

# BEWERTUNG DES RISIKOS VON ÜBERLASTUNGEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ UNTER VERWENDUNG DES PROBABILISTISCHEN LEISTUNGSFLUSSES

**Annika Klettke\*, Veronika Bosch, Albert Moser**

IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen,  
Tel: 0241/80-96713, ak@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Die zunehmende Auslastung des Übertragungsnetzes und die damit einhergehende steigende Anzahl an Maßnahmen zur Engpassbehebung bedingen ein Überdenken heutiger Konzepte der Netzsicherheitsbewertung zur Planung dieser Maßnahmen. Um dabei sowohl Unsicherheiten der geplanten Last-/Einspeisesituation als auch Störungsausweitungen abbilden zu können, ist ein Verfahren notwendig, welches eine Vielzahl an möglichen Ausprägungen berücksichtigt. Aufgrund dessen wird im Rahmen dieses Beitrags die probabilistische Leistungsflussrechnung unter Verwendung der Faltung vorgestellt. Dieses Vorgehen wird zudem um die Abbildbarkeit von stochastischen Abhängigkeiten der Unsicherheiten für die geplante Last-/Einspeisesituation erweitert. Erste Untersuchungen zeigen, dass sich die Faltung grundsätzlich eignet den Leistungsfluss abzubilden und somit die Möglichkeit bietet, Aussagen über das Risiko von Grenzwertverletzungen zu treffen.

**Keywords:** Netzsicherheit, Übertragungsnetz, Engpassmanagement, Probabilistischer Leistungsfluss, Faltung

## 1 Einleitung

Entwicklungen im Bereich der Energieversorgung wie das regionale Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie zunehmende internationale Stromtransite führen zu steigenden Leistungsflüssen und häufigen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz. Verzögerungen in der Umsetzung von erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erfordern eine Engpassbehebung durch netzbetriebliche Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, welche unter Berücksichtigung der Netzsicherheitsbewertung zu planen sind.

Die Bewertung der Netzsicherheit und somit die Planung der Engpassbehebungsmaßnahmen erfolgt derzeit auf Basis des (n-1)-Kriteriums. Im Rahmen der vortäglichen Netzbetriebsplanung existieren Planungsdatensätze, welche Prognosen der Last-/Einspeisesituation umfassen, die nicht zwangsmäßig der real eintretenden Situation entsprechen. Aus diesem Grund sind Unsicherheiten der Last-/Einspeisesituation bei der Bewertung der Netzsicherheit zu berücksichtigen. Darüber werden derzeit keine Störungsausweitungen abgebildet, dies ist jedoch notwendig, da im Falle einer Störung der kurzfristige Einsatz von Engpassbehebungsmaßnahmen die Störung beheben beziehungsweise sich Folgeausfälle ergeben können.

In der Forschung existieren bereits viele Verfahren zur Abbildung von probabilistischen Leistungsflüssen, wie die Monte-Carlo-Simulation, welche jedoch rechenzeitaufwändig sind. Darüber hinaus sind bei diesen Verfahren zunächst konsistente Szenarien zu generieren, welche aufgrund der steigenden Komplexität zu begrenzen sind.

Ziel des Beitrags ist daher die Entwicklung eines Verfahrens, welches die Möglichkeit schafft, eine Vielzahl an Ausprägungen der Last-/Einspeisesituation sowie Störungsausweitungen abzubilden, sodass nachfolgend kritische Betriebselemente identifiziert sowie die Netzsicherheit zur Planung von Engpassbehebungsmaßnahmen bewertet werden können.

## 2 Analyse

In diesem Abschnitt wird einleitend auf die Netzbetriebsplanung und somit die Rahmenbedingungen zur Bewertung der Netzsicherheit eingegangen. Im Anschluss daran werden unterschiedliche Methoden zur Netzsicherheitsbewertung im Übertragungsnetz vorgestellt, wobei der Fokus auf der im Rahmen dieses Beitrags verwendeten Methode liegt.

### 2.1 Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben nach § 13 EnWG die Verantwortung die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten sowie dessen Gefährdung oder Störung in ihrer jeweiligen Regelzone zu beseitigen [1]. Zur Wahrung dieser Systemverantwortung stehen den Übertragungsnetzbetreibern netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen sowie der Einsatz von zusätzlichen Netzreserven zur Verfügung, die in der vortäglichen Netzbetriebsplanung identifiziert, geplant und umgesetzt werden. Dabei umfasst die Netzbetriebsplanung die Aufgaben der Planung der Netzführung und der Systembilanz, während die Netzführung die Überwachung und Steuerung des Übertragungsnetzes sowie die Systemregelung übernimmt [2].

Die Grundlage für die vortägliche Netzbetriebsplanung stellen Planungsdatensätze dar, welche Prognosen bezüglich der Last-/Einspeisesituation umfassen. Aus diesen prognostizierten Last-/Einspeisesituationen leitet sich die anschließende Engpassanalyse ab, bei der aus Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel und der Netzbetriebsgrößen resultierende Engpässe identifiziert werden. Im Anschluss daran werden erforderliche Engpassbehebungsmaßnahmen erarbeitet und deren Durchführung geplant [3]. Die Planung des Netzbetriebs erfolgt unter Verwendung des  $(n-1)$  Kriteriums. Dabei ist der Netzbetrieb innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers  $(n-1)$  sicher geplant, wenn nach dem Auftreten eines störungsbedingten Ausfalls Auswirkungen durch die Netzführung sicher beherrscht werden können und Folgen für die Versorgungssicherheit vermieden werden [4, 5]. Neben hier berücksichtigten störungsbedingten Ausfällen, wie die ungeplante Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks, können Abweichungen vom Fahrplan auch durch Prognosefehler der Einspeisung sowie der Last auftreten. Dabei ist insbesondere die in der Forschung bereits nachgewiesene stochastische Abhängigkeit von diesen Abweichungen zu berücksichtigen [6].

Zur Berücksichtigung dieser Einflussgrößen auf die Last-/Einspeisesituation für die Planung von Engpassbehebungsmaßnahmen im Rahmen der Netzbetriebsplanung werden im Folgenden Methoden zur Netzsicherheitsbewertung vorgestellt.

### 2.2 Methoden zur Netzsicherheitsbewertung

Grundsätzlich existieren verschiedene Methoden zur Netzsicherheitsbewertung. Diese Methoden unterscheiden je Anwendungsfall und damit einhergehend auch in ihrer Komplexität.

## Deterministische Methoden

Aufgrund der stark vermaschten Struktur des Übertragungsnetzes ist eine direkte Berechnung der stationären Leistungsflüsse komplex und wird zumeist mithilfe der Leistungsflussrechnung durchgeführt. Die Voraussetzung der Anwendbarkeit der Leistungsflussrechnung ist in diesem Fall ein quasistationärer und drehstromsymmetrischer Zustand des Netzes. Das zugrundeliegende Netzmodell erfasst die vorhandenen Betriebsmittel mathematisch und beschreibt die Topologie bestimmende Verbindungen der einzelnen Elemente. Der Zustand des Elektrizitätsversorgungssystems ist hierbei eindeutig definiert durch die Systemgrößen der Einspeise- und Verbrauchsleistungen sowie der Spannungsamplituden und der Phasenwinkel. Dabei werden die Verbindungen der jeweiligen Netzelemente durch die komplexe Knotenadmittanzmatrix  $\underline{Y}_N$  dargestellt, welche die komplexen Ströme und Spannungen, wie nachfolgend dargestellt, miteinander verknüpft.

$$\vec{I} = \underline{Y}_N \cdot \vec{U} \quad (2.1)$$

Hinsichtlich der nichtlinearen Wirk- und Blindleistungsgleichungen besteht für vermaschte Hoch- und Höchstspannungsnetze die Möglichkeit gewisse Näherungen anzunehmen, um diese Gleichungen zu linearisieren und somit die Komplexität der Berechnung zu reduzieren. Unter der Annahme, dass der Realteil der Admittanzmatrix  $\mathcal{R}e\{\underline{Y}\}$  deutlich kleiner ist als der Imaginärteil  $\mathcal{I}m\{\underline{Y}\}$ , werden die Leistungsflussgleichungen approximiert [7]. In Bezug auf kleine Winkel wird mittels der Kleinwinkelnäherung die Annahme getroffen, dass der Sinus der Winkeländerung, der Winkeländerung an sich annähernd entspricht. Für den Wirkleistungsfluss ergibt sich somit der in Formel 2.2 dargestellte Zusammenhang.

$$P_i = U_i \cdot \sum_{j=1}^{N_{Zweige}} B_{ij} \cdot U_j \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad (2.2)$$

Zuletzt kann im Übertragungsnetz approximiert werden, dass nur kleine Änderungen von der Betriebsspannung im Normalbetrieb zugelassen werden [8]. Insgesamt kann durch die getroffenen Vereinfachungen ein lineares Gleichungssystem für den Wirkleistungsfluss im Übertragungsnetz beschrieben werden. Zudem wird bei dem Gleichstromleistungsfluss vorausgesetzt, dass im Netz keine Blindleistung fließt bzw. der Blindleistungsbedarf des jeweiligen Knotens lokal gedeckt wird. Die Näherung eines einheitlichen Spannungsniveaus ist ausschließlich zur Approximation des Wirkleistungsflusses geeignet und setzt entsprechende Vereinfachungen im Blindleistungsfluss und der Spannungshaltung voraus [8].

Die vorgestellten Näherungen der Höchstspannungsebene eignen sich somit für die Berechnung der Wirkleistungsflüsse und stellen insbesondere zur Abschätzung von Netzsituationen unter Berücksichtigung einer großen Anzahl an Einflussfaktoren eine sinnvolle Annäherung dar.

## Probabilistische Methoden

Im Gegensatz zu der deterministischen Vorgehensweise sind Eingangsgrößen wie die Last und die Einspeisung bei der probabilistischen Vorgehensweise nicht als konstant, sondern

vielmehr über eine Wahrscheinlichkeitsverteilung gegeben. Probabilistische Methoden zur Bewertung der Netzsicherheit lassen sich wiederum in numerische und analytische Verfahren aufteilen. Die Monte Carlo Simulation ist ein verbreitetes numerisches Verfahren. Dabei werden unterschiedliche Ausprägungen der unsicheren Eingangsgrößen repräsentativ gezogen und für die entsprechenden Ziehungen ein deterministischer Leistungsfluss, wie zuvor beschrieben, durchgeführt. Der Nachteil hierbei ist, dass zum einen die Rechenzeit mit Zunahme der gezogenen Last-/Einspeisesituationen steigt und zum anderen zunächst plausible Szenarien generiert werden müssen.

Bei analytischen Verfahren, wie beispielsweise der Faltung, ist eine Generierung der Szenarien nicht notwendig. Grundsätzlich ist die Faltung zweier Zufallsvariablen, die als unabhängig voneinander angenommen werden, wie folgt definiert: Seien  $X$  und  $Y$  zwei stochastisch unabhängige Zufallsvariablen mit den zugehörigen Dichtefunktionen  $f_1(x)$  und  $f_2(y)$ . Dann kann eine neue Zufallsvariable  $Z$ , siehe Formel 2.3, die beispielsweise den Leistungsfluss zwischen den durch die Zufallsvariablen  $X$  und  $Y$  dargestellten Knoten abbildet, durch die Faltung der Dichtefunktionen wie in Formel 2.4 berechnet werden [9].

$$Z = X + Y \quad (2.3)$$

$$f_3(z) = f_1(x) * f_2(y) = \int_{-\infty}^{+\infty} f_1(x) \cdot f_2(z - x) dx \quad (2.4)$$

Bei der Berechnung des probabilistischen Leistungsflusses über eine Leitung ist der Einfluss aller Netzknoten zu berücksichtigen. Alle Knotenpunkte eines Netzes werden durch  $N_{Knoten}$  stochastisch unabhängige Zufallsvariablen  $X_k$  dargestellt, so dass für jede Leitung  $L_j$  eine neue Zufallsvariable  $Z_{L_j}$  durch Faltung aller die Leitung beeinflussenden Knoten entsteht [10].

Die Durchführung der Faltung ist mit hohem Aufwand verbunden, da eine Vielzahl an Integralen zu lösen ist. Aus diesem Grund wird das ursprüngliche Problem aus dem Originalbereich  $f(t)$  mittels einer Integraltransformation  $T\{\cdot\}$  in den Bildbereich  $F(s)$  übertragen, in dem die Lösung des Problems durch einfache algebraische Rechnungen erfolgt. Der Vorteil der Transformation liegt in der einfacheren Handhabung der Faltung im Frequenzbereich, da im Bildbereich die Faltung durch einfache Multiplikation der transformierten Dichtefunktionen durchgeführt werden [9]. Neben den konventionellen Transformationsmethoden, wie der Laplace und der Fourier Transformation, kann auch die Fast-Fourier-Transformation angewendet werden. Hierbei wird ebenfalls eine Dichtefunktion vom Zeit- in den Frequenzbereich überführt. Zur schnelleren Berechnung der Transformierten wird dabei das divide-and-conquer-Prinzip angewendet, wodurch die Koeffizienten des Vektors solange in gerade und ungerade Elemente unterteilt werden bis nur noch ein Element in jeder Menge vorhanden ist, für das die Transformation durchgeführt wird [9]. Der Vorteil dieser Transformation liegt in der wesentlich geringeren Rechenzeit  $O(N \cdot \log N)$  im Vergleich zu den konventionellen Transformationsmethoden, die durchschnittlich eine Rechenzeit von  $O(N^2)$  benötigen.

Der Nachteil bei Verwendung der Faltung ist, dass zunächst keine stochastischen Abhängigkeiten von Knotenleistungen abgebildet werden können, diese aber, wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, für die hier zu betrachtenden Eingangsgrößen vorliegt. Im nächsten Abschnitt wird

daher beschrieben, wie eine Integration der stochastischen Abhängigkeiten bei der Faltung dennoch möglich ist und somit die Vorteile der Rechenzeit genutzt werden können.

### 3 Methodische Vorgehensweise

Für die Berücksichtigung der Unsicherheiten bei der probabilistischen Leistungsflussrechnung unter Verwendung der Faltung werden die notwendigen Eingangsgrößen durch Dichtefunktionen abgebildet und bestehende Abhängigkeiten zwischen Lasten und Einspeisungen ermittelt. Basierend auf den generierten Eingangsdaten erfolgt das in Abbildung 1 dargestellte methodische Vorgehen.

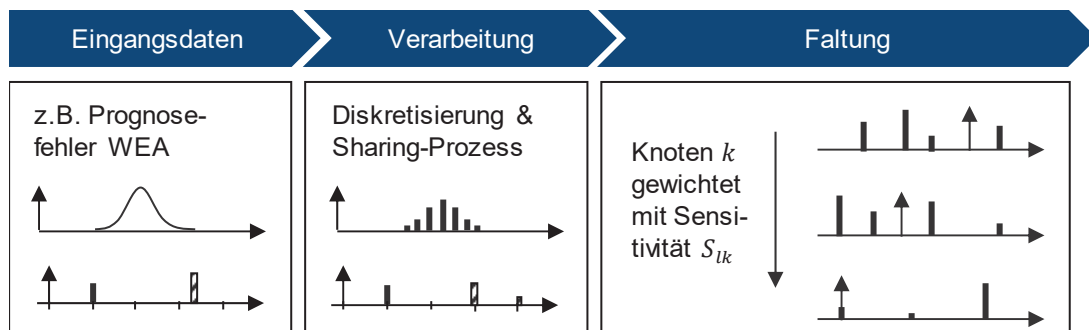


Abbildung 1: Überblick über die methodische Vorgehensweise

Zur Durchführung des Faltungsprozesses unter Verwendung der Fast-Fourier-Transformation müssen die Dichtefunktionen zunächst durch die Diskretisierung und den Sharing-Prozess in eine standardisierte Form überführt werden [11]. Im Folgenden sind dazu zum einen die Generierung der Eingangsdaten sowie deren Verarbeitung und der Faltungsprozess detailliert dargestellt.

#### 3.1 Modellierung stochastischer Eingangsgrößen

Die Integration von Unsicherheiten der Einspeisung und Last in die probabilistische Leistungsflussrechnung erfolgt durch stochastische Eingangsgrößen, die beispielsweise Kraftwerksausfälle oder Lastschwankungen darstellen. Hierbei lässt sich der stochastische Charakter von Einspeisungen und Lasten an Netzknoten durch Zufallsvariablen und deren Dichtefunktionen abbilden. Bei den zu generierenden Dichtefunktionen wird nach Art der Unsicherheit und der verfügbaren Datenbasis für eine realitätsnahe Darstellung unterschieden. Hierzu werden kontinuierliche oder diskrete Dichtefunktionen angewendet. Zu den kontinuierlichen Dichtefunktionen zählt beispielsweise die Normalverteilung, die durch den Erwartungswert  $\mu$  und die Standardabweichung  $\sigma$  charakterisiert wird. Hierdurch können Eingangsgrößen wie Lastschwankungen oder die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen modelliert werden. Diskrete Dichtefunktionen bestehen aus einer festen Anzahl an Ausprägungen. Jede Ausprägung tritt dabei mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit ein, wobei die Summe aller Eintrittswahrscheinlichkeiten 100% entspricht. Mithilfe diskreter Dichtefunktionen können Kraftwerksausfälle und die Einspeisung aus Windenergieanlagen abgebildet werden.

Zur Abbildung von Unsicherheiten der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken werden Ausfallwahrscheinlichkeiten von Teil- und Totalausfällen auf Basis historischer Zeitreihen ermittelt. Die totale beziehungsweise partielle Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks wird

mithilfe der minutenscharfen Ausfalldauern in Bezug auf ein Jahr berechnet. Anschließend werden die basierend auf den historischen Daten ermittelten Ausfallwahrscheinlichkeiten in Leistungsstufen eines Kraftwerksblocks unterteilt. Folglich werden Einspeisungen aus Kraftwerken um die Teil- und Totalausfallraten der entsprechenden Leistungsstufen erweitert und als diskrete Dichtefunktion implementiert. Die weiteren technologiespezifischen Ausfallwahrscheinlichkeiten werden analog hergeleitet.

Bei der Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien müssen Unsicherheiten in Form von Prognosefehlern berücksichtigt werden. Insbesondere werden Prognosefehler der Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen betrachtet und mithilfe der Differenz der prognostizierten Einspeiseleistung und der tatsächlich eingetretenen Einspeiseleistung berechnet. Für die Abbildung der Prognosefehler aus der Einspeisung aus Windenergieanlagen werden gemessene Windgeschwindigkeiten mithilfe einer distanzbasierten gewichteten Mittelung auf die umliegenden Netzanschlussknoten des Übertragungsnetzes umgerechnet und mit den prognostizierten Werten verglichen. Somit werden Prognosefehler der Einspeisung aus Windenergieanlagen knotenscharf durch diskrete Dichtefunktionen in dem Verfahren abgebildet. Die Prognosefehler der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen werden durch normalverteilte Dichtefunktionen modelliert. Hierbei entspricht der Erwartungswert der an einem Netzknoten eingespeisten Leistung. Die Standardabweichung wird durch 0,85% bezogen auf die Nennleistung approximiert. Lasten werden im probabilistischen Modell zur Abbildung von Lastschwankungen um Prognosefehler erweitert und ebenfalls durch normalverteilte Dichtefunktionen dargestellt. Der Erwartungswert eines Lastknotens entspricht der angeschlossenen Last und die Standardabweichung beträgt 1,67% der Verbraucherleistung.

### 3.2 Probabilistischer Leistungsfluss unter Verwendung der Faltung

Der probabilistische Leistungsfluss über eine Leitung wird mithilfe der Faltung der die Knotenleistungen repräsentierenden Dichtefunktionen berechnet. Durch die Gewichtung der Knotenleistungen mit Sensitivitätskoeffizienten, die sich aus den Reaktanzen der Leitungen ableiten lassen, wird der Einfluss eines Knotens auf eine Leitung abgebildet [10].

$$S_{lk} = \frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{X_{ij}} \quad (3.1)$$

Das Vorgehen bei der Diskretisierung ist, wie in Abbildung 2 dargestellt, die Begrenzung einer normalverteilten Dichtefunktion auf ein Intervall von  $\mu \pm 3\sigma$  und die anschließende Unterteilung in  $N$  Abschnitte. Die Mittelpunkte dieser Abschnitte beschreiben die Position der diskreten Ausprägungen von der umgewandelten diskreten Dichtefunktion. Die zugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeiten werden durch die Berechnung des Flächeninhalts der Abschnitte auf den Flächeninhalt der begrenzten normalverteilten Dichtefunktion skaliert ermittelt. Für eine hinreichende Genauigkeit wird die Anzahl der Abschnitte zu  $N = 30$  gewählt.

Das feste Faltungsintervall wird durch die geringste und größte Knotenleistung aufgespannt und für die Anwendung der Fast-Fourier-Transformation in  $2^K$  Punkte aufgeteilt. Die diskreten Dichtefunktionen müssen diesem Faltungsintervall angepasst werden, wenn Ausprägungen der Dichtefunktion nicht mit den definierten Punkten des Faltungsintervalls zusammentreffen. Beim dem zu dieser Anpassung verwendeten Sharing-Prozesses wird, wie beispielhaft in Abbildung 2 dargestellt, eine Ausprägung  $\alpha$  mithilfe des gewichteten Durchschnitts basierend

auf der Distanz zu den definierten festen Punkten des Faltungsintervalls aufgeteilt. Aus der Aufteilung der Ausprägung  $\alpha$  entstehen die, mit den fest vorgegebenen Punkten  $x_k$  und  $x_{k+1}$  des Faltungsintervalls übereinstimmenden, Ausprägungen  $\alpha_k$  und  $\alpha_{k+1}$ .

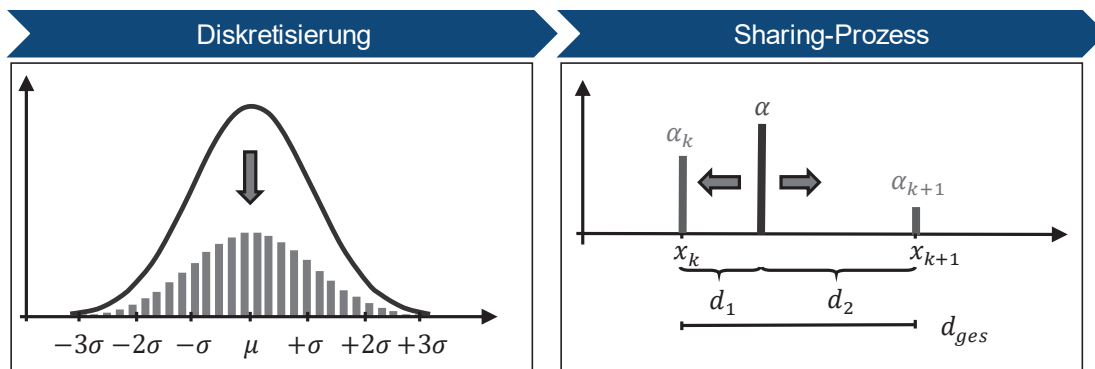


Abbildung 2: Detaillierte Abbildung von Diskretisierung (links) und Sharing-Prozess (rechts)

Die standardisierten Dichtefunktionen werden mittels der Fast-Fourier-Transformation vom Zeit- in den Frequenzbereich überführt, um die Faltung zweier auf dem Faltungsintervall beschriebener Dichtefunktionen durch komponentenweise Multiplikation zu berechnen. Nach der Faltung aller Dichtefunktionen im Frequenzbereich wird das Ergebnis mit der inversen Fast-Fourier-Transformation zurück in den Zeitbereich überführt und beschreibt damit den probabilistischen Leistungsfluss über eine Leitung.

### 3.3 Modellierung von Abhängigkeiten

Im Elektrizitätsversorgungssystem existieren, beispielsweise bei der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Anlagen aufgrund von bestimmten Wetterbedingungen, ähnliche zeitliche Verläufe der Einspeisung oder der Lasten an verschiedenen Netzknoten. Hierdurch wird die Forderung nach stochastischer Unabhängigkeit der zu faltenden Dichtefunktionen im Faltungsprozess nicht erfüllt. Die Korrelationen zwischen Knoten basierend auf der Ähnlichkeit des zeitlichen Verlaufs der zugehörigen Leistungen und lassen sich in total, partiell und nicht korrelierend einteilen. Um die geforderte stochastische Unabhängigkeit der Eingangsgrößen im Faltungsprozess dennoch zu gewährleisten, werden stochastisch abhängige Knotenleistungen zu neuen, voneinander unabhängigen Dichtefunktionen zusammengefasst und in den Faltungsprozess integriert [12].

Bei einem identischen zeitlichen Verlauf an unterschiedlichen Knoten sind die Leistungen total korreliert und es besteht ein linearer Zusammenhang zwischen den jeweiligen Knotenleistungen. Wohingegen sich bei der partiellen Korrelation die zeitlichen Verläufe ähnlich verhalten, aber nicht vollständig übereinstimmen [12]. Die Dichtefunktionen total korrelierender Knotenleistungen stimmen somit hinsichtlich der Anzahl der Ausprägungen sowie den zugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeiten vollständig überein. Aufgrund des linearen Zusammenhangs solcher Dichtefunktionen werden diese durch eine Linearkombination zu einer neuen Dichtefunktion zusammengefasst. Hieraus entsteht eine neue Dichtefunktion mit der gleichen Anzahl an Ausprägungen und denselben Eintrittswahrscheinlichkeiten. Der Wert der resultierenden Ausprägungen berechnet sich aus der Summe der mit den Sensitivitätskoeffizienten gewichteten Ausprägungswerten der abhängigen Dichtefunktion.

## 4 Ergebnisse

Bei den hier dargestellten Ergebnissen liegt der Fokus auf der Validierung des im vorherigen Abschnitt vorgestellten Modells. Hierfür wird zunächst das 14 Bus IEEE Testnetz (vergleiche Abbildung 3) als Grundlage für die Untersuchungen verwendet und darauf aufbauend der probabilistische Leistungsfluss unter Verwendung der Faltung bewertend analysiert. Abschließend wird das Verfahren exemplarisch am 300 Bus IEEE Testnetz plausibilisiert und ein Ausblick gegeben.

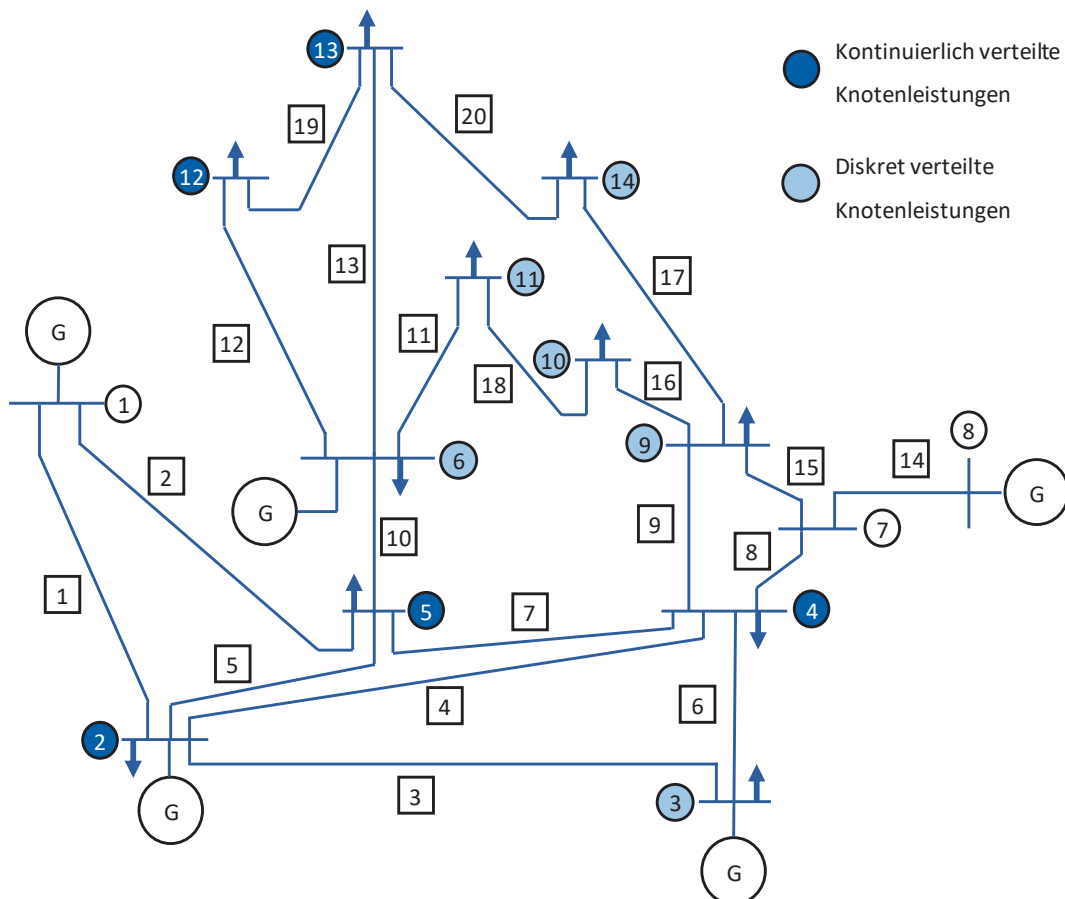


Abbildung 3: 14 Bus IEEE Testnetz

### 4.1 Untersuchungsrahmen

Bei dem 14 Bus IEEE Testnetz handelt es sich, wie in Abbildung 3 dargestellt, um ein vermaschtes Höchstspannungsnetz bestehend aus 14 Knoten und 20 Leitungen. Die Impedanzen der Leitungen entsprechen hierbei Freileitungen im Übertragungsnetz. Im Netz sind fünf Erzeugungseinheiten angeschlossen, wobei Knoten 1 als Slack-Knoten definiert ist und das Bilanzgleichgewicht sichert. Knoten 2 ist ein Generator mit einer installierten Leistung von 40 MW. Die Generatoren an den Knoten 3, 6 und 8 speisen keine Wirkleistung ein und dienen ausschließlich als Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung. In der DC-Formulierung können diese Generatoren somit vernachlässigt werden.



Für die Durchführung der Untersuchungen im Rahmen dieses Berichts wird das Netz dahingehend angepasst, dass die Lasten und Einspeisung statt der konstanten Größen kontinuierliche sowie diskrete Dichteverteilungen aufweisen.

## 4.2 Exemplarische Untersuchungen

Für die probabilistische Leistungsflussrechnung gilt, dass der Erwartungswert der Leistungsauslastungen dem sich aus der deterministischen Leistungsflussrechnung ergebenden Wert entspricht. Aus diesem Grund werden zunächst die Erwartungswerte der probabilistischen Berechnung gebildet und mit der deterministischen Vorgehensweise verglichen. Die sich aus dem Faltungsprozesses und der resultierenden Leistungsflüsse über die Leitungen ergebenden Erwartungswerte entsprechen den Werten aus der deterministischen Berechnung nahezu. Aufgrund der geringen Abweichungen zwischen den dargestellten Werten beider Methoden wird die deterministische Leistungsflussrechnung hinreichend durch die probabilistische Leistungsflussrechnung abgebildet. Darüber hinaus können im Gegensatz zur deterministischen Leistungsflussrechnung zusätzliche Aussagen über potentielle Abweichungen der Leistungsflüsse über die Leitungen eines Netzes getroffen und damit unerwartete Überlastungen erkannt werden.

Aus dem Verlauf der Dichtefunktion für Leitung 15 wird ersichtlich, dass ein Leistungsfluss von ungefähr 31,61 MW mit einer höheren Wahrscheinlichkeit auftreten kann als der durch die deterministische Leistungsflussrechnung ermittelte Wert von 28,99 MW (vergleiche Abbildung 4, links). Hieraus können potentielle Risiken einer Überlastung identifiziert werden, die unter Verwendung der deterministischen Berechnung nicht abgebildet werden.

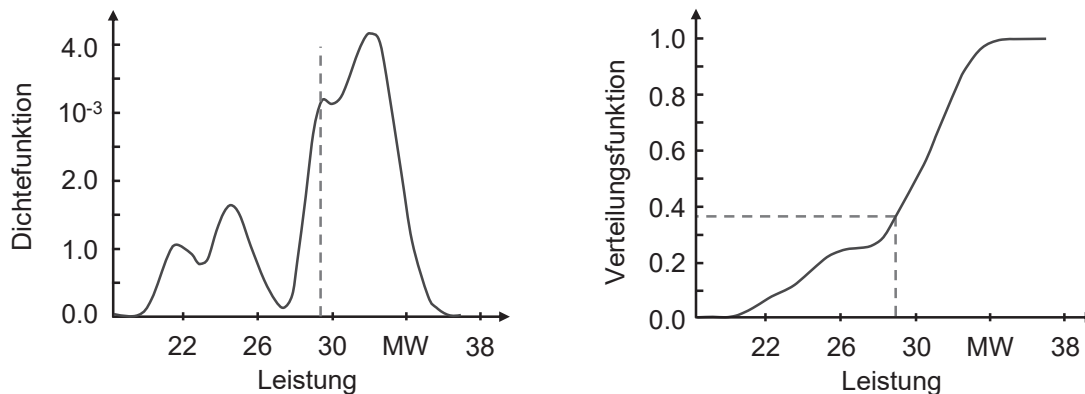


Abbildung 4: Dichte- sowie Verteilungsfunktion der Leitungsauslastung einer beispielhaften Leitung

Basierend auf der ermittelten Dichtefunktion eines Leistungsflusses kann die zugehörige Verteilungsfunktion  $F(a)$  nach Formel 4.1 erzeugt werden.

$$F(a) = Pr(X \leq a) = \int_{-\infty}^a f(x) dx \quad (4.1)$$

Anhand der Verteilungsfunktion können Aussagen über das Eintreten eines Ereignisses dahingehend getroffen werden, dass die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines Wertes kleiner gleich  $a$  ermittelt werden.

Für den Leistungsfluss über Leitung 15 ist die aus der Dichtefunktion resultierende Verteilungsfunktion in Abbildung 4 auf der rechten Seite dargestellt. Der dem deterministischen Leistungsfluss entsprechende Erwartungswert von 28,99 MW beschreibt 37,04% des potentiell auftretenden Leistungsflusses. Folglich können zu 62,96% höhere Leistungsflüsse über Leitung 15 auftreten. Aus der Dichtefunktion wird ersichtlich, dass ein Leistungsfluss von 31,61 MW am wahrscheinlichsten auftreten kann und somit 10% über dem erwarteten Leistungsfluss liegt. Dieser Wert bildet im Gegensatz zum Erwartungswert bereits 73,62% der potentiell auftretenden Leistungsflüsse ab.

Neben den beschriebenen Ergebnissen sind bereits erste Untersuchungen für die Abbildung von stochastischen Abhängigkeiten erfolgt, welche die Fähigkeit zur Integration von stochastischen Abhängigkeiten in den Faltungprozess belegen. Darüber hinaus ist die Anwendbarkeit des Modells für große Netze anhand des 300 Bus IEEE Testnetzes bestätigt. Im weiteren Vorgehen können anhand dieser Methodik beispielsweise über die Bildung von Quantilen für die jeweiligen Leitungsauslastungen kritische Leitungen identifiziert und somit mögliche Folgeausfälle bestimmt werden. Dabei ist insbesondere die Einsparung an Rechenzeit bei Verwendung der Faltung ein wichtiger Faktor, um eine möglichst große Zahl an Kombinationen an Ausprägungen der Eingangsgrößen sowie verschiedene Folgeausfälle im Rahmen der Netzsicherheitsbewertung abbilden zu können.

## 5 Zusammenfassung

Die zunehmende Auslastung des Übertragungsnetzes und die damit einhergehende steigende Anzahl an Maßnahmen zur Engpassbehebung bedingen ein Überdenken heutiger Konzepte der Netzsicherheitsbewertung zur Planung dieser Maßnahmen. Um dabei sowohl Unsicherheiten der geplanten Last-/Einspeisesituation als auch Störungsausweitungen abbilden zu können, ist ein Verfahren notwendig, welches eine Vielzahl an möglichen Ausprägungen berücksichtigt.

Hierbei zeigt die Analyse verschiedener Methoden zur Netzsicherheitsbewertung, dass sich insbesondere zur Abbildung einer großen Zahl an Ausprägungen die probabilistische Leistungsflussrechnung unter Verwendung der Faltung eignet. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass bei der herkömmlichen Faltung eine stochastische Unabhängigkeit der zu faltenden Eingangsgrößen vorausgesetzt wird. Aus diesem Grund wird innerhalb der methodischen Vorgehensweise dargestellt, wie das Modell der Faltung um die Abbildbarkeit von stochastischen Abhängigkeiten der Unsicherheiten für die geplante Last-/Einspeisesituation erweitert wird.

Anhand des 14 Bus IEEE Testnetzes wird die methodische Vorgehensweise zum einen über die Erwartungswertbildung der probabilistischen Leistungsflüsse validiert und somit gezeigt, dass sich die Faltung grundsätzlich eignet den Leistungsfluss abzubilden. Darüber hinaus bietet die probabilistische Leistungsflussrechnung die Möglichkeit Aussagen über das Risiko von Grenzwertverletzungen zu treffen, indem neben dem Erwartungswert beispielsweise auch die wahrscheinlichste Leitungsauslastung bestimmt werden kann.

Das hier entwickelte Verfahren eignet sich somit, um darauf aufbauend kritische Betriebselemente zu identifizieren und Störungsausweitungen im Rahmen der Netzsicherheitsbewertung abbilden zu können.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen. § 13 EnWG 2017.
- [2] Berndt, H.; et al.: TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin 2007.
- [3] Consentec GmbH; FGE: Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz 2016. Internetadresse: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Gutachten%20zum%20Energieinformationsnetz/Consentec-FGH\\_4UeNB\\_Datenbedarf-EIN\\_GA\\_komplett.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Gutachten%20zum%20Energieinformationsnetz/Consentec-FGH_4UeNB_Datenbedarf-EIN_GA_komplett.pdf). Zuletzt aufgerufen am 15.01.2017.
- [4] Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. Internetadresse: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/planungsgrundsaeetze\\_stand\\_april\\_2015\\_0.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/planungsgrundsaeetze_stand_april_2015_0.pdf). Zuletzt aufgerufen am 15.01.2017.
- [5] ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook. Internetadresse: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>. Zuletzt aufgerufen am 15.01.2017.
- [6] Sprey, J.; Klettke, A.; Moser, A.: Stochastische Abhängigkeit von Prognosefehler der dargebotsabhängigen Einspeisung. Graz. EnInnov 2016.
- [7] van den Bergh, K.; Delarue, E.; D'haeseleer, W.: DC power flow in unit commitment models 2014. Internetadresse: [https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy\\_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf](https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf). Zuletzt aufgerufen am 15.01.2017.
- [8] Moser, A.: Elektrizitätsversorgungssysteme. Aachen 2013.
- [9] Brigham, E.O.; Morrow, R.E.: The fast Fourier transform. IEEE Spectrum. Vol. 4. Issue 12. 1967.
- [10] Allan, R. N.; Grigg, C. H.; Al-Shakarchi, M. R. G.: Numerical techniques in probabilistic load flow problems. International Journal for Numerical Methods in Engineering 10 (1976), Nr. 4, S. 853–860.
- [11] Allan, R. N.; Grigg, C. H.; Newey, D. A. et al.: Probabilistic power-flow techniques extended and applied to operational decision making. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 123 (1976), Nr. 12, S. 1317.
- [12] Allan, R. N.; Al-Shakarchi, M.: Linear dependence between nodal powers in probabilistic a.c. load flow. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 124 (1977), Nr. 6, S. 529.