenergieleistung dar.

Mit dieser Methodik lässt sich somit die gesicherte Leistung aus Windenergie und ihr Verhältnis zur installierten Windleistung traditionell berechnen. Aus den Eigenschaften dieses Ansatzes ergeben sich jedoch Einschränkungen, die im Folgenden mit dem entsprechenden Weiterentwicklungsbedarf diskutiert werden.

2.2 Anforderung an die Weiterentwicklung

In diesem Abschnitt werden zwei Einschränkungen des traditionellen Ansatzes diskutiert, die eine Weiterentwicklung für die vorliegende Fragestellung notwendig machen. Zusätzlich werden konkrete Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung dargestellt.

2.2.1 Marktzone und Interkonnektorkapazitäten

Der Kapazitätskredit erneuerbarer Energien hängt aufgrund der Lokalität von Wetterphänomenen zu einem wesentlichen Anteil von der Größe der Region ab, in der die Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien stattfindet. Die räumliche Verteilung spielt also bei der Analyse eine bedeutende Rolle. In der Tendenz gilt, dass der Kapazitätskredit umso höher ist, je größer die räumliche Verteilung ist. Innerhalb des europäischen Binnenmarktes können daher signifikante Ausgleichseffekte und dementsprechend größere Kapazitätskredite erzielt werden, als bei einer nationalen Betrachtung. Eine physische Limitierung dieser Ausgleichseffekte besteht jedoch durch begrenzte Interkonnektorkapazitäten. Die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Faltungsansätze können diesen wichtigen Faktor nicht berücksichtigen, sondern den Kapazitätskredit lediglich in der (hypothetischen) Abwesenheit von Netzengpässen berechnen. Aufgrund der mit dem EE-Ausbau steigenden Bedeutung von Ausgleichseffekten ist deshalb eine neue methodische Herangehensweise sinnvoll, die - ebenso wie die Faltungsansätze - die fundamentalen stochastischen Eigenschaften des Erzeugungssystems abbildet, aber gleichzeitig begrenzte Interkonnektorkapazitäten zwischen den Marktzone berücksichtigt.

Ansatz für die Weiterentwicklung

Im Kontext von Versorgungssicherheitsanalysen werden bereits Methoden genutzt, die sowohl fundamentale Unsicherheitsfaktoren als auch begrenzte Interkonnektorkapazitäten erfassen, siehe beispielsweise Consentec & r2b (2015). Das Ziel dieser Methoden ist jedoch nicht die Bestimmung des Kapazitätskredits erneuerbarer Energien, sondern die Bestimmung des Lastdeckungs-niveaus. Dazu wird beispielsweise auf Basis von Monte-Carlo-Simulationen in Kombination mit einer Kraftwerkseinsatzoptimierung untersucht, in wie vielen Stunden die erwartete Last von dem unterstellten Kraftwerkspark und unter Berücksichtigung von Interkonnektorkapazitäten nicht gedeckt werden kann. Die zu erwartende Last ist in dieser Analyse eine weitere Inputannahme, die neben den in Abschnitt 2.1 diskutierten Annahmen bei der Berechnung genutzt wird. Die Zeitreihen, die in der Simulation mögliche Zustände der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke abbilden, werden dabei so gewählt, dass sie die Wahrscheinlichkeitsfunktionen bzw. die fundamentale Stochastik möglichst gut approximieren. Aus der Wahrscheinlichkeit bzw. Anzahl der Stunden, in denen die

Last gedeckt wird, kann letztlich ein Indikator für Versorgungssicherheit ermittelt werden.² Für die Fragestellung dieses Arbeitspakets nach der Höhe des EE-Kapazitätskredits ist ein solcher Versorgungssicherheitsansatz nicht direkt geeignet. Aufgrund der eben beschriebenen Eigenschaften kann er jedoch als Orientierungshilfe bei der Weiterentwicklung der Methoden zur Bestimmung des Kapazitätskredits dienen.

2.2.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Arbeitspakets ist, dass sie (wenn auch aus unterschiedlichen Gründen) auf die exogene Vorgabe eines konventionellen Kraftwerksparks angewiesen sind. Das ist problematisch, da der Kapazitätskredit aus einem statischen Vergleich zweier Referenzsituationen mit und ohne erneuerbare Energien abgeleitet wird, wobei diese Referenzsituationen in der Realität aufgrund dynamischer Anpassungsprozesse am Strommarkt unterschiedliche konventionelle Kraftwerkskapazitäten aufweisen würden. Idealerweise sollte dieser Anpassungsprozess direkt methodisch berücksichtigt werden, wenn die mögliche Einsparung konventioneller Kraftwerksleistung durch erneuerbare Energien ermittelt wird.

Ansatz für die Weiterentwicklung

Dementsprechend sollte die benötigte Leistung des Kraftwerksparks nicht exogen vorgegeben werden, sondern ein Ergebnis der Analyse sein. Als Kriterium, an dem der Bedarf gemessen wird, bietet sich - anknüpfen an die bisher diskutierten Methoden - die Lastdeckungswahrscheinlichkeit an. Für ein vorgegebenes Wahrscheinlichkeitsniveau kann dann die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke bestimmt werden, die mit bzw. ohne erneuerbare Energien zur Deckung der Last benötigt wird. Aus der Differenz der installierten Leistung lässt sich dann der Kapazitätskredit berechnen. Für ein robustes Ergebnis sollten dabei die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der EE-Einspeisung und der Kraftwerksausfälle adäquat berücksichtigt werden.

Aufgrund der hohen Anzahl zu prüfender Zustände der EE-Einspeisung und der Kraftwerksverfügbarkeit ist eine vereinfachte Betrachtung einer generischen Technologie sinnvoll, für die der Kapazitätsbedarf bestimmt wird. Diese Technologie steht stellvertretend für den konventionellen Kraftwerkspark und zeichnet sich durch eine durchschnittliche Verfügbarkeit aus. Diese Herangehensweise macht die Ergebnisse über ein breites Spektrum von EE-Durchdringungen vergleichbar.

2.3 Eckpunkte der weiterentwickelten Methodik

Die Grundlage für die Bestimmung des Kapazitätskredits erneuerbarer Energien ist die geeignete Erfassung der fundamentalen Unsicherheitsfaktoren, d.h. der Wahrscheinlichkeitsfunktionen der EE-Einspeisung und der Kraftwerksausfälle. Sie bildet den Kern der Faltungs- und Versorgungssicherheitsansätze und bleibt auch der Kern unserer weiterentwickelten Methode. Unsere Methodik nutzt deshalb die gleichen fundamentalen Inputannahmen wie der traditionelle Ansatz:

- ▶ Zusammensetzung des konventionellen Kollektivs
- ▶ Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke
- ▶ Wahrscheinlichkeitsfunktion der kumulierten Einspeiseleistung erneuerbarer Energien

² Z. B. die Loss-of-Load-Expectation (LOLE), zur Einordnung dieses Indikators siehe Consentec & r2b (2015).

► Lastdeckungswahrscheinlichkeit

Zusätzlich treffen wir Annahmen über die Interkonnektorkapazitäten zwischen den betrachteten Marktzone, da mit der weiterentwickelten Methodik der EE-Kapazitätskredit unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen bestimmt werden kann. Bevor wir jedoch die Eckpunkte der Methodik vorstellen, geben wir zunächst einen Überblick zu den vorbereitenden Analysen der oben genannten fundamentalen Unsicherheitsfaktoren. Die vorbereitenden Analysen und die verwendete Datengrundlage werden dann in Kapitel 3 detaillierter diskutiert.

2.3.1 Vorbereitende Analysen

Den Ausgangspunkt für unsere Untersuchung bildet die Analyse der jeweiligen Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke, der EE-Erzeugung und der Last. Diese werden ermittelt aus

- statistischen Kennzahlen und empirischen Daten zu Kraftwerksausfällen und
- stündlichen Wetter- und Lastdaten für Europa aus zehn historischen Jahren.

Die weiterentwickelte Methodik verwendet grundsätzlich die gleiche Datengrundlage wie die beschriebenen Faltungs- und Versorgungssicherheitsansätzen. Um reale Bedingungen jedoch möglichst detailgetreu abzubilden, werden bei den Wetter- und Lastdaten detailliertere Daten mit einer stundengenauen Auflösung und für einen historischen Zeitraum von 10 Jahren verwendet. Räumlich deckt die Analyse in dieser Studie eine Modellregion ab, die Deutschland, seine elektrischen Nachbarn, sowie Großbritannien, Finnland, Italien, Spanien und Portugal umfasst.³ Die Interkonnektorkapazitäten zwischen den Marktzone der Modellregion werden als Inputannahmen berücksichtigt. Dadurch können die Ausgleichseffekte zwischen den Marktzone in Abhängigkeit von den verfügbaren Interkonnektorkapazitäten adäquat abgebildet werden.

Ein wesentlicher Unterschied der weiterentwickelten Methode zum traditionellen Ansatz ist, dass alle relevanten Zeitreihen explizit kalkuliert werden. Hierdurch werden beispielsweise die fundamental korrelierten Einspeisungen aus Wind- und Solarenergie und die Korrelation zwischen Last und EE-Einspeisung über den Verlauf eines bzw. mehrerer Wetterjahre direkt abgebildet.

Zeitreihen der Residuallast

Mittels der Wetterdaten bestimmen wir die Einspeisestruktur der erneuerbaren Energien als Zeitreihen. In Kombination mit den entsprechenden Zeitreihen der Last können wir so die Korrelation zwischen Lastsituationen und EE-Einspeisung in stundengenauen Residuallastzeitreihen direkt abbilden. Die residuale Last determiniert den Bedarf an installierter Leistung, der durch das residuale Kollektiv (in der hier beschriebenen Analyse durch konventionelle Kraftwerke) gestellt werden muss. Weitere Details zur Datengrundlage, -aufbereitung und der Kalibrierung sind in Kapitel 3 zusammengefasst.

Zeitreihen der Kraftwerksverfügbarkeit

Aus statistischen Kennzahlen zu Kraftwerksausfällen leiten wir eine Annahme zur Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit einer generischen Kraftwerkstechnologie ab. Mit weiteren Annahmen zur Anzahl und Größe der Kraftwerksblöcke im konventionellen Kraftwerkskollektiv

³ Einige Länder der Modellregion werden in jeweils einer Marktzone zusammengefasst. Das gilt für Belgien und Luxemburg (BELU), Norwegen, Schweden und Finnland (NOSEFI) und Spanien und Portugal (IB).

berechnen wir die entsprechende kumulierte Wahrscheinlichkeitsverteilung. Durch Zufallsziehungen aus dieser Verteilung wird dann die stundengenaue Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerkskollektivs ermittelt und zu Jahreszeitreihen à 8.760 Stunden zusammengefügt. Die Anzahl der Zufallsziehungen (und somit auch Anzahl der Jahreszeitreihen) wird so groß gewählt, dass die ursprüngliche theoretische Wahrscheinlichkeitsverteilung ausreichend genau approximiert wird (siehe Kapitel 3.5).

Kombinationen von Residuallast und Kraftwerksverfügbarkeit

Die Zeitreihen der Residuallast und der Kraftwerksverfügbarkeit beschreiben die stochastischen Eigenschaften der zentralen Parameter für die Berechnung des Kapazitätskredits der erneuerbaren Energien. Aus diesen Daten leiten wir eine ausreichend große Anzahl möglicher Zustände ab, indem wir jede Jahreszeitreihe der Kraftwerksverfügbarkeit mit jeder Zeitreihe der residualen Last kombinieren. So erhalten wir eine adäquate Stichprobe möglicher Zustände, denen jeweils die gleiche Eintrittswahrscheinlichkeit zugeordnet werden kann.

Das Vorgehen folgt also dem gleichen Grundgedanken wie die Faltung von Wahrscheinlichkeitsfunktionen der Kraftwerksverfügbarkeit und der residualen Last und hat bei ausreichender Stichprobengröße die gleiche (statistische) Aussagekraft. Tabelle 1 stellt zur Illustration die Anzahl der Realisierungen dar.

Tabelle 1: Schematische Darstellung der Kombinationen aus Wetterjahren und Kraftwerksausfallrealisierungen

		Wetterjahre				
		2006	2007	...	2014	2015
Ausfallrealisierungen	1	✓	✓	...	✓	✓
	2	✓	✓	...	✓	✓
	Insg. 1.000 Realisierungen à 8.760 Std.
	99	✓	✓	...	✓	✓
	100	✓	✓	...	✓	✓

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Realisierungen berücksichtigen jeweils die 8.760 Stunden eines jeden Jahres. Die große Anzahl untersuchter Zustände (1.000 Realisierungen x 8.760 Stunden) gewährleistet eine hinreichend große Bandbreite für die Berechnung repräsentativer Ergebnisse.

2.3.2 Berechnung des Kapazitätskredits erneuerbarer Energien

Die Berechnung des Kapazitätskredits der erneuerbaren Energien erfolgt in drei Schritten:

1. Zunächst berechnen wir als Benchmark die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerkskollektivs, die benötigt wird, um die Last mit einer gegebenen

Lastdeckungswahrscheinlichkeit zu decken.^{4, 5} Die Last kann sowohl durch die jeweils nationalen konventionellen Kapazitäten als auch durch Importe gedeckt werden. Erneuerbare Energien werden im ersten Schritt noch nicht betrachtet.

2. Im zweiten Schritt wiederholen wir die obige Berechnung, jedoch diesmal unter der Berücksichtigung von EE-Beiträgen.
3. Durch einen Ceteris-Paribus-Vergleich dieser beiden Berechnungen wird im dritten Schritt der absolute Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien als Einsparung konventioneller Kraftwerksleistung berechnet. Der relative EE-Kapazitätskredit ergibt sich aus dem Verhältnis der Einsparung konventioneller Kraftwerksleistung zur installierten Leistung der erneuerbaren Energien.

Das folgende Kapitel erläutert weiter Details der Methode und der verwendeten Datengrundlage.

⁴ Im Einklang mit den eingangs beschriebenen stochastischen Analysen geben wir vor, dass die Last in jeder Marktzone mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,966 % gedeckt werden soll.

⁵ Die Ergebnisse für eine Variation der Lastdeckungswahrscheinlichkeit im Bereich zwischen 99,989 % und 99,886 % zeigen, dass sich der Bedarf an installierter Leistung jeweils in die erwartete Richtung entwickelt und sich gegenüber den Ergebnissen mit dem in dieser Analyse angesetzten Kriterium nicht stark verändert.

3 Vertiefende methodische Aspekte und Datengrundlage

In diesem Kapitel werden vertiefende methodische Aspekte und die Aufbereitungen der benötigten Inputdaten erklärt.

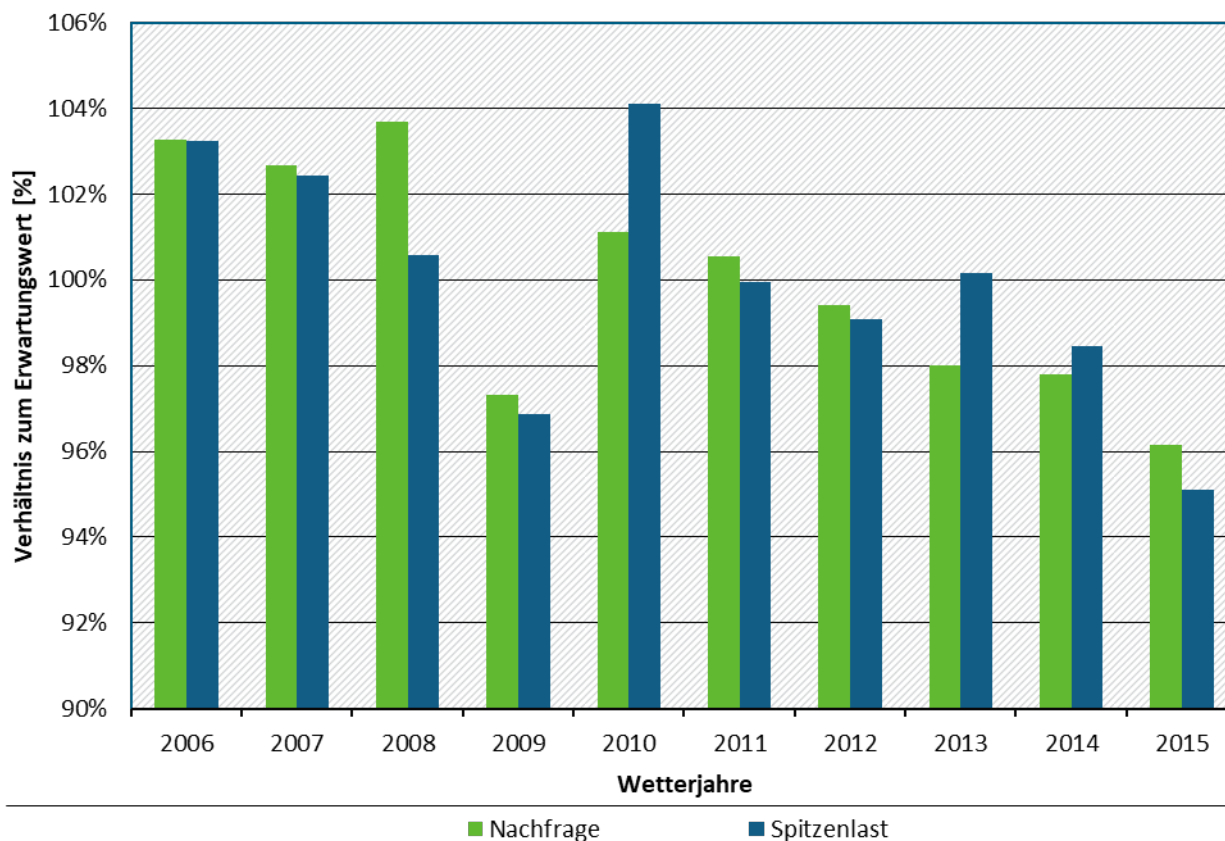
3.1 Stromverbrauch und Laststruktur

Die stündliche Struktur der Last leiten wir aus historischen Zeitreihen ab, die von ENTSO-E (2016) bereitgestellt werden. Differenzmengen zwischen den historischen stündlichen Lastdaten von ENTSO-E und dem tatsächlichen statistischen Jahresstromverbrauch resultieren aus systematisch unberücksichtigten Netzverlusten und Verbrauchern.⁶ Diese Differenzen werden vergleichbar zur Methodik des NEP berücksichtigt. Dazu schlagen wir die unberücksichtigten Netzverluste mittels einer Annahme zu ihrer Höhe proportional auf. Die verbleibenden Mengen werden als Band zur Last hinzuaddiert. Aus den absoluten Zeitreihen der Last berechnen wir dann relative Zeitreihen, die die stündliche Last im Verhältnis zur Stromnachfrage des jeweiligen Jahres angeben.

In einem nächsten Arbeitsschritt berechnen wir die mittlere historische Stromnachfrage aller betrachteten Wetterjahre, sowie die relative Höhe der jährlichen Nachfragemengen im Vergleich zu diesem Mittelwert. Dieses Verhältnis verwenden wir dann, um aus einer Annahme über den erwarteten Stromverbrauch die entsprechenden Verbrauchsmengen für die einzelnen Jahre zu berechnen. Ist beispielsweise die historische Nachfrage in einem Jahr um 10% höher als der historische Mittelwert, dann ist die neu berechnete Annahme über die Nachfrage in diesem Jahr auch 10% höher als die Annahme über den erwarteten Stromverbrauch. Diese absolute Nachfrage wird dann mit der Laststruktur des entsprechenden Jahres multipliziert, um die Zeitreihen der absoluten Lastwerte zu ermitteln, die der Berechnung des Kapazitätskredits zugrunde gelegt werden. Abbildung 4 stellt die Schwankungen der Nachfrage und der Spitzenlasten für die jeweiligen Wetterjahre gegenüber dem Erwartungswert dar. Es zeigt sich, dass die Nachfrage und die Spitzenlasten deutlichen Schwankungen unterliegen, die nicht zwangsläufig miteinander korreliert sind.

⁶ Siehe auch NEP 2013.

Abbildung 4: Schwankungen der Nachfrage und der Spitzenlast in den Wetterjahren 2006-2015 relativ zum jeweiligen Erwartungswert in Deutschland



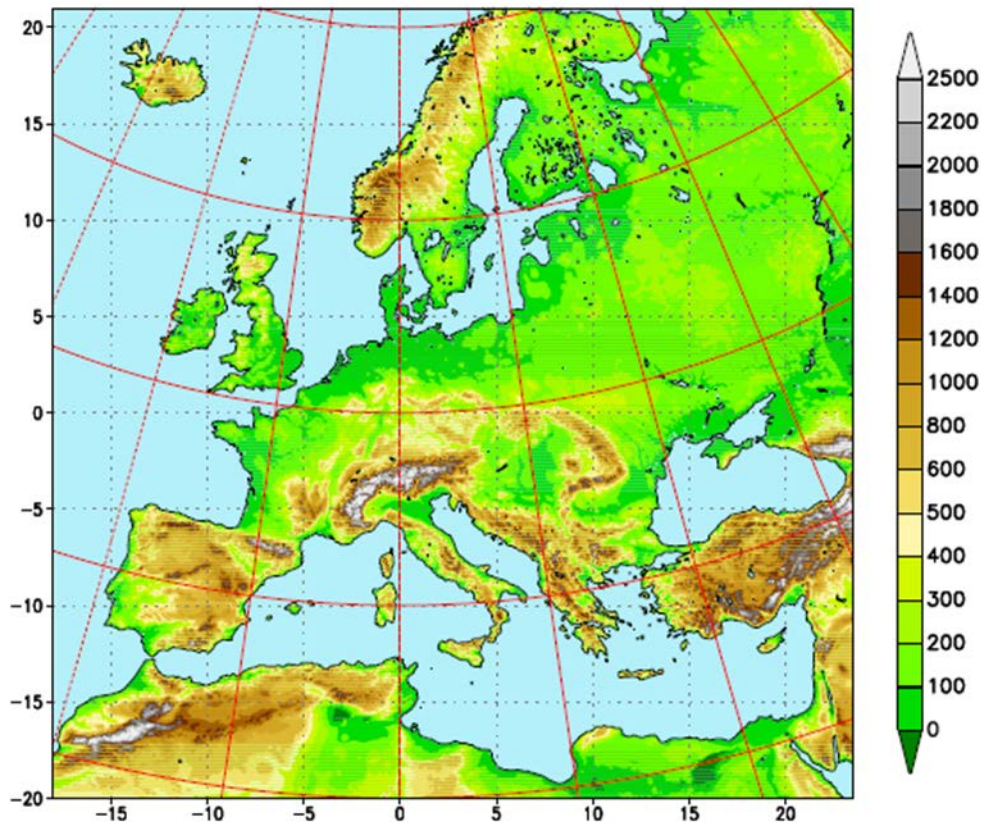
Quelle: Eigene Berechnung.

In Abstimmung mit dem UBA treffen wir für die Szenarien die Annahme, dass der erwartete Stromverbrauch für Deutschland den Werten aus dem NEP 2025 (BNetzA, 2015) entspricht, und für alle anderen betrachteten Ländern den Angaben aus dem TYNDP 2016 (ENTSO-E, 2015b) für das Jahr 2030 in der Vision 3. Die Nachfrage der Wetterjahre ergibt sich dann wie beschrieben aus der jeweiligen Schwankung um den Erwartungswert.

3.2 Wetterdaten und EE-Einspeisung

Die Basis für die Analyse der stochastischen EE-Einspeisung bilden Daten zur Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung, die aus dem COSMO-EU-Modell des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgeleitet werden. Bei den Rohdaten aus dem Modell handelt es sich um Analysedaten, die vom DWD für das in Abbildung 5 gezeigte Integrationsgebiet in einer räumlichen Auflösung von 7 km x 7 km und in stündlicher Auflösung bereitgestellt werden. Für die Analysen zum Kapazitätskredit nutzen wir die Daten aus zehn historischen Wetterjahren (2006-2015) und fokussieren uns auf Deutschland, seine elektrischen Nachbarn, sowie Großbritannien, Finnland, Italien, Spanien und Portugal.

Abbildung 5: Integrationsgebiet des COSMO-EU Modells



Quelle: DWD (2014).

Einspeisestrukturen der Solarenergie

Den Ausgangspunkt für die Berechnung der Einspeisungsstruktur von Solarenergie bilden die stündlichen Strahlungsdaten der Wetterjahre aus dem COSMO-EU-Modell. Benötigt werden die Werte der direkten und der diffusen Strahlung am Erdboden, die je nach Jahr eine direkte Ausgabe des Modells sind oder aus der kurzweiligen Strahlungsbilanz abgeleitet werden. Aus diesen Strahlungswerten lässt sich dann in Kombination mit Annahmen zur Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage die lokale Stromerzeugung berechnen. Da nach Süden ausgerichtete Anlagen in der Regel den höchsten Ertrag erzielen, gehen wir von einer einheitlichen Südausrichtung aller Anlagen aus. Die optimale Neigung der Anlage hängt dagegen insbesondere vom Breitengrad des Standorts ab. Wir treffen deshalb länderspezifische Annahmen zum Neigungswinkel, die auf einen möglichst hohen Ertrag abzielen.

Um die Einspeisestrukturen der Marktzone zu berechnen, gehen wir im Basisfall von einer gleichmäßigen Verteilung der Anlagen über die Fläche aus und bilden für jede Stunde einen einfachen Mittelwert der Einspeisungen der jeweiligen Gitterpunkte. Wir gehen davon aus, dass dieses Vorgehen aufgrund der weiträumigen Verteilung der PV-Potenziale in Europa eine für diese Analysen ausreichende Näherung darstellt. So erhalten wir für jedes Wetterjahr und jede Marktzone eine stündliche Zeitreihe, die wir später mit szenariospezifischen Annahmen zur erwarteten Erzeugung skalieren.

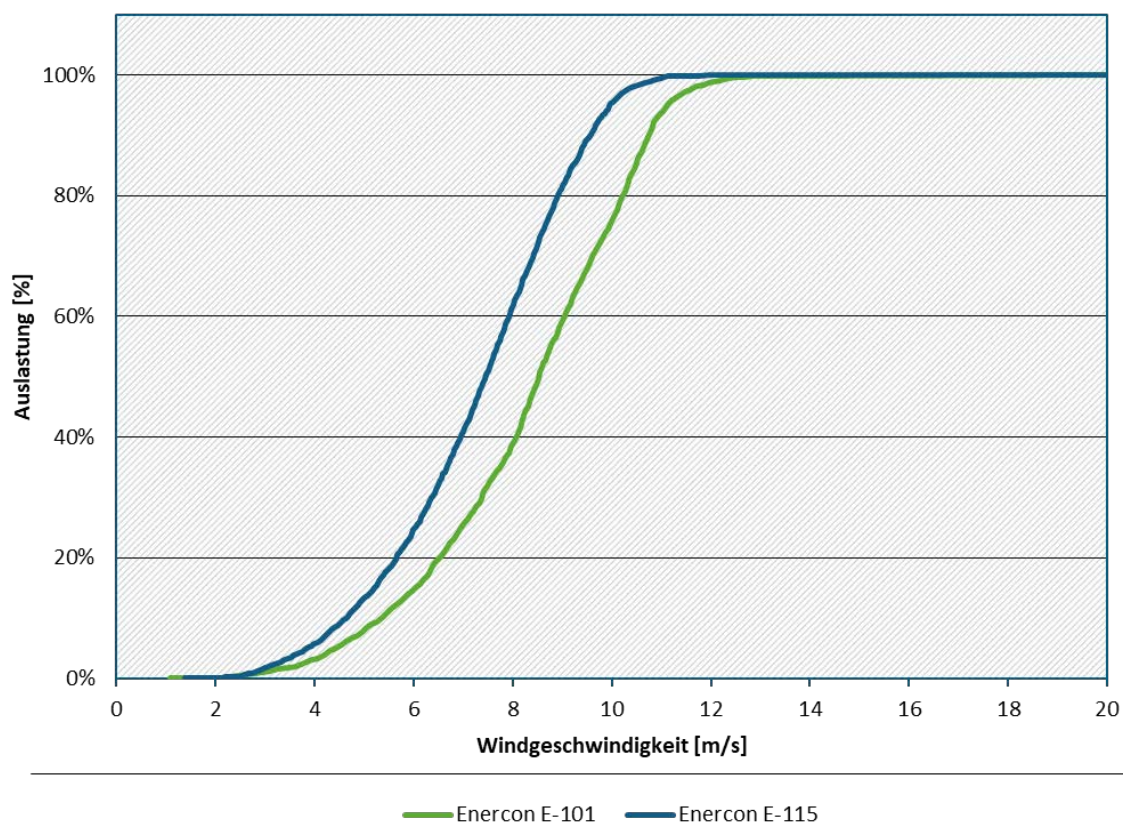
Einspeisestrukturen der Windenergie

Aus dem COSMO-EU-Modell liegen für die zehn Wetterjahre stündliche Angaben zu den sogenannten Windkomponenten vor, aus denen die Windgeschwindigkeit berechnet werden kann. Die Einspeisestrukturen der Windenergie pro Wetterjahr und Marktzone berechnen wir

aus den Windgeschwindigkeiten, ausgewählten Anlagenkennlinien und einer Annahme zur Anlagenverfügbarkeit (als pauschalen Abschlag). Um die Qualität der Einspeisestrukturen zu verbessern, kalibrieren wir die Windgeschwindigkeiten des COSMO-EU-Modells und die Annahme der Anlagenverfügbarkeit anhand der historischen Anlagenzusammensetzung und der historischen Volllaststunden. Die Kalibrierung der Windgeschwindigkeiten und die Annahme zur Anlagenverfügbarkeit werden so aufeinander abgestimmt, dass die berechneten Volllaststunden den empirischen Werten aus den historischen Wetterjahren möglichst gut entsprechen. Die kalibrierten Windgeschwindigkeiten und die plausibilisierte Verfügbarkeitsannahme können dann zur Berechnung der Einspeisestrukturen spezifischer Anlagentypen herangezogen werden, die für die Berechnung des Kapazitätskredits von besonderem Interesse sind.

Da der Kapazitätskredit der Windenergie von der Auslegung der Windenergieanlagen beeinflusst wird, ist es sinnvoll, in der Analyse Stark- und Schwachwindanlagen individuell zu berücksichtigen. Deshalb berechnen wir für jedes Wetterjahr jeweils separate Einspeisestrukturen für die beiden Anlagentypen. Abbildung 6 stellt die verwendeten Leistungskennlinien für Stark- und Schwachwindanlagen gegenüber. In unseren Berechnungen nutzen wir Schwachwindanlagen des Typs Enercon E-115 (Rotordurchmesser 115 m, Nabenhöhe 150 m) und Starkwindanlagen vom Typ Enercon E-101 (Rotordurchmesser 101 m, Nabenhöhe 100 m). Es zeigt sich, dass die Leistungskennlinie der Schwachwindanlage im Bereich niedriger Windgeschwindigkeiten schneller ansteigt. Für die untersuchte Fragestellung führt dies dazu, dass der Kapazitätskredit von Schwachwindanlagen größer ist als der von Starkwindanlagen.

Abbildung 6: Leistungskennlinien der Schwachwindanlage E-115 und der Starkwindanlage E-101



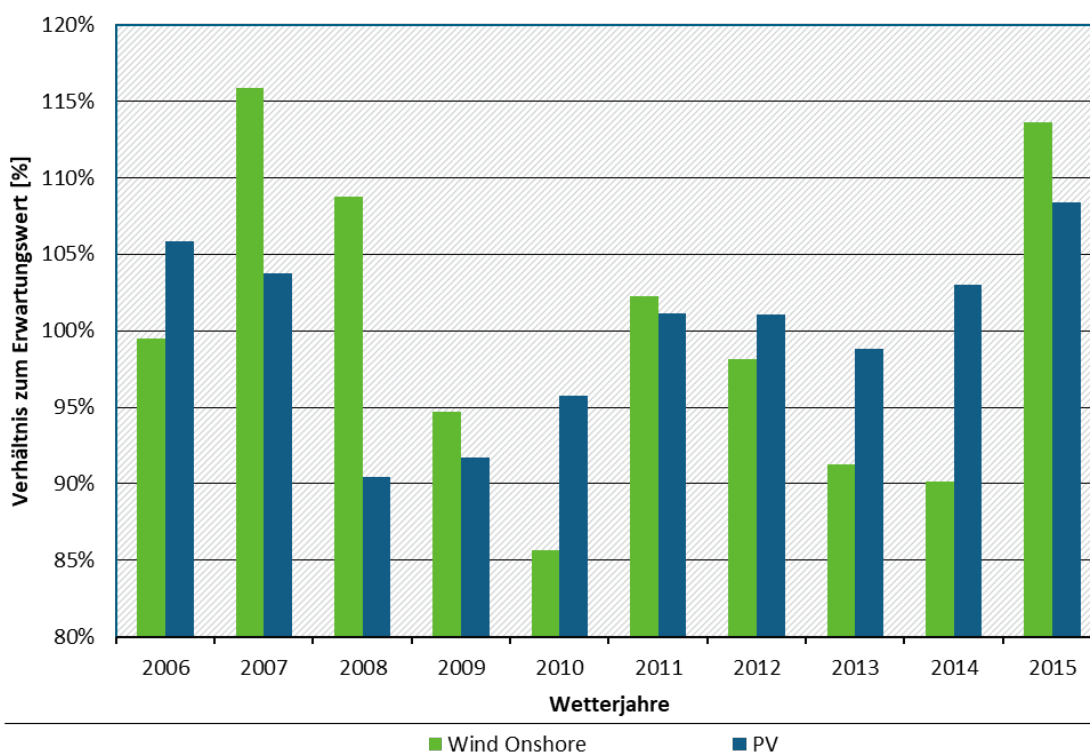
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Enercon.

Die stündlichen Einspeisestrukturen der Marktzone berechnen wir wiederum unter der Annahme, dass die Anlagen gleichmäßig über die Fläche verteilt sind. Wir gehen davon aus, dass dieses Vorgehen aufgrund der weiträumigen Verteilung der Wind-Potenziale in Europa eine für diese Analysen ausreichende Näherung darstellt. Für die zu analysierenden Szenarien werden diese Strukturen später mit entsprechenden Annahmen zur erwarteten Erzeugung kombiniert.

Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik

Die Zeitreihen für die absolute Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik ergeben sich aus der Multiplikation der relativen Einspeisestrukturen mit der erwarteten Erzeugung der jeweiligen Techniken. Die Annahmen für die EE-Anteile in den jeweiligen Szenarien in Kapitel 4 sind mit dem UBA abgestimmt. Die absolute Einspeisung der erneuerbaren Energien schwankt zwischen den zehn historischen Wetterjahren je nach Dargebot. Abbildung 7 verdeutlicht dies.

Abbildung 7: Schwankung der Volllaststunden von Wind Onshore und Photovoltaik in den Wetterjahren 2006-2015 relativ zum jeweiligen Erwartungswert in Deutschland



Quelle: Eigene Berechnungen.

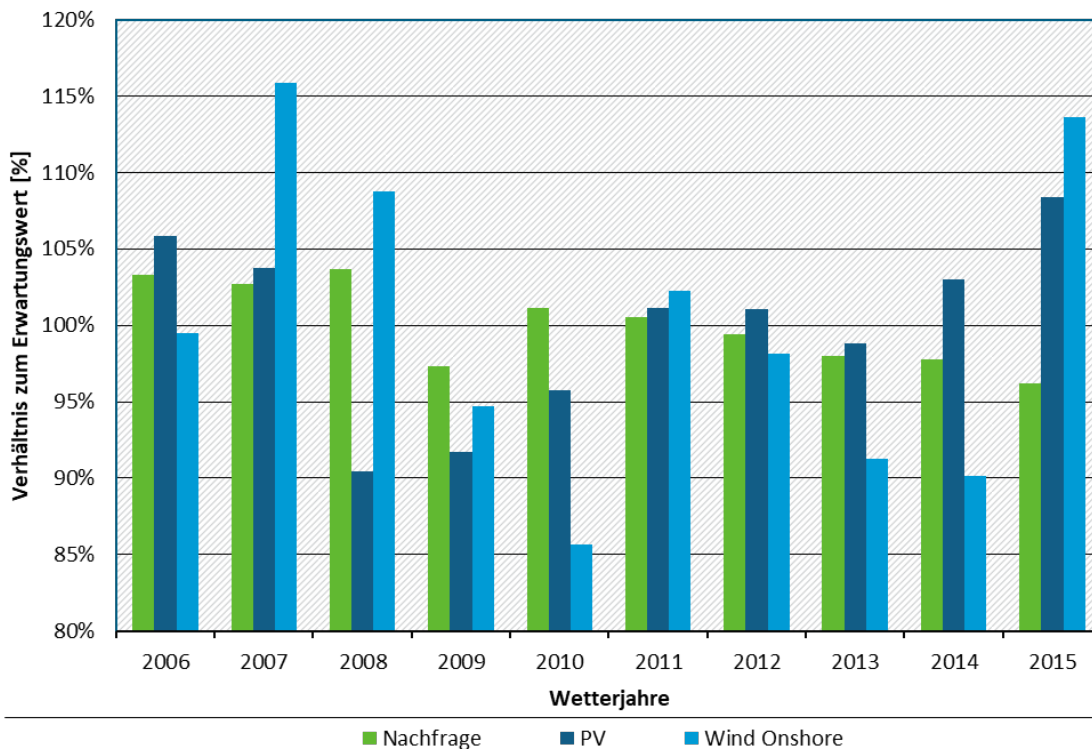
Die Abbildung zeigt Schwankungsbreite der Volllaststunden in den untersuchten Wetterjahren für Wind- und Solarenergie exemplarisch für Deutschland. Es wird deutlich, dass die absolute EE-Erzeugung eine große wetterabhängige Schwankungsbreite aufweist. Dabei ist die prozentuale Schwankung der Windenergie in den hier betrachteten Wetterjahren größer als für PV.

3.3 Vergleich der Schwankungen von Last und EE-Einspeisung

Ein erster Hinweis auf den mit den Wetterbedingungen variierenden Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung der Nachfrage lässt sich anhand von Abbildung 8 ableiten. Hier wird die relative Schwankung der Nachfrage den jeweiligen relativen Schwankungen der Volllaststunden der Wind- und Solarenergie gegenübergestellt. Man erkennt, dass die Schwankungen der

betrachteten erneuerbaren Energien in der Tendenz größer ausfallen als diejenigen der Nachfrage.

Abbildung 8: Schwankung der Stromnachfrage und der Volllaststunden von Wind Onshore und Photovoltaik in den Wetterjahren 2006-2015 relativ zum jeweiligen Erwartungswert in Deutschland



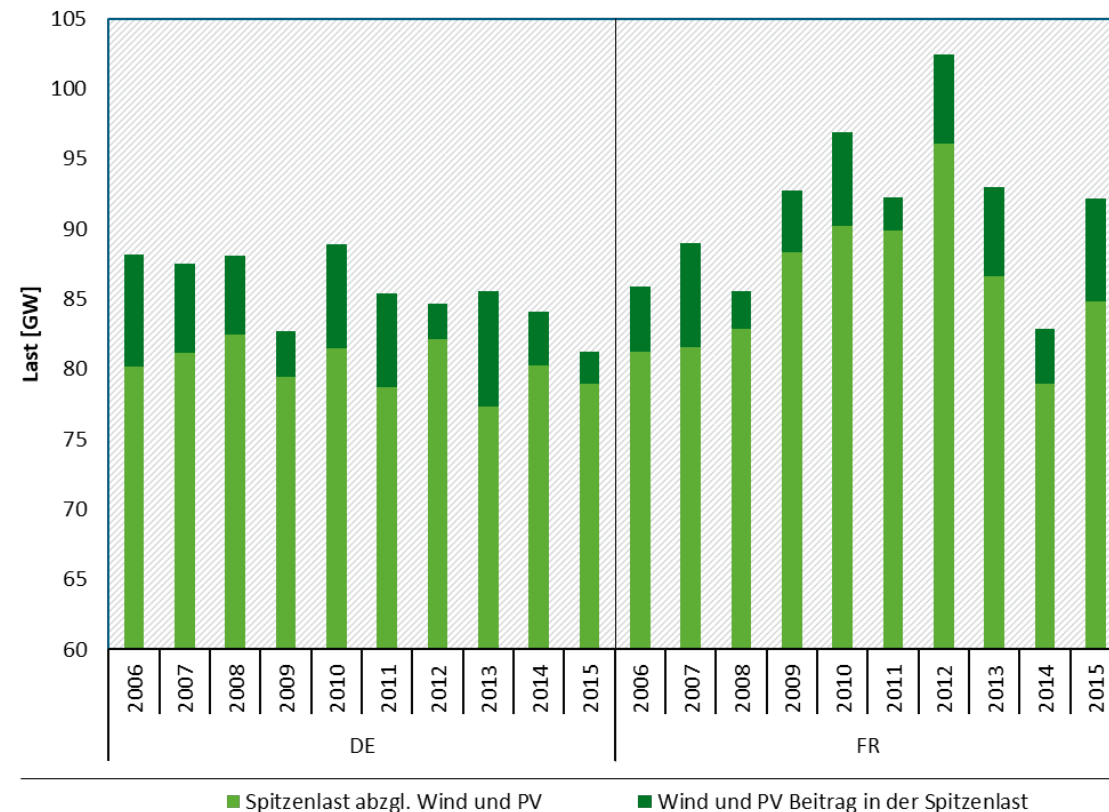
Quelle: Eigene Berechnungen.

Es ist wichtig anzumerken, dass sich die möglichen Einsparungen an konventioneller Kraftwerksleistung durch Wind- und Solarenergie nicht aus den in Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellten Jahressummen bestimmen lassen. Für die Ermittlung des Kapazitätskredits der erneuerbaren Energien werden vielmehr die stundengenau aufgelösten Einspeise- und Nachfragestrukturen benötigt.

3.4 Residuallast

Die Residuallast ergibt sich aus der Differenz der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien zu jedem Zeitpunkt. Mittels der Zeitreihen der Nachfrage und EE-Einspeisung berechnen wir Zeitreihen der Residuallast sowie die residuale Spitzenlast. Abbildung 9 stellt die Spitzenlasten und residualen Spitzenlasten für das Jahr 2030 (mit einer installierten Windleistung von jeweils 76 GW und 30 GW, und einer PV-Leistung von 57 GW und 24 GW) exemplarisch für Deutschland und Frankreich gegenüber.

Abbildung 9: Spitzenlast und Spitzenlast abzüglich der Wind- und PV-Einspeisung in den Wetterjahren 2006-2015 für Deutschland und Frankreich



Quelle: Eigene Berechnungen.

Schon in dieser Abbildung wird die Durchmischung von Spitzenlasten und erneuerbarer Energieeinspeisung deutlich. Diese Durchmischung hat einen Einfluss auf die Höhe der residualen Nachfrage, welche durch konventionelle gesicherte Leistung gedeckt werden muss. Darüber hinaus zeigt sich, dass es zu grenzüberschreitenden Ausgleichseffekten in der Spitzenlastsituation kommen kann. Der Blick auf das Jahr 2015 offenbart beispielsweise für Deutschland eine vergleichsweise geringe EE-Einspeisung zum Zeitpunkt der Spitzenlast, während sie in Frankreich vergleichsweise hoch ausfällt. Diese regionalen Ausgleichseffekte können also dazu beitragen, den Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien zu erhöhen und somit Einsparungen bei dem Bedarf an konventionellen Erzeugungsanlagen zu realisieren.

3.5 Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke

Die Verfügbarkeit der konventionellen Kraftwerksleistung hängt von geplanten und ungeplanten Ausfällen ab. Letztere können in disponible und nicht-disponible Ausfälle unterteilt werden. In diesem Abschnitt diskutieren wir unsere Implementierung von Kraftwerksausfällen. Sowohl geplante als auch nicht geplante disponible Nichtverfügbarkeiten bilden wir aufgrund ihrer mehr oder weniger flexiblen Planbarkeit über einen deterministischen Ansatz ab. Ungeplante, nicht-disponible Kraftwerksausfälle werden dagegen stochastisch modelliert.

3.5.1 Geplante und disponible Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Geplante Nichtverfügbarkeiten beruhen auf Revisionen und Instandhaltungsarbeiten. Im Rahmen einer vorgeschalteten Analyse ermitteln wir deshalb eine Zeitreihe der geplanten

Nichtverfügbarkeit. Diese Zeitreihe unterliegt keinen stochastischen Einflüssen. Da für Marktteilnehmer in der Regel absehbar ist, in welchen Zeiten es zu Spitzenlastsituationen kommen kann, planen sie Revisionen und Wartungsarbeiten in den Zeiten, in denen üblicherweise keine Spitzenlast- bzw. Knappheitssituationen auftreten. Näherungsweise gehen wir davon aus, dass sich die geplante Nichtverfügbarkeit gleichmäßig auf Zeiträume verteilt, die mindestens 60 Tage von der nationalen Spitzenlastsituation entfernt sind.

Ungeplante, aber disponible Nichtverfügbarkeiten können über begrenzte Zeiträume verschoben werden. Eine Verschiebung im Umfang der Revisionen, wie oben beschrieben, ist in der Regel nicht möglich. Die Folgen des ungeplanten Ausfalls können jedoch abgemildert werden, da mehr Flexibilität besteht als bei nicht-disponiblen Ausfällen. Wir bilden die disponiblen Nichtverfügbarkeiten deshalb als einen konstanten Abschlag von der Verfügbarkeit ab. Tabelle 2 stellt die Häufigkeit der geplanten und der ungeplanten, disponiblen Nichtverfügbarkeiten verschiedener Technologien dar.

Tabelle 2: Geplante Nichtverfügbarkeit und ungeplante, disponible Nichtverfügbarkeit ausgewählter Technologien

Technologie	Geplante Nichtverfügbarkeit [%]	Ungeplante, disponible Nichtverfügbarkeit [%]
Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktor	10,8 %	0,0 %
Braunkohle	8,0 %	1,3 %
Steinkohle	7,8 %	0,8 %
Gas-und-Dampf-Kraftwerke	7,4%	1,0 %
Gasturbinen mit offenem Kreislauf	6,6 %	0,4 %
Öl	8,0 %	0,7 %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis VGB (2015).

Wie bereits beschrieben, betrachten wir in der weiterentwickelten Methode eine generische Technologie. Die Notwendigkeit, eine entsprechende Annahme über die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks zu treffen, beschränkt sich nicht auf die hier vorgeschlagene Methode: Auch traditionelle Faltungs- und Versorgungssicherheitsansätze erfordern, dass Annahmen über den Kraftwerksmix inklusive der Blockgröße getroffen werden. Um den Ceteris-Paribus-Vergleich nicht zu verzerren, gehen wir in den Szenarien mit und ohne erneuerbare Energien jeweils von der gleichen generischen Technologie bestehend aus einem gleichbleibenden Kraftwerksmix aus. Dies ermöglicht es, den Kapazitätskredit über eine große Bandbreite von EE-Anteilen bei einer festen, repräsentativen Basistechnologie zu vergleichen.

In den Berechnungen dieser Studie wird der konventionelle Kraftwerkspark durch eine generische Technologie repräsentiert, welche sich zu jeweils einem Drittel aus Steinkohle-, Gasturbinen- und Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD) zusammensetzt. Die Wahrscheinlichkeiten der geplanten und ungeplanten disponiblen Nichtverfügbarkeit der generischen Technologie ergeben sich dementsprechend aus dem jeweiligen Mittelwert der drei Kraftwerkstypen. Für die geplanten Nichtverfügbarkeiten ergibt sich ein Wert von 7,3%, für die ungeplanten disponiblen Nichtverfügbarkeiten von 0,7%.

3.5.2 Ungeplante Kraftwerksausfälle

Um die Stochastik der ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeit adäquat abzubilden und die entsprechenden Zeitreihen zu ermitteln, benötigen wir eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der ungeplanten Ausfälle im konventionellen Kraftwerkskollektiv. In Tabelle 3 sind die nicht disponiblen Nichtverfügbarkeiten verschiedener konventioneller Technologien nach VGB (2015) aufgeführt, die mit empirischen Daten plausibilisiert wurden. Die angenommene Ausfallwahrscheinlichkeit der generischen Technologie ergibt sich wiederum aus dem Mittel der Werte von Steinkohlekraftwerken, GuD und Gasturbinen und liegt bei rund 4%.

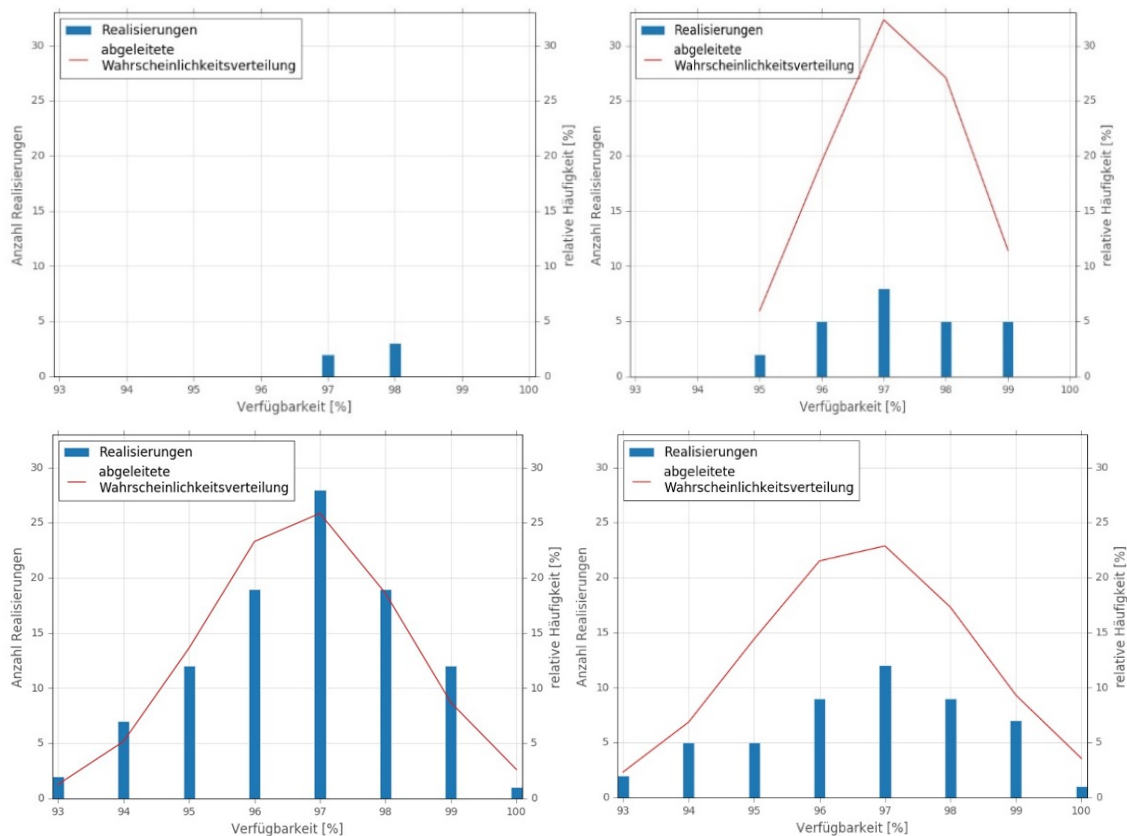
Tabelle 3: Ungeplante, nicht disponible Nichtverfügbarkeit ausgewählter Technologien

Technologie	Nichtverfügbarkeit [%]
Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktor	6,3 %
Braunkohle	6,0 %
Steinkohle	6,3 %
Gas-und-Dampf-Kraftwerke	3,2%
Gasturbinen mit offenem Kreislauf	2,4 %
Öl	4,1 %

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis VGB (2015).

Auf Basis von Annahmen zur Ausfallwahrscheinlichkeit der generischen Technologie, zur Anzahl und Größe der Blöcke wird nun eine kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion für das konventionelle Kraftwerkskollektiv mittels einer rekursiven Faltung berechnet. Die rekursive Faltung ist an dieser Stelle zulässig, da wir von der Unabhängigkeit einzelner Ausfälle ausgehen können. Unter der Annahme, dass sich das konventionelle Kraftwerkskollektiv aus 100 gleichgroßen Blöcken der generischen Technologie zusammensetzt, ziehen wir in einem Zufallsprozess (Zufallsziehungen) eine Vielzahl von Ereignissen. Jedes Ereignis repräsentiert den Anteil der außerplanmäßig nicht verfügbaren Leistung an der Gesamtleistung in einer Stunde. Die Anzahl der Zufallsziehungen wird so groß gewählt, dass die ursprüngliche theoretische Wahrscheinlichkeitsverteilung ausreichend genau approximiert wird. In Abbildung 10 sind exemplarisch 5, 25, 50 und 100 zufällig gezogene Ereignisse (Zufallsziehungen) aus einer Wahrscheinlichkeitsverteilung ungeplanter, nichtdisponibler Nichtverfügbarkeit des Referenzkraftwerksparks mit einem Erwartungswert von 4% dargestellt.

Abbildung 10: Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerkparks bei 5, 25, 50 und 100 Zufallsziehungen (von links oben nach rechts unten) Wahrscheinlichkeitsverteilung



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die rote Kurve stellt die aus den Zufallsziehungen abgeleitete Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksausfälle dar. Es wird deutlich, dass sich diese Verteilung bei genügend hoher Anzahl der Ziehungen der theoretisch unterstellten Normalverteilung für diesen Prozess annähert. Für unsere Simulationen nutzen wir insgesamt 100 Ziehungen für jede Stunde eines Jahres, um die Wahrscheinlichkeitsfunktion der ungeplanten indisponiblen Kraftwerksausfälle zu simulieren. Die durch Zufallsziehungen bestimmten Ausfallwahrscheinlichkeiten für individuelle Stunden werden anschließend (ebenfalls zufällig) zu Zeitreihen à 8760 Stunden, d. h. zu einer Jahreszeitreihe kombiniert. Diese Zeitreihen repräsentieren die ungeplante nichtverfügbare Leistung des konventionellen Kraftwerkparks in einem Jahr.

Indem wir jede Jahreszeitreihe der ungeplanten Nichtverfügbarkeit mit der Zeitreihe der geplanten Nichtverfügbarkeit kombinieren, erhalten wir unsere finalen Zeitreihen der relativen Kraftwerksverfügbarkeit. Die Anzahl der Jahreszeitreihen (und somit auch der Zufallsziehungen für jede Stunde des Jahres) wird so groß gewählt, dass die ursprüngliche theoretische Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kraftwerksverfügbarkeit ausreichend genau approximiert wird. Mit diesen Zeitreihen kann dann in der stochastischen Optimierung der Umfang der benötigten konventionellen Kapazitäten ermittelt werden.

3.6 Interkonnektorkapazitäten

Für die Nutzung von Durchmischungseffekten zwischen Marktzone werden in der Analyse Annahmen zu den grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten berücksichtigt. Der Fokus bei der Berechnung des Kapazitätskredits liegt auf einer europäischen Kernregion, die Deutschland,

4 Analyse der Szenarien

In diesem Kapitel diskutieren wir anhand verschiedener Szenarien den Kapazitätskredit von erneuerbaren Energien, den wir mit der weiterentwickelten Methode berechnen. Wir untersuchen den Kapazitätskredit zunächst für ein Basisszenario mit drei unterschiedlich hohen EE-Anteilen. Dieses Basisszenario verdeutlicht erste zentrale Ergebnisse und dient als Vergleichsmaßstab für die darauffolgenden insgesamt 12 weiteren Szenarien. Diese Szenarien verdeutlichen jeweils die Ergebnisse gezielter Variationen einzelner Einflussfaktoren auf den EE-Kapazitätskredit. Insbesondere konzentrieren wir uns darauf, welchen Einfluss die Auslegung der Windenergieanlagen, begrenzte Netzkapazitäten, die Hinzunahme von Solarenergie und Änderungen in der regionalen Verteilung der EE-Anlagen auf den Kapazitätskredit haben.

Im folgenden Abschnitt geben wir zunächst eine Übersicht über die Szenarien, welche wir untersuchen. Im Anschluss diskutieren wir in Abschnitt 4.2 die Szenarioergebnisse.

4.1 Übersicht der Szenarien

Wir definieren zunächst das Basisszenario inklusive seiner relevanten Parameter. Anschließend geben wir für alle weiteren Szenarien einen Überblick über die jeweiligen Abweichungen vom Basisszenario.

Das Basisszenario

Das Basisszenario dient als Ausgangspunkt für die quantitative Bewertung des Kapazitätskredits der Windenergie. Es zeichnet sich durch die folgenden Annahmen aus:

- ▶ Es wird der Kapazitätskredit von Schwachwindanlagen an Land untersucht. Alle Anlagen entsprechen dem in Abschnitt 3.2 vorgestellten Typ.
- ▶ Alle Windenergieanlagen werden über die Fläche der Modellregion gleichverteilt, sodass die Leistung pro km² in der gesamten Modellregion konstant ist (vgl. Abschnitt 3.2).
- ▶ Es bestehen keine Austauschengpässe zwischen den betrachteten Marktzone.

Für das Basisszenario untersuchen wir drei EE-Durchdringungsniveaus. Der entsprechende EE-Anteil beschreibt in Summe über die gesamte Modellregion, wieviel Prozent der jährlichen Nachfrage durch die jährliche EE-Erzeugung gedeckt wird.

- ▶ *Basisszenario (10 %)*: EE-Erzeugung entspricht 10 % der Jahresnachfrage
- ▶ *Basisszenario (50 %)*: EE-Erzeugung entspricht 50 % der Jahresnachfrage
- ▶ *Basisszenario (100 %)*: EE-Erzeugung entspricht 100 % der Jahresnachfrage

Szenarien mit begrenzten Interkonnektorkapazitäten

Für die Szenarien mit begrenzten Interkonnektorkapazitäten gehen wir von den in Abschnitt 3.6 beschriebenen NTC-Werten für die Jahre 2015 bzw. 2030 aus. Für diese zwei Fälle untersuchen wir jeweils die gleichen EE-Durchdringungsniveaus wie im Basisszenario, sodass wir insgesamt sechs Szenarien mit begrenzten Netzkapazitäten betrachten.

- ▶ *NTC-Szenario 2015 (10 %)*: Die Interkonnektorkapazitäten entsprechen den Annahmen für 2015, die EE-Erzeugung beträgt 10 % der Jahresnachfrage

- ▶ *NTC-Szenario 2015 (50 %)*: Die Interkonnektorkapazitäten entsprechen den Annahmen für 2015, EE-Erzeugung beträgt 50 % der Jahresnachfrage
- ▶ *NTC-Szenario 2015 (100 %)*: Die Interkonnektorkapazitäten entsprechen den Annahmen für 2015, EE-Erzeugung beträgt 100 % der Jahresnachfrage
- ▶ *NTC-Szenario 2030 (10 %)*: Die Interkonnektorkapazitäten entsprechen den Annahmen für 2030, EE-Erzeugung beträgt 10 % der Jahresnachfrage
- ▶ *NTC-Szenario 2030 (50 %)*: Die Interkonnektorkapazitäten entsprechen den Annahmen für 2030, EE-Erzeugung beträgt 50 % der Jahresnachfrage
- ▶ *NTC-Szenario 2030 (100 %)*: Die Interkonnektorkapazitäten entsprechen den Annahmen für 2030, EE-Erzeugung beträgt 100 % der Jahresnachfrage

Alle weiteren Parameter sind mit dem Basisszenario identisch.

Starkwind-Szenarien

In den Starkwind-Szenarien ersetzen wir die Schwachwindanlagen des Basisszenarios durch Starkwindanlagen (vgl. Abschnitt 3.2). Da die Starkwindanlagen über andere Volllaststunden als Schwachwindanlagen verfügen, ergeben sich für den Ceteris-Paribus-Vergleich mit dem Basisszenario zwei mögliche Ausgangspunkte – fixierte Kapazitäten oder fixierte EE-Anteile – die wir in zwei Szenarien untersuchen:

- ▶ *Starkwind-Szenario (fixierte Kapazität)*: Die installierte Leistung der Starkwindanlagen entspricht der Leistung der Schwachwindanlagen aus dem Basisszenario mit 50 % EE-Durchdringung. Der EE-Anteil in diesem Starkwind-Szenario liegt aufgrund der geringeren Volllaststunden bei 32 %.
- ▶ *Starkwind-Szenario (50 %)*: Der EE-Anteil liegt in diesem Szenario bei 50 %. Die für diesen Anteil benötigte Leistung an Starkwindanlagen liegt um 269 GW höher als im Basisszenario mit 50% Durchdringung.

Alle weiteren Parameter sind mit dem Basisszenario identisch.

Kombinierte Wind-und-Solar-Szenarien

Die zwei kombinierten Wind-und-Solar-Szenarien unterscheiden sich vom Basisszenario durch eine Hinzunahme von Solarenergiekapazitäten. Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, nehmen wir auch für die Solarenergieanlagen an, dass die installierte Leistung pro km² in der gesamten Modellregion konstant ist. Wir untersuchen zwei EE-Durchdringungen:

- ▶ *Wind&Solar-Szenario (10 %)*: Die jährlichen Erzeugungsmengen aus Wind- und Solarenergie entsprechen jeweils 10 % der jährlichen Nachfrage in der Modellregion.
- ▶ *Wind&Solar-Szenario (50 %)*: Die jährlichen Erzeugungsmengen aus Wind- und Solarenergie entsprechen jeweils 50 % der jährlichen Nachfrage in der Modellregion.

Alle weiteren Parameter sind mit dem Basisszenario identisch.

Szenarien mit veränderter geografischer Anlagenverteilung

In den verbleibenden zwei Szenarien variieren wir geografische Parameter des Basisszenarios.

Im ersten Szenario werden die EE-Kapazitäten nicht mehr über die gesamte Fläche der Modellregion gleichverteilt. Vielmehr nehmen wir an, dass die EE-Kapazitäten so auf die Marktzone verteilt sind, dass ihre jeweilige jährliche Erzeugung 100 % der Nachfrage in der jeweiligen Zone entspricht. In Summe über alle Marktzone entspricht die EE-Erzeugung folglich auch 100 % der Gesamtnachfrage, jedoch ändert sich gegenüber dem Basisszenario die Verteilung und die Gesamtleistung der Windenergiekapazitäten.

- ▶ *Zonenspezifische EE-Leistungsdichte:* Die jährliche Windenergie Erzeugung entspricht in jeder Marktzone 100 % der jährlichen Nachfrage in der Marktzone.

Alle weiteren Parameter sind mit dem Basisszenario identisch.

Im letzten Szenario betrachten wir ausschließlich die deutsche Marktzone ohne jedwede Wechselwirkung mit ihren elektrischen Nachbarn.

- ▶ *Deutschland als Insel:* Die Modellregion umfasst nur Deutschland und die jährliche EE-Erzeugung entspricht 100 % der jährlichen Nachfrage in Deutschland.

Alle weiteren Parameter sind mit dem Basisszenario identisch.

Mit dieser Bandbreite an Szenarien decken wir wesentliche Einflussfaktoren auf den Kapazitätskredit ab. Zu diesen Faktoren zählen Netzengpässe, die Auslegung und der Mix der EE-Technologien, sowie ihre geografische Verteilung. Ihre spezifischen Effekte analysieren wir im Folgenden mit gezielten Szenariovergleichen.

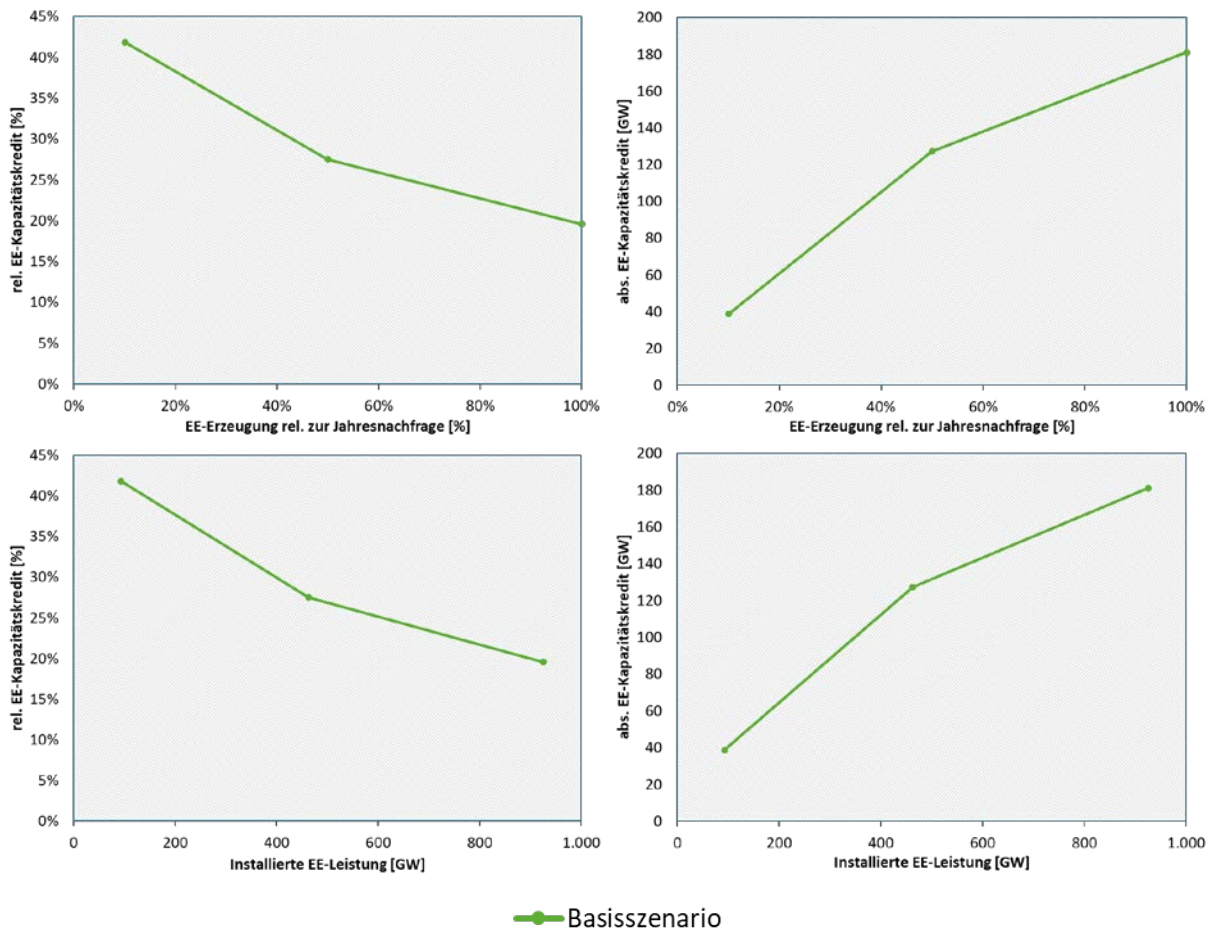
4.2 Ergebnisse

In diesem Abschnitt zeigen wir die Ergebnisse unserer Rechnungen und diskutieren die auftretenden Effekte anhand von Szenariovergleichen. Anschließend kombinieren wir unsere Erkenntnisse in einer zusammenfassenden Analyse und diskutieren die Einflussfaktoren für den EE-Kapazitätskredit in einem übergreifenden Rahmen.

Basisszenario

Wir beginnen mit dem Basisszenario, in welchem grundlegende Eigenschaften des Kapazitätskredits dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bereits deutlich erkennbar werden. Für die drei Ausprägungen des Basisszenarios ist der relative und absolute Kapazitätskredit der Windenergie in Abbildung 12 dargestellt. Im oberen Teil der Grafik sind der relative und der absolute Kapazitätskredit (jeweils auf der y-Achse) in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (auf der x-Achse) dargestellt. Im unteren Teil sind die Kapazitätskredite in Abhängigkeit der installierten Leistung der erneuerbaren Energien aufgetragen.

Abbildung 12: Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)



Quelle: Eigene Berechnung.

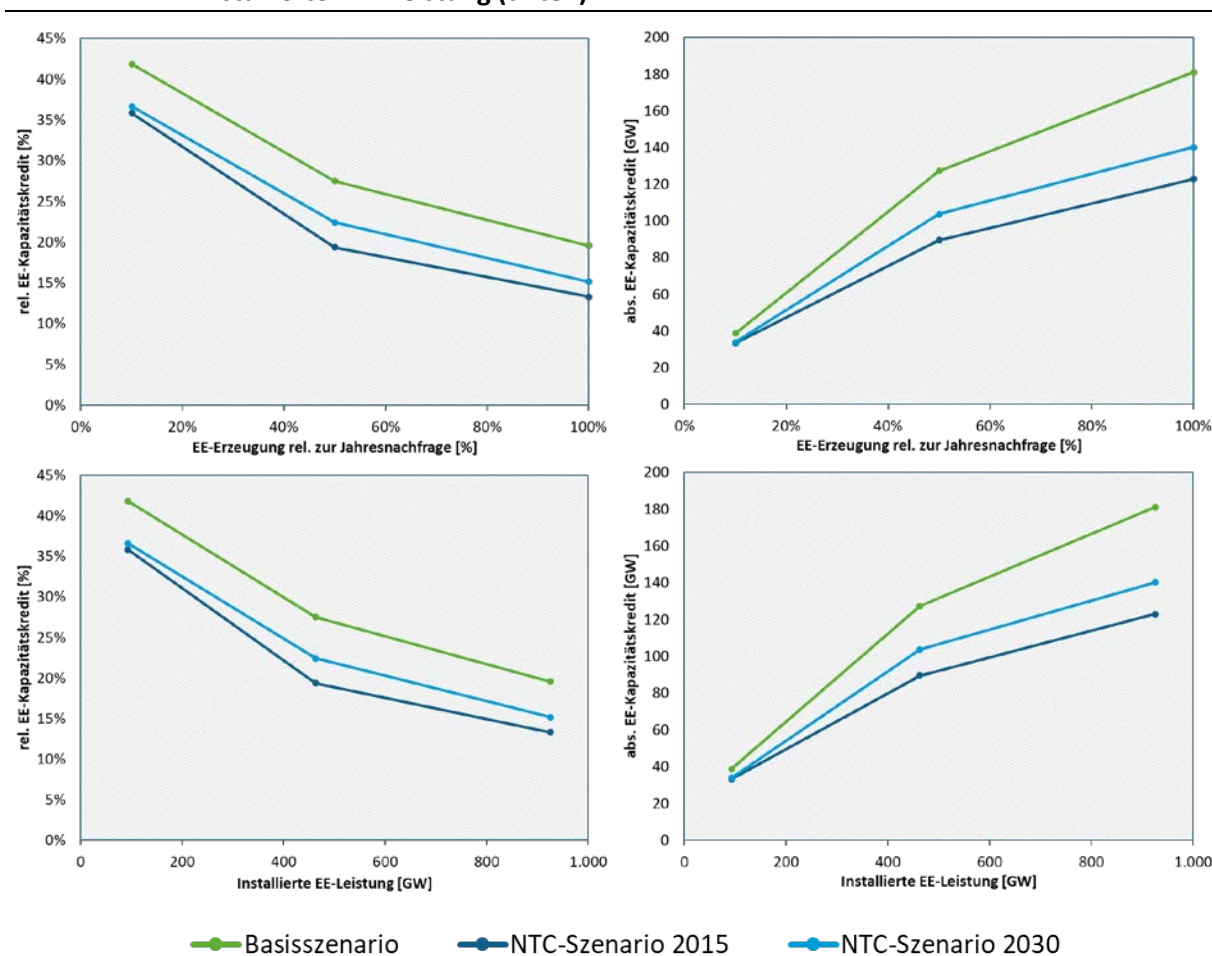
Die Ergebnisse zeigen, dass der relative Kapazitätskredit mit steigenden EE-Anteilen bzw. steigender EE-Leistung sinkt. Die zwei linken Abbildungen zeigen, dass die erneuerbaren Energien bei 10 % Durchdringung einen relativen Kapazitätskredit von 41,8 % erreichen. Bei einer EE-Durchdringung von 50 % (bzw. 462,6 GW installierte Leistung) sinkt der relative Kapazitätskredit auf 27,5 % und im Falle von 100 % Durchdringung (bzw. 925,2 GW) auf 19,6 %. Die Abnahme des relativen Kapazitätskredits bei steigender Durchdringung ist darauf zurückzuführen, dass die zusätzlichen Einsparungen konventioneller Kapazitäten abnehmen (s. abnehmende Steigung im rechten Teil der Abbildung). In Situationen mit einem geringen Winddargebot steigt die EE-Einspeisung bei einer Kapazitätserhöhung nur unterproportional. Da diese Situationen für die residuale Höchstlast und den Bedarf an konventionellen Kapazitäten entscheidend sind, ist ein Absinken des relativen Kapazitätskredits bei höherer Durchdringung zu beobachten.

Der Kapazitätskredit fällt für alle EE-Anteile in Abbildung 12 vergleichsweise hoch aus. Dieses hohe Niveau wird durch die ausschließliche Betrachtung von Schwachwindanlagen im Basisszenario begünstigt, die aufgrund des steilen Anstiegs der Leistungskennlinie bereits bei geringem Dargebot eine höhere Erzeugung erreichen als Starkwindanlagen. Dieser Effekte hat eine große Wirkung auf den relativen Kapazitätskredit. Darüber hinaus steigern die gleichmäßige Verteilung der Windenergieanlagen und die Abwesenheit von Netzengpässen den Kapazitätskredit im Basisszenario, da aufgrund dieser Annahmen Durchmischungseffekte umfassend ausgenutzt werden können.

Szenarien mit begrenzten Interkonnektorkapazitäten

In den Szenarien mit begrenzten Interkonnektorkapazitäten wechseln wir die Perspektive und gehen nicht mehr von einer engpassfreien Modellregion aus. Eine solche Begrenzung reduziert die Austauschmöglichkeiten zwischen den Marktzone der Modellregion, sodass Durchmischungseffekte nicht mehr vollständig ausgenutzt werden können. Daher ist zu erwarten, dass begrenzte Austauschkapazitäten den Kapazitätskredit der Windenergie absenken. Um den Einfluss von Netzengpässen herauszuarbeiten, berechnen wir den Kapazitätskredit für die oben beschriebenen NTC-2015- und NTC-2030-Szenarien für die drei Ausprägungen der EE-Durchdringung. Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse unserer Analyse analog zur Darstellung im Basisszenario.

Abbildung 13: Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und den NTC-Szenarien in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)



Quelle: Eigene Berechnung.

Die Auswertungen zeigen, dass die Kapazitätskredite bei begrenzten Übertragungskapazitäten unterhalb derer des Basisszenarios liegen. Somit bestätigt die quantitative Analyse unsere Erwartung, dass begrenzte Austauschkapazitäten den Kapazitätskredit erneuerbarer Energien senken. Des Weiteren wird in der Abbildung sichtbar, dass die Kapazitätskredite in den NTC-2015-Szenarien immer unter denen der NTC-2030-Szenarien liegen. Eine stärkere Einschränkung des Austauschs führt also zu einem kleineren Kapazitätskredit.

Anhand der Abbildung wird auch deutlich, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien mit steigenden EE-Anteilen zunehmen. Bei 10 % Durchdringung liegen die relativen Kapazitätskredite im NTC-2015- und NTC-2030-Szenario mit 35,9 % und 36,6 % noch sehr nah beieinander. Der absolute Kapazitätskredit steigt im NTC-2030-Szenario gegenüber dem NTC-2015-Szenario lediglich um 0,7 GW auf 33,9 GW. Bei geringen EE-Anteilen von 10 % entfalten zusätzliche Interkonnektorkapazitäten folglich nur eine sehr begrenzte Wirkung.

Der Wert der zusätzlichen NTC zeigt sich dann jedoch mit 50 % und 100 % EE-Anteilen deutlich. Bei einer Durchdringung von 50 % liegt der absolute Kapazitätskredit im NTC-2015-Szenario bei 89,5 GW. Im NTC-2030-Szenario werden 103,7 GW erreicht, was einem Anstieg um 14,2 GW entspricht. Mit einem EE-Anteil von 100 % steigen die Kapazitätskredite auf 122,9 GW (NTC-2015) und 140,2 GW (NTC-2030), sodass der Unterschied zwischen den beiden Szenarien nun bei 17,4 GW liegt.

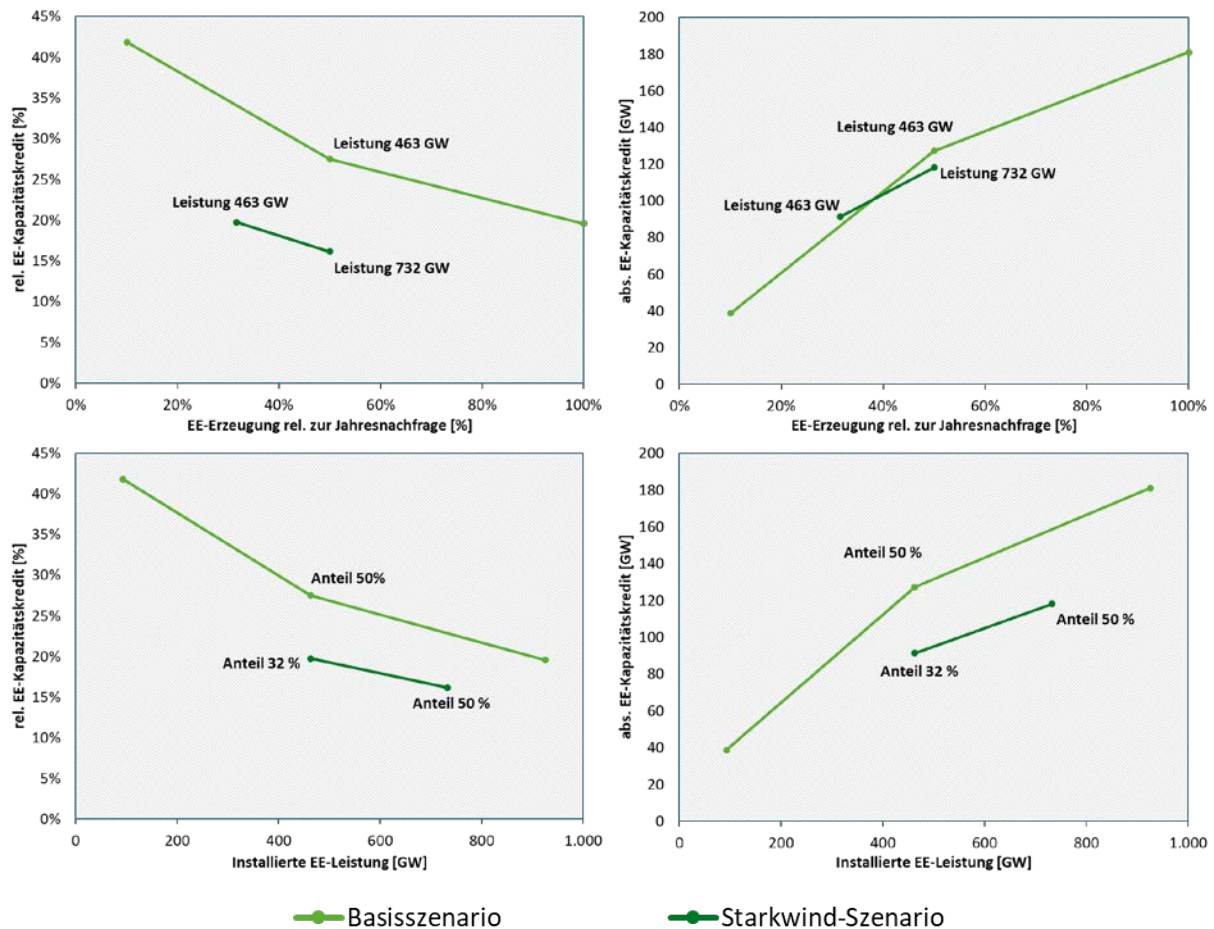
Dass mehr Interkonnektorkapazitäten zu größeren Kapazitätskrediten führen und die Bedeutung der Austauschmöglichkeiten mit steigenden EE-Anteilen wächst, bestätigt sich auch im Vergleich dieser Ergebnisse mit dem Basisszenario. Bei 10 % EE-Anteil liegt der absolute Kapazitätskredit im Basisszenario um 5,5 GW (ggü. NTC-2015) bzw. 4,8 GW (ggü. NTC-2030) höher. Mit 50 % EE-Durchdringung ist der Effekt der zusätzlichen Austauschmöglichkeiten im Basisszenario deutlich höher: Im Vergleich zu den NTC-Szenarien können 37,7 GW bzw. 23,5 GW mehr konventionelle Kapazitäten eingespart werden. In den Szenarien mit 100 % wächst der Unterschied auf 58,2 GW bzw. 40,8 GW.

Das Ausnutzen von Durchmischungseffekten entfaltet demnach eine umso größere Wirkung auf den Kapazitätskredit, je höher die EE-Durchdringung ist. Aus diesen Erkenntnissen folgt, dass der Wert von Interkonnektoren und der Binnenmarktintegration mit dem EE-Ausbau steigt.

Starkwind-Szenarien

In den zwei Starkwind-Szenarien untersuchen wir, welchen Einfluss die Auslegung der Windenergieanlagen auf ihren Kapazitätskredit hat. Im ersten Fall halten wir die installierte Kapazität gegenüber dem Basisszenario mit 50 % EE-Anteil konstant, während wir im zweiten Fall die Leistung der Starkwindanlagen so ansetzen, dass die Erzeugung 50 % der jährlichen Nachfrage entspricht. In Abbildung 14 haben wir die Ergebnisse für beide Starkwindszenarien den Ergebnissen des Basisszenarios gegenübergestellt.

Abbildung 14: Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und den Starkwind-Szenarien in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)



Quelle: Eigene Berechnung.

Betrachtet man die Unterschiede im relativen Kapazitätskredit (linker Teil der Abbildung), dann wird deutlich, dass die Starkwindanlagen sowohl bei gleicher Leistung als auch bei gleichem Anteil einen geringeren relativen Kapazitätskredit aufweisen als Schwachwindanlagen. Starkwindanlagen erzielen bei gleichem EE-Erzeugungsanteil von 50 % lediglich einen Kapazitätskredit von 16,2 % im Vergleich zu 27,5 % bei Schwachwindanlagen. Dieser Unterschied ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Starkwindanlagen aufgrund ihrer Leistungskennlinie eine geringere Ausbeute bei niedrigen Windgeschwindigkeiten erzielen als Schwachwindanlagen und dementsprechend einen geringeren Beitrag zur Deckung der Spitzenlast leisten. Zum anderen werden mehr Starkwindanlagen benötigt, um den gleichen EE-Anteil zu erreichen. Die entsprechend höhere installierte Leistung hat ebenfalls einen senkenden Effekt auf den relativen Kapazitätskredit, weil die Einsparung konventioneller Kapazitäten im Verhältnis zur EE-Leistung geringer ist. Wie im rechten oberen Quadranten der Abbildung zu sehen ist, beträgt der absolute Kapazitätskredit 118 GW für Stark- und 127 GW für Schwachwindanlagen.

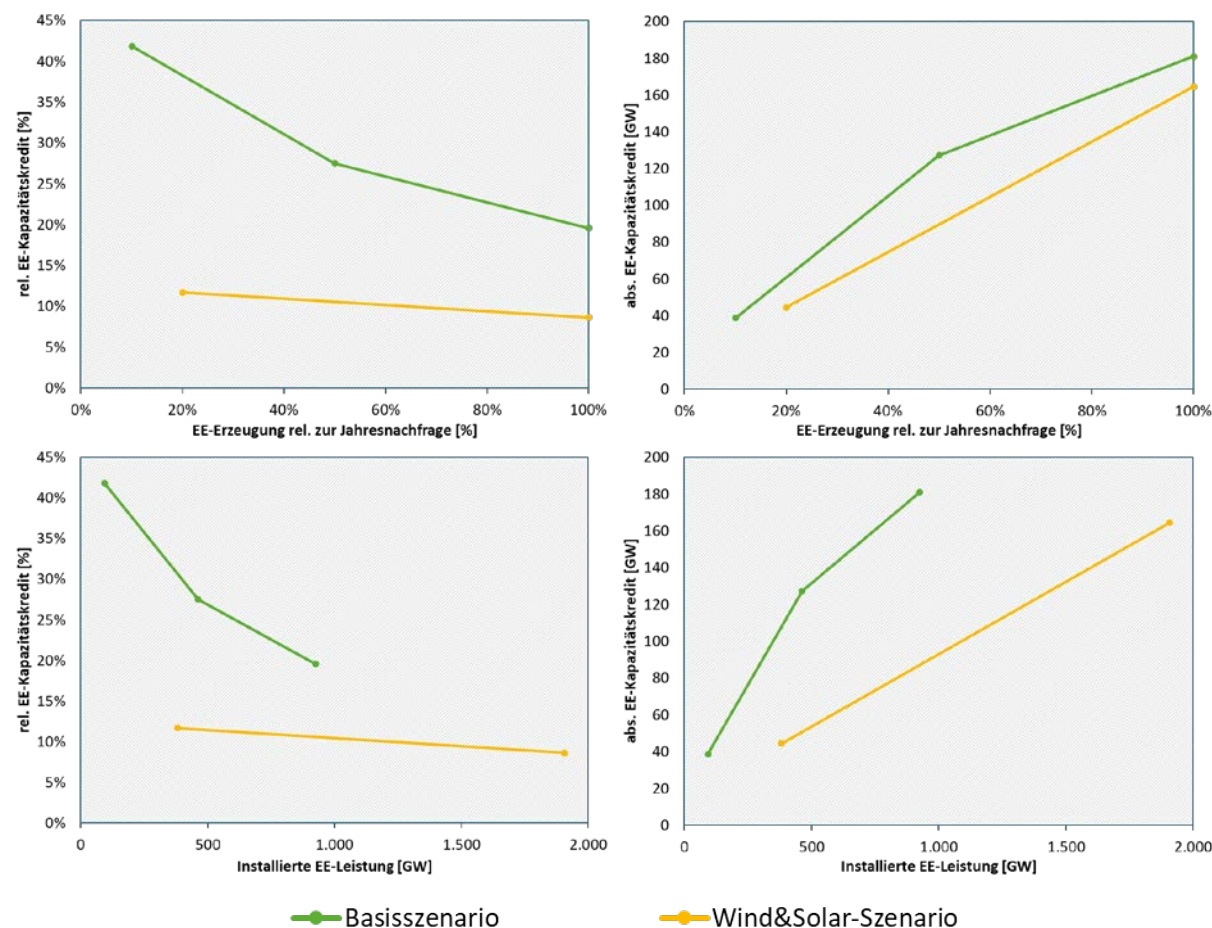
Für das Starkwind-Szenario mit gleicher Leistung wie im Basisszenario mit 50 % EE-Anteil sehen wir im linken oberen Quadranten, dass der relative Kapazitätskredit bei 19,7 % liegt. Der EE-Anteil in diesem Starkwind-Szenario liegt bei 32 %. Das Ergebnis des relativen Kapazitätskredits liegt damit deutlich unter den Werten, die im Basisszenario bei 10 % und 50 % EE-Durchdringung erzielt werden. Wechselt man dagegen zur Betrachtung des absoluten

Kapazitätskredits, dann erkennt man anhand des rechten oberen Quadranten der Abbildung, dass das Ergebnis dieses Starkwind-Szenarios zwischen denen des Basisszenarios mit 10 und 50 % EE-Anteil liegt.

Wind-und-Solar-Szenarien

Im kombinierten Wind-und-Solar-Szenario gehen wir auf Änderungen des Kapazitätskredits ein, die im Vergleich zum Basisszenario auf den zusätzlichen Beitrag der Solarenergie zur Deckung der Spitzenlast zurückzuführen sind. Wie hoch der Beitrag der Solarenergie ausfällt, hängt neben der Gleichzeitigkeit zur Last auch von der räumlichen Durchmischung der Solarenergie in der Modellregion und der Durchmischung mit der Windenergie ab. Wir untersuchen zwei Szenarien, in denen die Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen jeweils 10 % der jährlichen Nachfrage und jeweils 50 % der jährlichen Nachfrage entspricht. Unsere Ergebnisse sind in Abbildung 15 dargestellt.

Abbildung 15: Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und den Wind-und-Solar-Szenarien in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)



Quelle: Eigene Berechnung.

Im Vergleich zum Basisszenario zeigt die obere linke Darstellung, dass der gemeinsame relative Kapazitätskredit der Wind- und Solarenergie mit 11,7 % (bei insges. 50 % Anteil) und 8,6 % (bei insges. 100 % Anteil) deutlich geringer ausfällt als der Kapazitätskredit der Windenergie bei gleichen Gesamtanteilen (27,5 % und 19,6 %). Gründe hierfür sind, dass der Beitrag von Solaranlagen zur Spitzenlast niedriger ist und dass aufgrund geringerer Volllaststunden deutlich

mehr Leistung für die gleichen Anteile benötigt wird. Um 10 % bzw. 50 % der jährlichen Nachfrage durch Solaranlagen zu decken werden 289 GW bzw. 1.444 GW installierte Leistung aus Solaranlagen benötigt, gegenüber 92,5 GW bzw. 462,6 GW installierter Leistung aus Schwachwindanlagen im Basisszenario.

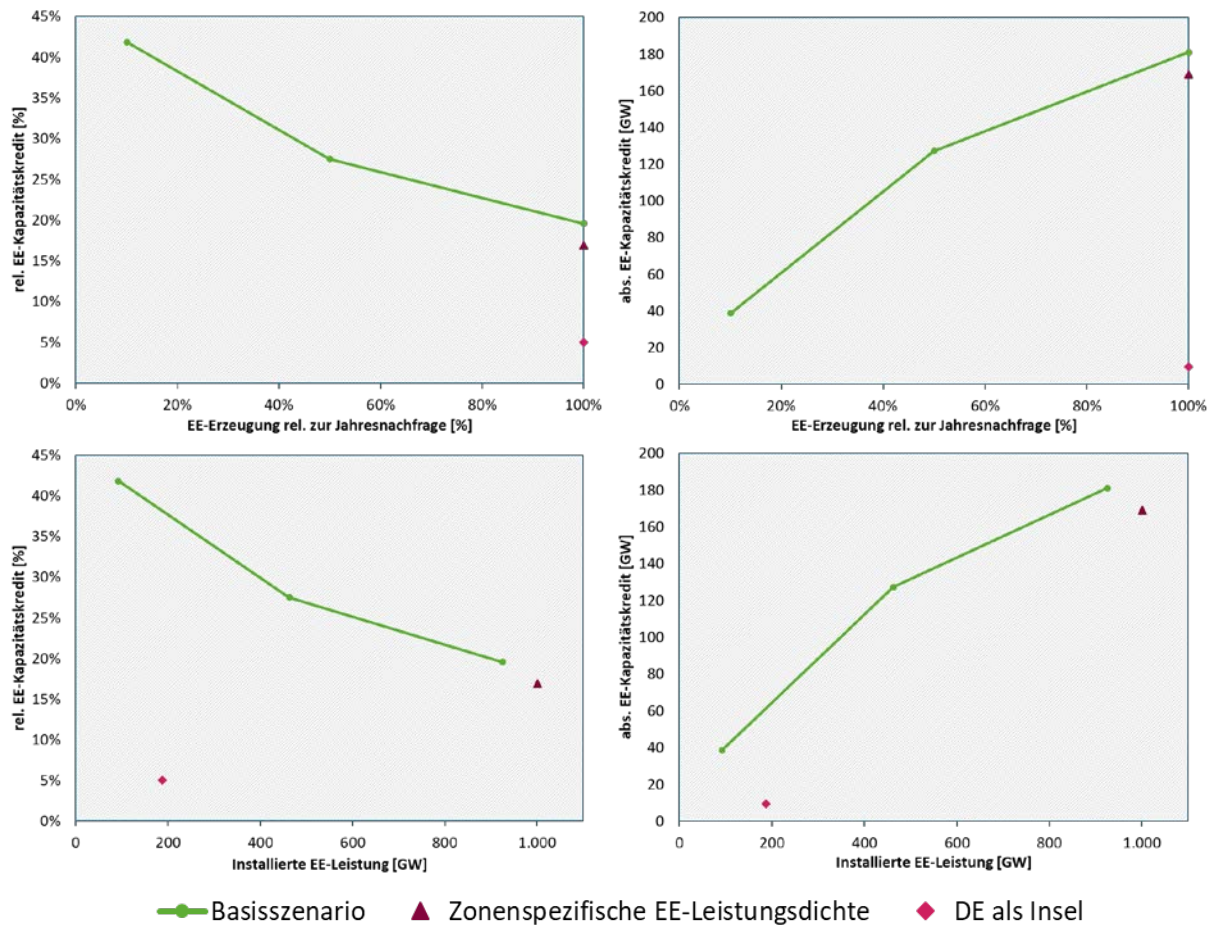
Vergleicht man den absoluten Kapazitätskredit der Wind-und-Solar-Szenarien mit den Ergebnissen derjenigen Basisszenarien, die den gleichen Windanteil aufweisen, erschließt sich eine weitere Perspektive auf die Erkenntnisse. Im Wind-und-Solar-Szenario mit je 10 % Anteil steigt der absolute Kapazitätskredit durch die Hinzunahme der Solarenergie gegenüber dem Szenario mit ausschließlich 10 % Erzeugung aus Wind von 38,7 GW auf 44,5 GW. Bei je 50 % Wind- und Solarenergie steigt der Wert gegenüber dem Basisszenario mit 50 % von 127,2 GW auf 164,5 GW.

Der Solarbeitrag zum absoluten Kapazitätskredit steigt somit überproportional zur Solarleistung. Dieser Effekt lässt sich darauf zurückführen, dass bei hohen Windkapazitäten die residualen Lastspitzen zunehmend in Zeiten anzutreffen sind, in denen Solarkapazitäten einen Teil der residualen Last decken können. Bei geringen Windanteilen fällt die residuale Lastspitze vor allem auf Zeiten, in denen Solarkapazitäten nicht einspeisen und somit keinen relevanten Beitrag zur Spitzenlastdeckung leisten können. Daraus folgt, dass der Beitrag der Solarleistung anwächst, sobald der Windenergieanteil die residualen Hochlastzeiten in die Sonnenstunden verschiebt.

Szenarien mit veränderter geografischer Anlagenverteilung

In den verbleibenden zwei Szenarien variieren wir geografische Parameter des Basisszenarios. Einmal wechseln wir von der Gleichverteilung der Windenergieanlagen zu einer Verteilung, in der die Erzeugung aus Windenergieanlagen in jeder Marktzone 100 % der jährlichen Nachfrage dieser Zone entspricht. Die Marktzone weisen also nicht länger die gleiche Leistungsdichte auf, sodass sich Leistung so-wohl in eher windstarken als auch in eher windschwachen Zonen konzentrieren kann. Die Richtung der Veränderung des Kapazitätskredits hängt letztlich von der Kombination dieser Effekte ab. Im zweiten Szenario bestimmen wir den Kapazitätskredit der Windenergie allein für Deutschland ohne Austauschmöglichkeiten mit Nachbarländern. In diesem Extremfall werden somit alle Durchmischungseffekte zwischen Marktzone vernachlässigt. Die Ergebnisse der Szenarien sind in Abbildung 16 dem Basisszenario gegenübergestellt.

Abbildung 16: Relativer (links) und absoluter (rechts) EE-Kapazitätskredit im Basisszenario und in den Szenarien mit veränderter räumlicher Verteilung in Abhängigkeit der EE-Durchdringung (oben) und der installierten EE-Leistung (unten)



Quelle: Eigene Berechnung.

Im Fall zonenspezifischer Windenergie-Leistungsdichte fällt der absolute Kapazitätskredit gegenüber dem Basisszenario um 11,9 GW. Dieser Rückgang deutet darauf hin, dass sich die nutzbaren Durchmischungseffekte des Winddargebots gegenüber dem Basisszenario verringert haben. Die nachfragegewichtete Verteilung der Windenergieanlagen führt außerdem dazu, dass mehr Erzeugungskapazität an schlechteren Windstandorten platziert wird. Dies zeigt sich darin, dass im Vergleich zum Basisszenario 75,3 GW mehr Windenergieleistung installiert werden muss, um auf eine Erzeugung in Höhe von 100 % der jährlichen Nachfrage zu kommen. In der Tendenz wirkt dieser Effekt senkend auf den relativen Kapazitätskredit aus. Mit 16,9 % liegt er unter dem entsprechenden Wert im Basisszenario mit 100 % EE-Anteil (19,6 %). Die Effekte der veränderten Verteilung wirken sich folglich deutlich auf den Kapazitätskredit aus.

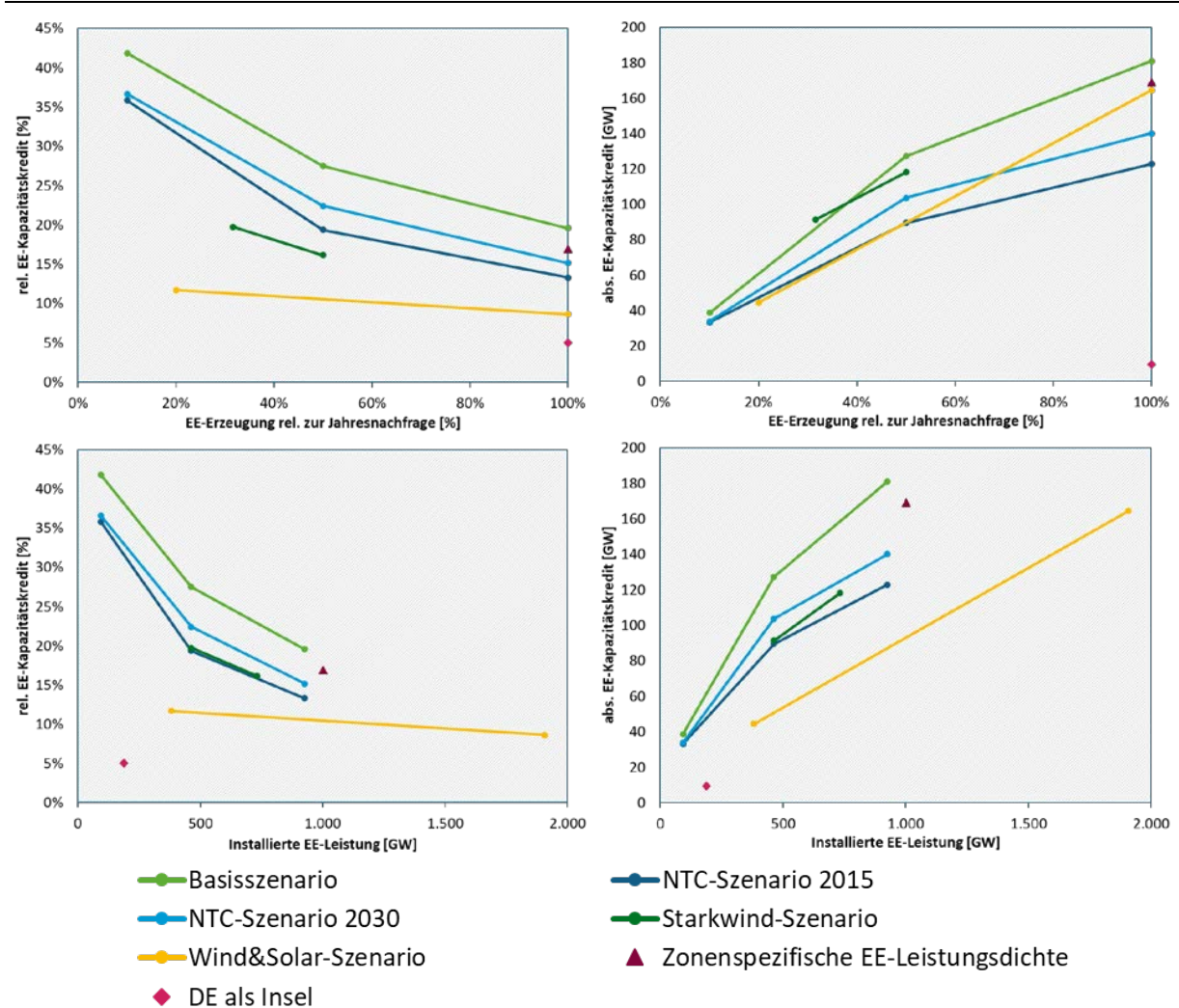
Im letzten Szenario, welches den EE-Kapazitätskredit für den Fall einer isolierten deutschen Marktzone betrachtet, ergibt sich ein Kapazitätskredit von 5,0 % relativ und 9,3 GW absolut. Diese Werte weisen eine vollständig andere Größenordnung auf als im Basisszenario (19,6 % bei 100 % EE-Anteil). Das Basisszenario führt aufgrund der Annahme einer engpassfreien Modellregion, in der die Durchmischung der EE-Erzeugung, der Last und der Kraftwerksausfälle vollständig genutzt werden können, zu deutlich höheren Kapazitätskrediten. Ein Blick auf die oben vorgestellten Ergebnisse des NTC-2015-Szenarios mit 100 % EE-Anteil und einem Kapazitätskredit von 13,3 % verdeutlicht zudem, dass bereits mit den heutigen Interkonnektorkapazitäten ein signifikanter Nutzen im Vergleich zu einer Inselbetrachtung erzielt werden

kann. Diese Ergebnisse unterstreichen, wie hoch der Wert von EU-weiten Durchmischungseffekten ist.

Zusammenfassende Übersicht der Ergebnisse

Die folgende Abbildung zeigt alle Szenarien in einem abschließenden Vergleich.

Abbildung 17: Relativer und absoluter EE-Kapazitätskredit aller Szenarien, dargestellt gegenüber der EE-Durchdringung und der installierten EE-Leistung



Quelle: Eigene Berechnung.

Die Darstellung verdeutlicht, dass zusätzliche Austauschmöglichkeiten insbesondere bei hohen EE-Anteilen den Kapazitätskredit stützen. Die Insel-Betrachtung zeigt dagegen, wie stark eine rein nationale Betrachtung und damit eine Vernachlässigung von Durchmischungseffekten den Kapazitätskredit verringert. Darüber hinaus wird durch die Szenarien mit Starkwindanlagen einerseits und einer Kombination von Wind- und Solarenergie andererseits deutlich, dass die Anlagenauslegung und der EE-Mix das Ergebnis signifikant beeinflussen.

5 Fazit

Die durchgeführten Analysen zeigen, wie anhand einer weiterentwickelten Methode und auf Basis einer umfangreichen Datengrundlage aus zehn historischen Wetterjahren der Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien

- ▶ unter Berücksichtigung der wetterabhängigen, stochastischen Eigenschaften der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien und
- ▶ unter Unsicherheit über Kraftwerksausfälle
- ▶ sowohl bei engpassfreien als auch begrenztem internationalen Austausch
- ▶ und bei einer dynamischen Anpassung der konventionellen Kraftwerksleistung an die EE-Durchdringung

berechnet werden kann.

Wir vergleichen unsere Ergebnisse für ein Basisszenario mit EE-Anteilen von 10, 50 und 100 % Erzeugung relativ zur Nachfrage, sowie für zwölf weitere Szenarien, mit denen wir den Einfluss einzelner Faktoren auf den Kapazitätskredit gezielt untersuchen.

- ▶ Im *Basisszenario* werden aufgrund der alleinigen Betrachtung von Schwachwindanlagen, der Gleichverteilung der Anlagen über die Fläche der Modellregion und der Abwesenheit von Netzengpässen sehr hohe Kapazitätskredite erzielt, die auch bei 100 % EE-Anteilen noch bei 19,5 % liegen.
- ▶ *Begrenzungen der NTC-Kapazitäten* führen dagegen zu niedrigeren Kapazitätskrediten. Für eine EE-Durchdringung von 100 % liegt der Kapazitätskredit im Szenario mit den an das Jahr 2030 angelehnten Austauschkapazitäten bei 15,2 %, im an den Status Quo angelehnten Szenario bei 13,3 %. Die Ergebnisse verdeutlichen den hohen Wert von Interkonnektoren und der Ausnutzung von Durchmischungseffekten im Binnenmarkt. Aus den Analysen folgt zudem, dass der Beitrag des grenzüberschreitenden Austauschs zum Kapazitätskredit und zur Versorgungssicherheit mit dem EE-Ausbau zunimmt.
- ▶ *Starkwindanlagen* erzielen im Vergleich zu Schwachwindanlagen einen geringeren Beitrag zur Deckung der Spitzenlast, da sie bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten eine geringere Energieausbeute erzielen. Dementsprechend ist der Kapazitätskredit in den Starkwind-Szenarien geringer als im Basisszenario.
- ▶ Die *Kombination von Wind- und Solarenergiekapazitäten* führt dazu, dass im Vergleich zur alleinigen Betrachtung von Wind zusätzliche konventionelle Kapazitäten eingespart werden können. Der Beitrag der Solarenergie steigt dabei mit höheren Windanteilen, da Situationen mit hoher residualer Last häufiger in Stunden auftreten, in denen auch Solarenergie einen Beitrag zur Deckung der Nachfrage leistet. Der gemeinsame relative Kapazitätskredit von Wind- und Solarenergie ist jedoch deutlich niedriger als bei einer alleinigen Betrachtung von Wind.

- ▶ Wechseln wir von der Gleichverteilung der Anlagen aus dem Basisszenario auf eine zonenspezifische, *nachfragegewichtete Verteilung der Windleistung*, erzielen wir geringere Kapazitätskredite, da die Durchmischungseffekte ungünstiger sind und sowohl absolut als auch im Vergleich zur EE-Leistung weniger konventionelle Leistung eingespart werden kann.
- ▶ Betrachten wir im Vergleich zu einer europäischen Modellregion Deutschland als *Insel ohne Verbindung zu elektrischen Nachbarn*, verzichten wir auf die Nutzung der Durchmischungseffekte von erneuerbaren Energien, der Last und von Kraftwerksausfällen. Diese isolierte Betrachtung führt zu einem Kapazitätskredit von 5 % und somit zu signifikanten Einbußen gegenüber dem Basisszenario.

Die Analysen verdeutlichen folglich insbesondere den Mehrwert der europäischen Betrachtung. Je höher die EE-Anteile sind, desto wichtiger werden die Austauschmöglichkeiten für den Kapazitätskredit und die Versorgungssicherheit. Mit der weiterentwickelten Methode können diese Zusammenhänge erschlossen werden, indem Austauschkapazitäten explizit berücksichtigt und 10 Wetterjahren bzw. 1.000 Realisierungen à 8.760 Stunden analysiert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Ausnutzung von Durchmischungseffekten deutlich mehr konventionelle Kapazitäten eingespart werden können als bei einer rein nationalen Betrachtung.

Eine weitergehende Diskussion der politischen Implikationen aus diesen Erkenntnissen ist nicht Bestandteil der in diesem Bericht vorgestellten Analysen. Weiterführende Untersuchungen zur Ausgestaltung des Markt- und Regulierungsdesigns, einschließlich Analysen zur EE-Förderung und zur Versorgungssicherheit werden im Abschlussbericht zum Hauptvorhaben „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ (FKZ 3713 97 120; Connect, in Veröffentlichung) vorgestellt.

6 Quellenverzeichnis

BNetzA (2015): Szenariorahmen 2025: Genehmigung. Bundesnetzagentur, 2015. Verfügbar online unter <http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>, letzter Abruf am 22.01.2015.

Connect (in Veröffentlichung): Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Connect Energy Economics GmbH, in Veröffentlichung.

Consentec & r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Consentec GmbH & r2b energy consulting GmbH, 2015. Verfügbar online unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=695676.html>, letzter Abruf am 16.03.2015.

dena (2005): Netzstudie I. Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2005. Verfügbar online unter <http://www.dena.de/publikationen/energiesysteme/dena-netzstudie-i.html>, letzter Abruf am 21.07.2016.

DWD (2018): Pressemitteilung: Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren. Deutscher Wetterdienst, 06.03.2018. Verfügbar online unter https://www.dwd.de/DE/presse/pressekonferenzen/DE/2018/PK_06_03_2018/pressemitteilung_20180306.pdf?__blob=publicationFile&v=4, letzter Abruf am 18.11.2019.

DWD (2014): Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Deutscher Wetterdienst, 2014. Verfügbar online unter https://www.dwd.de/SharedDocs/downloads/DE/modelldokumentationen/nwv/cosmo_de/cosmo_de_dbbeschreibung_version_2_3_201406.html, letzter Abruf am 21.07.2016.

ENTSO-E (2016): Country Data Packages. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015. Verfügbar online unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/Pages/default.aspx>, letzter Abruf am 07.03.2016.

ENTSO-E (2015a): Ten-Year Network Development Plan 2014. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015. Verfügbar online unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>, letzter Abruf am 11.06.2015.

ENTSO-E (2015b): Ten-Year Network Development Plan 2016 Scenario Development Report. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015. Verfügbar online unter <http://tyndp.entsoe.eu/reference/>, letzter Abruf am 07.04.2016.

VGB (2015): Verfügbarkeit von Kraftwerken 2005 bis 2014. VGB Powertech, 2015.