

Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen

M.Sc. Niklas Erle, Dr.-Ing. Simon Krahl, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.,
Roermonder Straße 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-199,
niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

Dr.-Ing. Frey Florez, M.A. Ulrich Janischka

TransnetBW GmbH, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, <https://www.transnetbw.de/>

Kurzfassung: Die Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien, sowie die stärkere Kopplung der europäischen Märkte für Strom, stellen die Übertragungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die weiter steigende Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur erfordert immer häufiger Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in das Marktergebnis, um die Systemsicherheit im Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten. Diese mitunter teuren Gegenmaßnahmen können durch den Ausbau und die Verstärkung der Netzinfrastruktur reduziert werden. Vielzahl und Umfang der momentan bestätigten Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen indizieren, dass zukünftig eine frühzeitige, detaillierte Planung der temporär notwendigen Freischaltungen während der Umbauphasen erfolgen muss. Zu diesem Zweck wurde bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW der Prozess der Mehrjahresschaltplanung implementiert. In dem Prozess wird die aktuelle Planung der Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen in Kombination mit den weiterhin notwendigen betrieblichen Freischaltungen bewertet und koordiniert. Mit einer Vorlaufzeit von bis zu fünf Jahren können erwartete Einschränkungen im zukünftigen Netzbetrieb erkannt und auf ein Minimum reduziert werden. In dem Prozess müssen sehr viele unterschiedliche Topologien berechnet und bewertet werden. Um den Aufwand sowohl bei der Berechnung als auch bei der Interpretation der Ergebnisse in einer praxisnahen Anwendung zu ermöglichen, wird in diesem Beitrag ein probabilistisches Netznutzungsmodell vorgestellt, welches auf Basis der Ergebnisse eines Clusterverfahrens anhand weniger Netznutzungsfälle Aussagen über erwartete Kosten für betriebliche Gegenmaßnahmen und mögliche Risiken für die Systemsicherheit erlaubt.

Keywords: Übertragungsnetz, Netzplanung, Schaltungsplanung, Clustering, Markoff-Ketten

1 Motivation

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Europäischen Union ist ein Strukturwandel des Elektrizitätsversorgungssystems notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) werden infolgedessen vor große Herausforderungen gestellt. Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien und die stärkere Kopplung der europäischen Märkte für Strom führen zu einer höheren Auslastung der vorhandenen

Netzinfrastruktur. Schon heute sind im Netzbetrieb fast täglich Eingriffe der ÜNB notwendig, um die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten [1].

Langfristig können diese mitunter teuren Eingriffe, wie beispielsweise Redispatch, durch eine Erweiterung der vorhandenen Netzinfrastruktur reduziert werden. Zu diesem Zweck werden in der Netzplanung der ÜNB geeignete Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen (NAVM) identifiziert. Die Umbauplanung konkretisiert die Umbaupfade zur Erreichung der von der Netzplanung vorgeschlagenen Zieltopologien. Hierbei ist zu beachten, dass ein Teil der vorhandenen Netzinfrastruktur zeitweise freigeschaltet werden muss, um ein sicheres Arbeiten an den Netzbetriebsmitteln zu ermöglichen. Heutzutage wird in regionalen Betrachtungen geprüft, ob die ermittelten Umbaupfade umgesetzt werden können. Vielzahl und Umfang der genehmigten NAVM [2] indizieren jedoch, dass zukünftig eine frühzeitige Planung der Umbaupfade unter Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen verschiedenen NAVM erfolgen muss.

Bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW wird daher der Prozess der Mehrjahresschaltplanung (MJSP) implementiert. Im Prozess sollen die relevanten NAVM und erwartete Instandhaltungsmaßnahmen für den Planungshorizont von 1-5 Jahren bewertet werden [3].

2 Analyse

2.1 Schaltungsplanung in der Praxis

Nach § 13 Absatz 1 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) obliegt die Systemverantwortung dem Übertragungsnetzbetreiber. Prognostizierte Gefährdungen der Systemsicherheit müssen durch den ÜNB zu jedem Zeitpunkt durch geeignete Gegenmaßnahmen beseitigt werden. Die notwendigen topologischen Änderungen im Rahmen der Netzausbau- und Netzumbauplanung haben einen direkten Einfluss auf die Lage und die Kritikalität von strom- und spannungsbedingten Netzengpässen. Des Weiteren kann die Versorgungszuverlässigkeit von Netzkunden beeinträchtigt werden. Diese potentiellen Gefährdungen der Systemsicherheit sollen im Rahmen der Mehrjahresschaltungsplanung identifiziert werden. Die hinreichend langen Vorlaufzeiten ermöglichen Anpassungen in der Planung der Umbaumaßnahmen. So können einzelne Maßnahmen verschoben werden, um eine bessere Koordination verschiedener NAVM zu ermöglichen. Außerdem können zusätzliche Provisorien geplant werden, die temporär vorhandene Schwächungen der Netzinfrastruktur überbrücken.

Im Zeithorizont der Mehrjahresschaltplanung sollen konkrete Planungen für Umbauschritte der jeweiligen NAVM, sowie Interdependenzen zwischen verschiedenen NAVM ermittelt werden. Ein Beispiel für die Komplexität einer Umbaumaßnahme ist in Abbildung 1 skizziert. In der Abbildung sind die Endzustände des Umbaus von zwei 220-kV-Freileitungssystemen auf zwei 380-kV-Freileitungssysteme im Verlauf von fünf Jahren dargestellt. Neben der Ertüchtigung der Trassen, ist auch ein Umbau der angeschlossenen Schaltanlagen und ein Austausch der vorhandenen Transformatoren zur Hochspannungsebene notwendig. Temporäre 380-kV-Freileitungssysteme stützen in den Jahren t+1 und t+2 die geschwächte Netzinfrastruktur. Geographisch weit ausgedehnte und komplexe NAVM können dabei einige Jahre bis zur endgültigen Realisierung der Zielnetzstruktur benötigen. Im konkreten Beispiel

sind nur die Topologien zum Ende der fünf Stützjahre dargestellt. In der Realität umfasst ein derartiger Umbau eine Sequenz von ungefähr 700 notwendigen Einzeltopologien. Die Kritikalität der Topologien kann a priori allenfalls mit planerischem Fachwissen abgeschätzt werden. In der MJSP sollen daher die konkreten Topologien und deren Abhängigkeiten modelliert und bewertet werden.

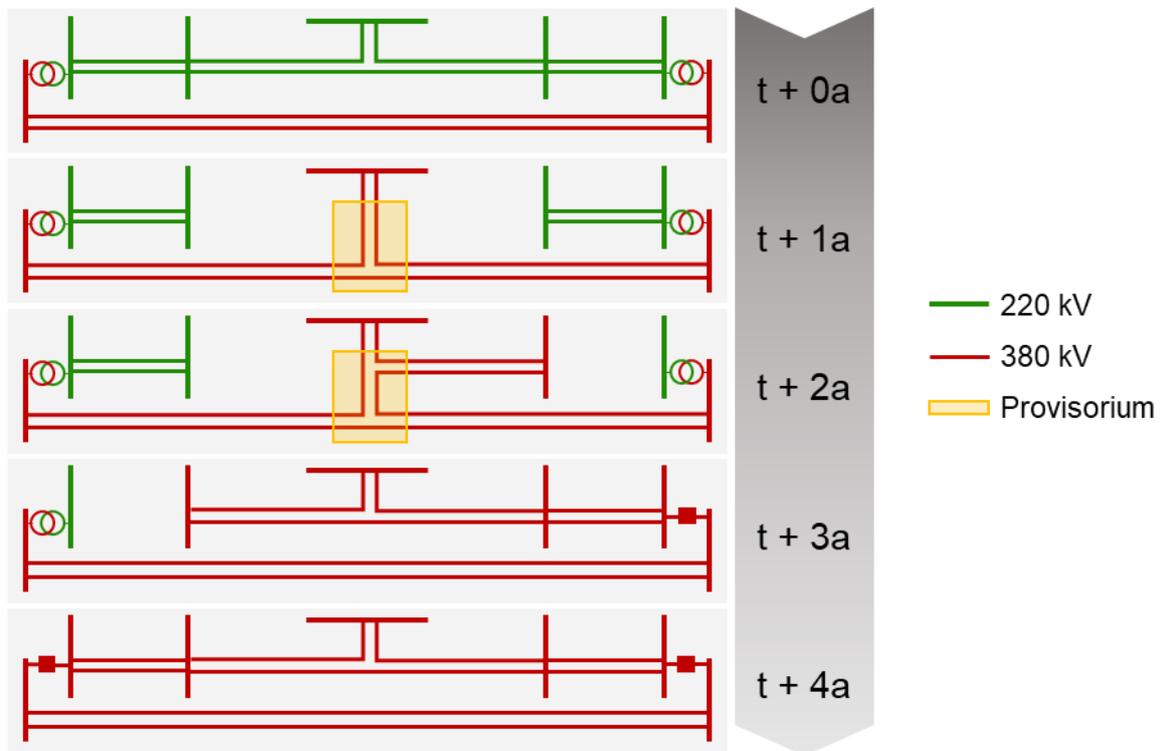


Abbildung 1: Umbau zweier 220-kV-Freileitungssysteme auf 380-kV

Sowohl topologische Netzänderungen aufgrund von NAVM und Instandhaltungen, als auch netznutzungsbezogene Änderungen aufgrund von Wartungen von Kraftwerken sind in der Bewertung der Systemsicherheit für die zukünftigen Jahre zu berücksichtigen. Im Folgenden werden diese Maßnahmen unter dem Begriff planbare Maßnahmen subsummiert.

Planbare Maßnahmen			
NAVM 	Instandhaltung 	Provisorien 	Kraftwerksnichtverfügbarkeiten 
- Alle Maßnahmen für einen zukünftigen sicheren Netzbetrieb - Abbildung aller Umbaupfade vom Start- bis zum Zielnetz	- vertraglich vereinbarten Wartungen - Revisionen und Tausch von Betriebsmitteln zum Erhalt der Zuverlässigkeit	- Aufbau von temporären provisorischen Systemen zur Überbrückung von kritischen Umbauphasen	- angemeldete oder prognostizierbare Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken aufgrund von Revisionen

Tabelle 1: betrachtete Maßnahmen im Rahmen der Mehrjahresschaltplanung

2.2 Unsicherheiten

Quantitative Markt- und Netzanalysen mit einem Vorlauf von einigen Jahren sind mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Modellendogene Größen von Marktsimulationen, wie beispielsweise die Lastentwicklung oder der vorhandene Kraftwerkspark, hängen von diversen Faktoren ab, deren Eintrittswahrscheinlichkeit allenfalls abgeschätzt werden kann [4].

Politische Grundsatzentscheidungen, wie etwa der Kohle- und Atomausstieg in Deutschland, können das Marktumfeld stark beeinflussen. Die Simulation der Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien, wie auch die aktuelle Lastsituation oder die Zuflüsse zu hydraulischen Kraftwerken ist zudem stark von den Annahmen über die Witterungsbedingungen bestimmt. Schon in Kurzfristprognosen sind Wetterprognosen mit einer hohen Unsicherheit verbunden. In der Praxis wird für langfristige Prognosen im Rahmen von Netzanalysen eine Menge von historischen Wetterjahren verwendet, um die resultierenden Unsicherheiten zu adressieren.

2.3 Modelle und Methoden der Mehrjahresschaltplanung

Aus diversen Netzplanungsprozessen stehen TransnetBW leistungsfähige Modelle zur Simulation des europäischen Marktgeschehens zur Verfügung. Mithilfe dieser Modelle können Szenarien simuliert werden, die eine Bandbreite erwarteter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen abdecken. Die Simulationen berechnen auf Basis vorabgestimmter Eingangsdaten (Wetterjahre, regulatorische Rahmenbedingungen, etc.) Einspeise- und Lastzeitreihen - sogenannte Netznutzungsfälle (NNF) - im Stundenraster. Für jedes simulierte Szenario werden demnach 8760 Netznutzungsfälle ermittelt.

Die Bewertung der Kritikalität von planbaren Maßnahmen erfolgt mit Hilfe eines Security Constrained Optimal Power Flow für einen DC-Lastfluss (DC-SCOPF) unter der Netzberechnungssoftware INTEGRAL.

2.4 Fazit

Eine vollständige Betrachtung aller Netznutzungsfälle der simulierten Szenarien ist im praxisnahen Einsatz der Methoden der Mehrjahresschaltplanung aufgrund zu langer Rechenzeiten und einem zu hohen Aufwand bei der Interpretation der Ergebnisse nicht zielführend. Im Folgenden wird ein Modell zur probabilistischen Bewertung von planbaren Maßnahmen vorgestellt, welches jedoch nur eine begrenzte Menge aus der Gesamtheit der simulierten NNF berücksichtigt.

3 Modellbildung

3.1 Clusterverfahren

Ziel des Clusterverfahrens ist die Reduktion der betrachteten Netznutzungsfälle in den einzelnen Szenarien. Die Eingangsdaten des Clusterverfahrens sind für die Interpretation der Ergebnisse maßgeblich. Da in der Mehrjahresschaltplanung topologische Änderungen bewertet werden sollen, erscheint ein Clusterverfahren, welches allein auf den jeweiligen Einspeise- und Lastzeitreihen beruht, nicht zweckmäßig. Vielmehr sollen Netznutzungsfälle,

in denen gleichartig kritische Schalthandlungen auftreten können, zu Clustern zusammengefasst werden. So kann beispielsweise eine hohe Änderung der Einspeiseleistung an einem Knoten im Netz unkritischer für die Bewertung einer planbaren Maßnahme sein, als der Wegfall der Übertragungskapazität einer hoch ausgelasteten Leitung. Daher wird für die Mehrjahresschaltplanung auf einen Ansatz zur Bestimmung von robusten Schaltzuständen in der Betriebsplanung von Übertragungsnetzen zurückgegriffen [5].

Bei diesem Ansatz wird für jeden Netznutzungsfall ein DC-SCOPF berechnet. Das Optimierungsmodell für diesen Verfahrensschritt berücksichtigt neben den Knoten- und Maschengleichungen des zugrundeliegenden Systemmodells sowohl marktseitige Gegenmaßnahmen (Redispatch) als auch vereinfachte Modelle für den Einsatz von netzseitigen Gegenmaßnahmen (Transformatorstufung). In der Zielfunktion werden die Kosten für betriebliche Gegenmaßnahmen minimiert. Die Nebenbedingungen für die Einhaltung der maximalen Stromtragfähigkeiten der relevanten Netzbetriebsmittel im (n-1)-Fall werden in die Zielfunktion relaxiert und eine Überlastung mit Strafkosten belegt. So können ganzzahlige Nebenbedingungen vermieden werden und bessere Konvergenzeigenschaften des Optimierungsproblems erreicht werden [6]. Auf Basis dieses Optimierungsproblems können für alle Nebenbedingungen die zugehörigen Dualwerte ermittelt werden. Die Dualwerte der Nebenbedingungen können als die Opportunitätskosten der Einhaltung dieser Nebenbedingung interpretiert werden. Im speziellen Fall der Zweignebenbedingungen geben die Dualwerte an, inwieweit eine fiktive, infinitesimale Erhöhung der Übertragungskapazität sich auf die Zielfunktion auswirken würde. Diese infinitesimale Erhöhung der Übertragungskapazität kann dabei als ein infinitesimales Zuschalten dieser Leitung ausgelegt werden. Aufgrund dieser Interpretationsmöglichkeit werden die Dualwerte als Distanzmaß im Clusterverfahren (siehe Abbildung 2) verwendet. Die Cluster können demnach als Menge von ähnlichen infinitesimalen Schalthandlungen aufgefasst werden und berücksichtigen implizit sowohl die zugrundeliegende Topologie als auch die simulierte Netznutzung [5].

Der Anwender soll in der Mehrjahresschaltplanung abhängig von der Anzahl an Szenarien und der zur Verfügung stehenden Rechen- und Personalkapazitäten die Anzahl der Cluster bestimmen können. Aus diesem Grund wurde der k-means-Algorithmus als geeignetes Clusterverfahren ausgewählt.

Für jeden Cluster werden zwei relevante Netznutzungsfälle ermittelt:

- ein repräsentativer Netznutzungsfall (r-NNF)
 - mittlere Situation zur Bewertung von Kosten im Netzengpassmanagement
 - NNF mit dem geringsten euklidischen Abstand zu allen weiteren NNF
- ein kritischer Netznutzungsfall (k-NNF)
 - extreme Situation zur Beurteilung der generellen Umsetzbarkeit einer planbaren Maßnahme im jeweiligen Cluster
 - NNF mit dem höchsten Zielfunktionswert für den gesamten Cluster

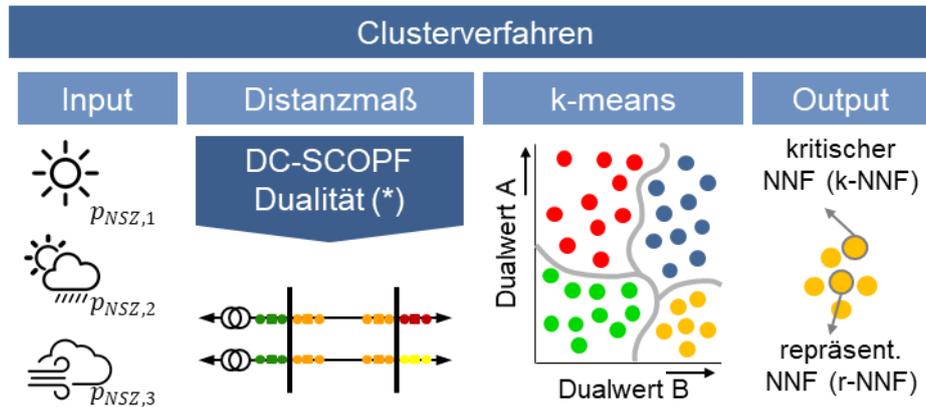


Abbildung 2: Methodisches Vorgehen zur Clusterung von Netznutzungsfällen

3.2 Ableitung des probabilistischen Netznutzungsmodells

Die Bewertung der planbaren Maßnahmen soll für definierte Zeitpunkte in der Zukunft erfolgen. Die Informationen über Start- und Endzeitpunkte können genutzt werden, um die Wahrscheinlichkeit zu ermitteln, dass während des Durchführungszeitraums der pM bestimmte Cluster auftreten. So können saisonale Abhängigkeiten bei der Bewertung explizit berücksichtigt werden. Eine exakte sequentielle Abfolge von Netznutzungsfällen kann jedoch aufgrund der vorhandenen Unsicherheiten über die zukünftigen Systemzustände nicht simuliert werden.

In diesem Beitrag wird daher mithilfe von Markoff-Ketten die simulierte, sequentielle Abfolge der Netznutzungsfälle dazu genutzt, Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den einzelnen Clustern zu ermitteln. Markoff-Ketten sind eine Klasse von stochastischen Prozessen, bei denen der Zustand eines Zeitpunktes lediglich vom Zustand des vorherigen Zeitpunktes abhängt. Diese Voraussetzung für die Anwendung von Markoff-Ketten ist auch als Gedächtnislosigkeit bekannt. In dem hier vorgestellten Modell ist ein Zustand durch die Zugehörigkeit zu einem Cluster definiert. Damit lässt sich die mathematische Formulierung der Gedächtnislosigkeit wie folgt formulieren:

$$P(X_{t+1} = c_{i_{t+1}} | X_t = c_{i_t}, \dots, X_0 = c_{i_0}) = P(X_{t+1} = c_{i_{t+1}} | X_t = c_{i_t})$$

Die Annahme der Gedächtnislosigkeit erscheint im Kontext der Marktsimulation als sachgemäß, da davon auszugehen ist, dass ein Cluster nicht allein durch die Varianz eines Faktors bestimmt ist. [7]

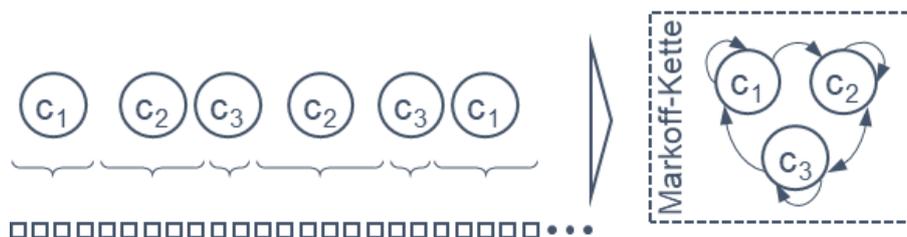


Abbildung 3: Ableitung der Markoff-Ketten aus einem simulierten Szenario

Für die Mehrjahresschaltplanung ist relevant, wie wahrscheinlich die einzelnen Cluster für ein gegebenes Start- und Enddatum der zu bewertenden pM ist. Mithilfe der ursprünglichen Abfolge von Netznutzungsfällen kann für jeden Zeitraum ein Startvektor bestimmt werden, der

die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Anfangszustände repräsentiert. Im Kontext der Unsicherheiten im Marktmodell erscheint es nicht sinnvoll den Startvektor für einen konkreten Zeitpunkt in der Zukunft festzulegen, da der zugrundeliegende Netznutzungsfall allenfalls zufällig der tatsächlich zu erwarten Netznutzung ähnelt. Um das Risiko einer Fehlbewertung des Startvektors zu minimieren, wird eine definierte Umgebung um den Startzeitpunkt berücksichtigt.

Als Bewertungskriterium für die Kombinationen kann anschließend die mittlere Zustandswahrscheinlichkeit der einzelnen Cluster über den relevanten Zeitraum bestimmt werden. Für den Fall, dass eine Kombination für insgesamt N Stunden notwendig ist, wird durch die N-malige Multiplikation des aktuellen Zustandsvektors v_t mit der Übergangsmatrix der Markoff-Kette $M_{Markoff}$ der Zustandsvektor der nächsten Stunde v_{t+1} ermittelt (siehe Abbildung 4).

$$p_{t+1} = M_{Markoff} * p_t$$

Der Mittelwert über die Zustandswahrscheinlichkeiten der jeweiligen Stunden wird für die Ermittlung der verursachten Kosten im Netzengpassmanagement herangezogen.

$$v_0 = \frac{\sum_{t=1}^N v_t}{N}$$

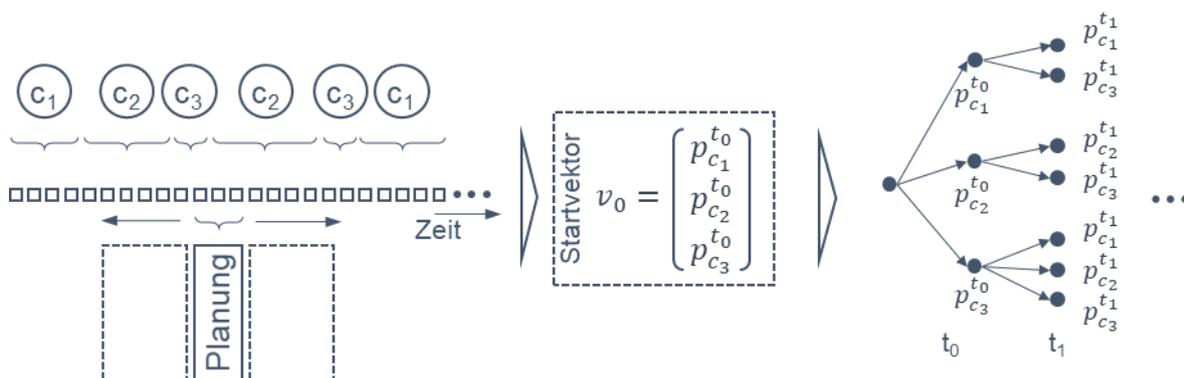


Abbildung 4: Ableitung der Zustandswahrscheinlichkeit eines Clusters für einen definierten Zeitraum

4 Ergebnisse

4.1 Untersuchungsprogramm

Das Untersuchungsprogramm umfasst ein Marktszenario für das Jahr 2021. Die zugrundeliegenden Annahmen wurden im Zusammenhang mit den deutschen Bedarfsanalysen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der deutschen Regulierungsbehörde abgestimmt. Das zugrundeliegende Netzmodell basiert auf einem europäischen Referenznetzmodell. Im Clusterverfahren werden insgesamt 25 Cluster gebildet.

Anschließend wird ein einfacher Anwendungsfall für das probabilistische Netznutzungsmodell dargelegt. Dafür wird der Startvektor und der Mittelwert über die Zustandswahrscheinlichkeiten für eine achtstündige planbare Maßnahme im Januar und im August ermittelt und miteinander verglichen.

4.2 Plausibilisierung des Clusterverfahrens

Abbildung 5 zeigt die Anzahl der Netznutzungsfälle, die jedem der 25 Cluster im Clusterverfahren zugeordnet werden. Es ist ersichtlich, dass deutliche Unterschiede in der Ausprägung der Cluster auftreten. Dieses Ergebnis ist dadurch zu erklären, dass seltene, aber sehr kritische Situationen und verhältnismäßig häufige, jedoch eher unkritische Situationen im Distanzmaß des Clusterverfahrens deutlich voneinander abgegrenzt werden können.

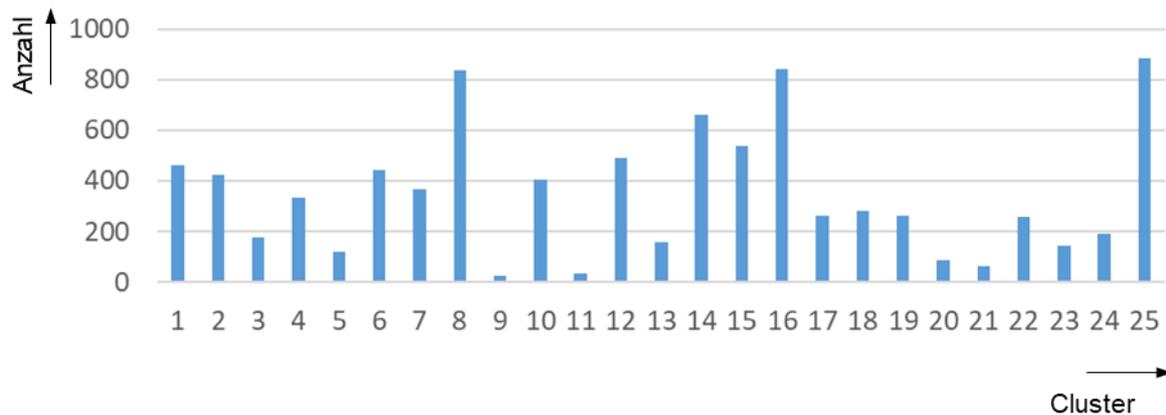


Abbildung 5: Anzahl an zugeordneten Netznutzungsfällen je Cluster

Zur weiteren Plausibilisierung der Ergebnisse des Clusterverfahrens wurden die Zeitstempel der zugrundeliegenden Netznutzungsfälle in Netznutzungsfälle für den Tag (10 Uhr - 18 Uhr), die Nacht (22 Uhr - 6 Uhr) und den Übergang (alle weiteren Zeiträume) eingeteilt (siehe Abbildung 6). Einige Cluster sind dabei stark von den Tageszeiten geprägt:

- Cluster 14 und 17: Tag, mittlere bis hohe Einspeisung an Photovoltaik
- Cluster 10: Nacht, keine Einspeisung aus Photovoltaik
- Cluster 8, 18, 23 und 25: Übergang, Netznutzungsfälle mit gleichverteilten Übergangswahrscheinlichkeiten zu allen weiteren Clustern

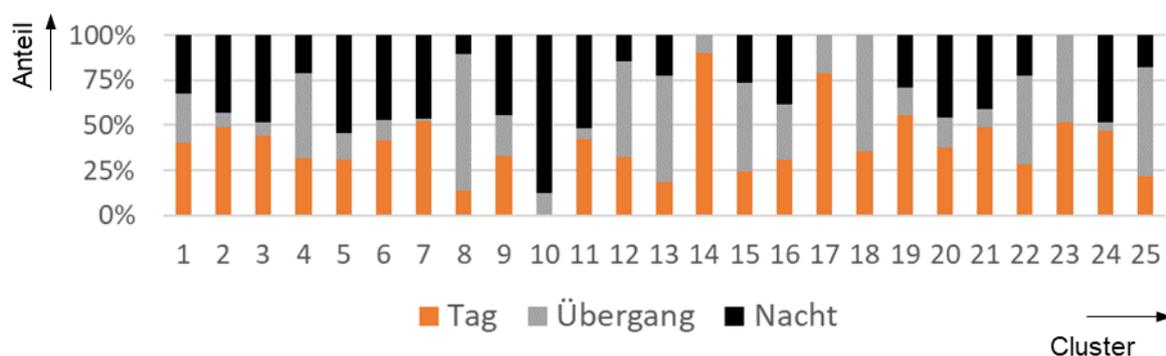


Abbildung 6: Zuordnung der Cluster zu Tageszeiten

Weiterhin wurde die Einspeisung aus regenerativen Energien am Beispiel der aggregierten, eingespeisten Leistung von Windkraftanlagen untersucht. Hierzu wurde die minimale, die mittlere und die maximale Einspeisung über alle Netznutzungsfälle des jeweiligen Clusters ermittelt (siehe Abbildung 7). Insbesondere für die Cluster 11, 18 und 19 ist ein deutlicher Einfluss der Einspeisung aus Windkraftanlagen erkennbar. Cluster 11 ist charakterisiert durch eine kleine Anzahl von netztechnisch besonders kritischen Netznutzungsfällen. Cluster 18 und

19 werden dagegen durch netztechnisch unkritischere, aber deutlich häufiger auftretende Situationen mit mittlerer bis hoher aggregierter Einspeiseleistung aus Windkraftanlagen dominiert. Am Beispiel von Cluster 25 ist zusätzlich erkennbar, dass die Einspeisung aus Windkraftanlagen lediglich einen Teil der Clusterbildung erklärt. Dieser Cluster weist eine hohe Variation der Einspeiseleistung aus Windkraftanlagen auf.

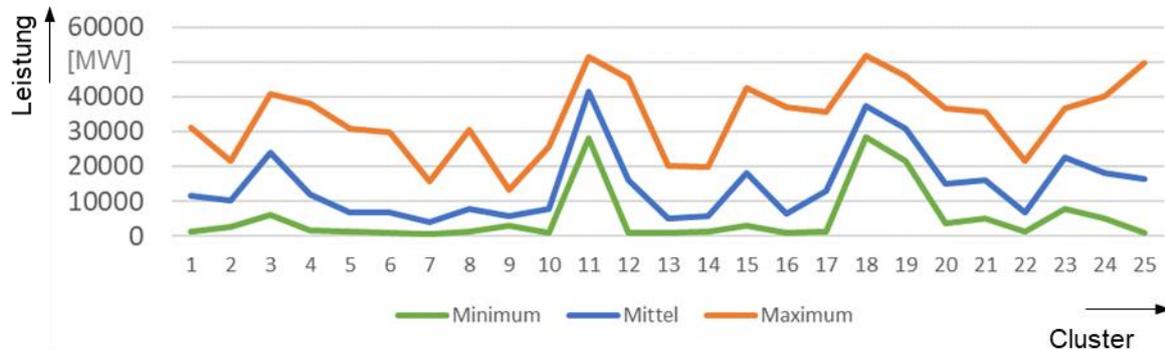


Abbildung 7: minimale, durchschnittliche und maximale Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen

4.3 Ergebnisse des probabilistischen Netznutzungsmodells

In Abbildung 8 ist der Startvektor v_0 der Wahrscheinlichkeitsverteilung für eine fiktive, achtstündige, planbare Maßnahme für Januar und August dargestellt. Für die Ermittlung des Startvektors wird angenommen, dass die planbare Maßnahme zwischen 6 Uhr und 9 Uhr begonnen wird. Die hohen Unterschiede zwischen den Eintrittswahrscheinlichkeiten der Cluster im Januar und im August unterstreicht noch einmal die unterschiedlichen saisonalen Einflüsse bei der Clusterbildung. Beispielhaft kann der schon in Kapitel 4.2 thematisierte Cluster 11 herangezogen werden. Die extremen Windsituationen treten deutlich häufiger im Januar als im August auf. Auch kann der wesentliche Unterschied zwischen den beiden weiteren Clustern (18 und 19) mit hoher Leistungseinspeisung aus Windkraftanlagen erklärt werden. Während Cluster 18, wie auch Cluster 11, Situationen im Winter abdeckt, treten die Situationen aus Cluster 19 eher im Sommer auf.

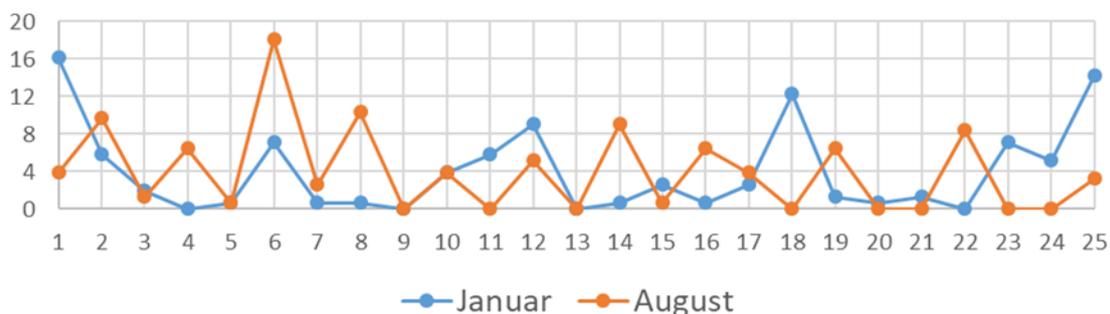


Abbildung 8: Startvektor der Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Beginn einer pm im Januar oder August

Die durchschnittlichen Zustandswahrscheinlichkeiten v_0 für eine Dauer von acht Stunden können Abbildung 9 entnommen werden. Für die Bewertung der planbaren Maßnahmen können diese Wahrscheinlichkeiten als Gewichtungsfaktoren für die Bewertung der Kosten im Netzengpassmanagement genutzt werden. Insbesondere die stark vernetzen

Übergangskluster weisen dabei einen signifikanten Unterschied zu dem ursprünglichen Startvektor auf.

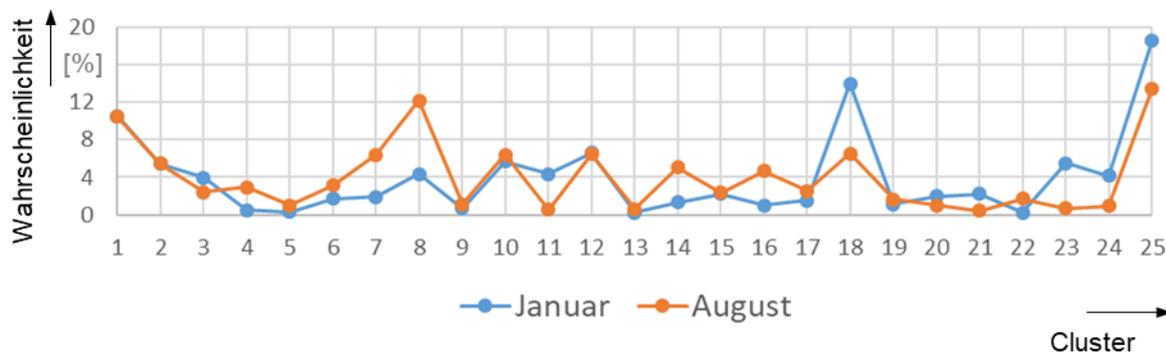


Abbildung 9: Mittelwert der Zustandswahrscheinlichkeit für Januar und August je Cluster

5 Zusammenfassung

Vielzahl und Umfang der momentan bestätigten Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen machen eine frühzeitige und systemweite Koordination erforderlich. Aus diesem Grund wurde der Prozess der Mehrjahresschaltplanung bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW implementiert. In dem Prozess muss die Systemsicherheit für viele unterschiedliche Topologien geprüft werden. Derartig umfangreiche Analysen müssen in der Mehrjahresschaltplanung mit den verfügbaren Personal- und Rechenressourcen vereinbar bleiben.

Zu diesem Zweck wurde in diesem Beitrag ein probabilistisches Netznutzungsmodell vorgestellt, welches auf der einen Seite von umfangreichen Berechnungen abstrahiert, aber auf der anderen Seite Aussagen über die Umsetzbarkeit von planbaren Maßnahmen und deren Kosten im Netzengpassmanagement erlaubt. Zu diesem Zweck wurde ein Markoff-Ketten-Modell auf Basis der Berechnungsergebnisse eines Clusterverfahrens vorgestellt. Die exemplarischen Ergebnisse für einen Anwendungsfall des probabilistischen Netznutzungsmodells konnten sowohl die Ergebnisse des Clusterverfahrens, als auch die Anwendungsmöglichkeiten des Markoff-Ketten-Modells plausibilisiert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Redispatch in Deutschland,“ Berlin, 2018.
- [2] TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH; Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030,“ 2019.
- [3] N. Erle, H. Vennegeerts, U. Janischka, F. Florez, E. Potz und A. Moser, „Long-term feasibility assessment of planned outages,“ *ETG-Kongress*, 2019.
- [4] M. Schönfelder, P. Jochem und W. Fichtner, „Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen,“ *KIT Scientific Publishing*, 2017.
- [5] A. Moormann, Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze, Aachen, 2019.
- [6] J. F. Eickmann, Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb, Aachen, 2015.
- [7] A. Moormann, „Modellierung der zukünftigen Netznutzung elektrischer Übertragungssysteme als stochastischer Prozess,“ *14. Symposium Energieinnovation*, 2016.