

REGIONALISIERUNG DES MOMENTANRESERVEBEDARFS FÜR ZUKÜNFTIGE NETZAUFTRENNUNGEN

Martin KNECHTGES*, Gregory CAUTAERTS, Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6 52062 Aachen Deutschland,
m.knechtges@iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Der anhaltende Strukturwandel innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems resultiert in einem Rückbau der vorhandenen lastnahen konventionellen Kraftwerke und in einem Zubau von lastferner leistungselektronisch angebundener Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Neben der Reduzierung der vorhandenen Momentanreserve wird das Übertragungsnetz höher ausgelastet und näher an seinen technischen Grenzen betrieben, wo durch das Risiko von Netzauftrennungen steigt. Um auch weiterhin diese Netzauftrennungen beherrschen zu können muss ausreichend Momentanreserve vorhanden sein, so dass Gegenmaßnahmen rechtzeitig aktiviert werden können. Zukünftige Bedarfe können dabei auf Basis von historischen Netzauftrennungen, anhand von Auftrennungen die an Länder- bzw. Bundesländergrenzen entlang verlaufen oder durch Verwendung von Cluster-Algorithmen bestimmt werden. Damit zukünftig auch unterschiedlich auftretende Netzauftrennungen beherrschbar sind, ist eine Regionalisierung der Momentanreservebedarfe erforderlich. Durch Überlagerung der Netzauftrennung und anschließender Optimierung lassen sich für regionale Bedarfsgebiete die Bedarfe an Momentanreserve ermitteln. Anhand des kontinental-europäischen Verbundsystems für ein zukünftiges Szenario wurden für einzelne Last- und Einspeisesituationen Netzauftrennungen generiert und die Bedarfe je Netzauftrennung auf Gebiete regionalisiert.

Keywords: Momentanreserve, Netzauftrennung, Regionalisierung, Clustering

1 Hintergrund und Motivation

Durch den anhaltenden Strukturwandel innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems charakterisiert durch die Abschaltung lastnaher konventioneller Kraftwerke und den Zubau von lastfernen erneuerbaren Energien kommt es zu einer Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Dadurch wird das Übertragungsnetz stetig näher an seinen kritischen Systemgrenzen betrieben und das Risiko von Netzauftrennungen steigt. Bereits am 04.11.2006, 08.01.2021 und am 24.07.2021 kam es zu Netzauftrennungen im kontinentaleuropäischen Verbundsystem [1–3]. Gleichzeitig zum steigenden Risiko wird aufgrund der zunehmenden Höherauslastung und einhergehend dem hohen Leistungs transit im Übertragungsnetz die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen anspruchsvoller. Kommt es zu einer Netzauftrennung zwischen Regionen mit hohem Leistungs transit, resultiert dieser in hohen Leistungsdefiziten innerhalb der entstehenden Teilnetze, die den auslegungsrelevanten Störfall für die Vorhaltung der Primärregelreserve übersteigen.

Zur Stabilisierung der Teilnetze werden daher neben der Aktivierung der Regelleistung weitere Gegenmaßnahmen, wie beispielsweise der Lastabwurf und die Überfrequenz-

Wirkleistungsreduktion (limited frequency sensitive mode overfrequency – LFSM-O) benötigt [4, 5]. Durch Aktivierung dieser Gegenmaßnahmen wird das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch inkl. Verlusten wiederhergestellt. Diese Gegenmaßnahmen benötigen jedoch zur Aktivierung Zeit. Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem müssen zum Beispiel leistungselektronisch angebundene Erzeugungsanlagen in einer kritischen Überfrequenzsituation innerhalb von zwei Sekunden eine Wirkleistungsänderung bis zu 50% ihrer maximalen Wirkleistungsabgabe vollführen [4]. Damit ausreichend Zeit zur Aktivierung der Gegenmaßnahmen vorliegt und kritische Frequenzgrenzen (47,5 Hz und 51,5 Hz), bei denen sich Erzeugungsanlagen vom Netz trennen dürfen, nicht erreicht werden, muss ausreichend Momentanreserve innerhalb der entstehenden Teilnetze vorhanden sein.

Der anhaltende Strukturwandel und die Auswirkungen auf den Bedarf an Momentanreserve zur Wahrung der Systemstabilität ist auch den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bekannt. So haben diese bereits in den zurückliegenden Netzentwicklungsplänen darauf aufmerksam gemacht, dass für die zukünftige Einspeise- und Lastsituation nicht ausreichend Momentanreserve zur Verfügung steht [6, 7]. Als zugrunde gelegte Netzauftrennung wurde entweder die historische Netzauftrennung von 2006 herangezogen, oder im neusten Netzentwicklungsplan Netzauftrennungen entlang von Länder- bzw. Bundeslandgrenzen. Da der Bedarf je Teilnetzgebiet in Abhängigkeit der Netzauftrennung regional stark unterschiedlich ausfallen kann, wird daher in diesem Paper ein Vorgehen vorgestellt, anhand dessen auf Basis mehrerer Netznutzungsfälle der Bedarf an Momentanreserve regionalisiert werden kann.

Dazu wird in Kapitel 2 kurz auf die Eigenschaft der Momentanreserve und deren Zusammenhang zum Frequenzgradienten eingegangen. Nachfolgend wird in Kapitel 3 eine Übersicht über das Verfahren zur Regionalisierung gegeben. Anschließend werden anhand eines Modells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems und einem zukünftigen Szenario für 2030 exemplarische Netzauftrennungen für einige Stunden generiert und Momentanreservebedarfe regionalisiert.

2 Momentanreserve

Der Frequenzgradient ist ein wichtiges Maß für die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen, so dass Gegenmaßnahmen aktiviert werden können. Wie in Formel (2.1) beschrieben, wird der Frequenzgradient maßgeblich von der Höhe des auftretenden Leistungsdefizits ΔP und der vorhandenen Momentanreserve $E_{kin,ges}$ bestimmt.

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot E_{kin,ges}} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot \sum_{i=1}^n E_{kin,i}} \quad (2.1)$$

Die Momentanreserve beschreibt dabei die Trägheit des Elektrizitätsversorgungssystems. Abhängig von der vorhandenen Menge an Momentanreserve beschleunigen die synchron gekoppelten Anlagen schneller oder langsamer, so dass die Frequenz schneller oder langsamer steigt.

Um einen sicheren Betrieb und die Beherrschung von Netzauftrennungen zu gewährleisten, wird oftmals eine Grenze für den maximal auftretenden Frequenzgradienten festgelegt, so dass sichergestellt wird, dass die Gegenmaßnahmen rechtzeitig aktiviert werden, um die

Frequenz zu stabilisieren. In den Dokumenten zum Netzentwicklungsplan wird unter Berücksichtigung der geforderten Reaktionszeiten der Gegenmaßnahmen davon ausgegangen, dass bei einem maximal auftretenden Frequenzgradienten $\frac{df}{dt}_{max}$ von 1 Hz/s diese rechtzeitig das System stabilisieren können [6, 7].

Daraus ergibt sich eine erste Indikation welchen Bedarf an Momentanreserve in den entstehenden Teilnetzen vorhanden sein muss, in dem die Formel (2.1) nach der kinetischen Energie umgestellt wird. Wird anschließend die bestehende Momentanreserve durch bspw. Synchrongeneratoren, wie in Formel (2.2) dargestellt, subtrahiert, erhält man den zusätzlichen Bedarf.

$$E_{kin,zusätzlich} = E_{kin,ges} - E_{kin,syn} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{\frac{df}{dt}_{max}} - E_{kin,syn} \quad (2.2)$$

Sowohl das auftretende Leistungsdefizit als auch die vorhandene Momentanreserve innerhalb der Teilnetze ist abhängig von der betrachteten Netzauftrennung. Dabei können zur Untersuchung verschiedenste Netzauftrennungen wie bspw. historische oder entlang von Ländergrenzen betrachtet werden. Jede dieser Netzauftrennungen resultiert in einem anderen Bedarf an Momentanreserve, sowohl in der Höhe als auch in der regionalen Verteilung. Damit auch zukünftig die betrachteten Netzauftrennungen beherrschbar sind, wird anschließend eine Methodik vorgestellt, anhand der eine optimierte Verteilung der benötigten Momentanreserve je Region möglich ist.

3 Methodik

Um mehrere Netzauftrennungen und deren Bedarfe zu überlagern, werden in einem vorgelagerten Schritt mithilfe von Cluster-Algorithmen Netzauftrennungen generiert. Anschließend wird die Methodik der Überlagerung von Netzauftrennungen vorgestellt.

3.1 Generierung von Netzauftrennungen

Zur Bestimmung der zukünftigen Bedarfe an Momentanreserve können einerseits historische Netzauftrennungen oder Netzauftrennungen entlang von Ländergrenzen verwendet werden. Der Nachteil in der Verwendung dieser ist, dass möglicherweise aufgrund der zukünftig veränderten Last- und Einspeisesituation und Struktur des Elektrizitätsversorgungssystems der Bedarf an Momentanreserve unterschätzt werden kann.

Eine weitere Alternative stellt die Verwendung von Cluster-Algorithmen dar. Hohe Leistungstransite und elektrisch schwache Kopplungen zwischen Netzregionen sind durch große Winkeldifferenzen gekennzeichnet. So lässt sich der Zusammenhang zwischen übertragener Leistung P über eine Leitung und der Winkeldifferenz $\Delta\theta$ wie in Formel (3.3) vereinfacht beschreiben [8].

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \Delta\theta \quad (3.3)$$

Hohe Leistungsdefizite innerhalb der entstehenden Teilnetze haben einen großen Einfluss auf den Bedarf an Momentanreserve je Teilnetz. Durch Clustern der Spannungswinkel in elektrisch zusammenhängende Regionen können zukünftige Netzauftrennungen ermittelt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass die saisonalen Unterschiede im Verbrauch und in der Erzeugung berücksichtigt werden können, in dem über das Jahr gesehen verschiedene Zeitpunkte betrachtet werden.

Es gibt eine Vielzahl an Cluster-Algorithmen [9]. Zur Generierung von Netzauftrennungen wird im nachfolgenden die Ward-Methode, ein agglomeratives Verfahren, vorgestellt und in den exemplarischen Untersuchungen angewandt. Dabei handelt es sich um eine varianzbasierte Methode, die Cluster mit der geringsten Zunahme der Varianz, wie in (3.4) beschrieben, bildet [8].

Die Varianz TD_z wird über die quadratische euklidische Norm zwischen den Spannungswinkeln θ_n und dem arithmetischen Mittel $\bar{\theta}_z$ der bereits zugeordneten Spannungswinkel je Teilnetz bestimmt [8].

$$TD_z = \sum_{n \in N_z} (\theta_n - \bar{\theta}_z)^2 \quad (3.4)$$

Ein Vorteil der Ward-Methode ist, die Bildung von Clustern derselben Größe. Dadurch wird gewährleistet, dass Spannungswinkelausreißer kein gemeinsames Cluster bilden und die betrachteten Netzauftrennungen realistischer werden. Eine weitere zu berücksichtigende Nebenbedingung ist, dass die betrachteten Teilnetze elektrisch zusammenhängend sein müssen. Dies wird erreicht, in dem die ermittelten Varianzen nachgelagert gewichtet werden. Zudem wird die Anzahl an entstehenden Teilnetzen vorgegeben [8].

3.2 Überlagerung der Netzauftrennungen

Die zuvor beschriebene Methodik ermöglicht es Netzauftrennungen für beliebig viele Zeitpunkte zu erstellen. Damit auch jede dieser Netzauftrennung beherrschbar ist, muss ausreichend Momentanreserve in den entstehenden Teilnetzen vorhanden sein, so dass die kritischen Frequenzen nicht erreicht werden. Jedoch kann es auftreten, dass die Bedarfe an Momentanreserve die aus einigen Netzauftrennungen resultieren bereits zum Teil durch andere Bedarfe komplett oder zum Teil gedeckt sind. Da die zukünftige Bereitstellung von Momentanreserve auch mit Investitionen der Anlagenbetreiber bzw. der Übertragungsnetzbetreiber einhergeht, darf der Bedarf auch nicht überschätzt werden.

Um dieses Problem zu lösen werden die zu betrachteten Netzauftrennungen, wie in Abbildung 1 veranschaulicht, überlagert. Dadurch ergeben sich bei der Betrachtung von n Netzauftrennungen maximal $2 \cdot n$ Bedarfsgebiete für die ein Bedarf an Momentanreserve ermittelt werden muss.

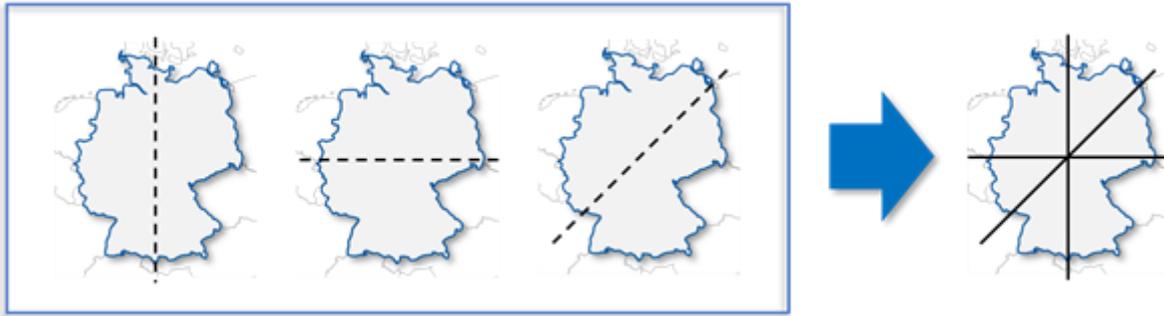


Abbildung 1: Exemplarische Darstellung der Überlagerung von Netzauftrennungen

Die Ermittlung der bereitzustellenden Momentanreserve auf die Teilnetze, unter der Bedingung, dass die Bedarfe aller entstehenden Gebiete gedeckt sind und die bereitgestellte Momentanreserve insgesamt minimiert wird, lässt sich durch ein Optimierungsproblem realisieren. Dies stellt unter Berücksichtigung der Annahmen ein lineares Optimierungsproblem dar, wobei die Zielfunktion in der Minimierung des gesamten Bedarfs an Momentanreserve besteht. Die Nebenbedingungen ergeben sich aus den einzelnen Netzauftrennungen. Die Summe der Bedarfe jedes Bedarfsgebietes x_i innerhalb eines Teilnetz k einer Netzauftrennung muss größer sein als der Bedarf des Teilnetzgebietes b_k . Zusätzlich ist nur ein positiver Bedarf an Momentanreserve je Bedarfsgebiet zugelassen. In Formeln (3.5), (3.6) und (3.7) ist das lineare Optimierungsproblem inklusive der Nebenbedingungen formuliert.

$$\min \sum_i x_i \quad (3.5)$$

$$\sum_i x_i \geq b_k \quad \forall k \quad (3.6)$$

$$x_i \geq 0 \quad \forall i \quad (3.7)$$

Mithilfe der Methodik lassen sich somit eine Vielzahl an Netzauftrennungen generieren und die Bedarfe an Momentanreserve regionalisieren.

4 Ergebnisse

Im nachfolgenden Kapitel wird die zuvor vorgestellte Methodik anhand eines kontinentaleuropäischen Verbundsystems für ein zukünftiges Szenario exemplarisch angewandt. Dazu werden verschiedene Netzzustände des Verbundsystems benötigt, so dass Netzauftrennungen generiert und überlagert werden können.

Untersuchungsprogramm

Das betrachtete Szenariojahr der exemplarischen Untersuchungen ist 2030 und als Ausgangspunkt dienen der Ten Year Network Development Plan 2020 (TYNDP 2020) [10] und der Mid-Term Adequacy Forecast 2020 (MAF 2020) [11] mit dem Szenario „National Trends

2030“. Die im Rahmen dieses Papers verwendeten Kraftwerksdaten bestehen sowohl aus öffentlich zugänglichen Daten als auch aus nicht öffentlichen Informationen. Diese Datenbasis erlaubt die Modellierung aller technischen Einheiten größer als 10 MW im europäischen Strommarkt.

Das in diesem Paper verwendete Netzmodell basiert auf öffentlichen europäischen und nationalen Entwicklungsplänen und ist in Abbildung 2 dargestellt. Darin wurden Netzausbauprojekte bis zum Ten Year Network Development Plan 2020 (Referenz Netz- und Ausbauprojekte) der ENTSO-E und weitere Netzausbauinformationen aus den nationalen Netzentwicklungsplänen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und den Übertragungsnetzbetreibern der Anrainerstaaten übernommen, so dass eine adäquate Abschätzung des zukünftigen Netzzustandes gewährleistet werden kann und es dem Szenariorahmen entspricht. Im Nachfolgenden wird der Fokus der exemplarischen Ergebnisse auf dem kontinentaleuropäischen Verbundnetz liegen.

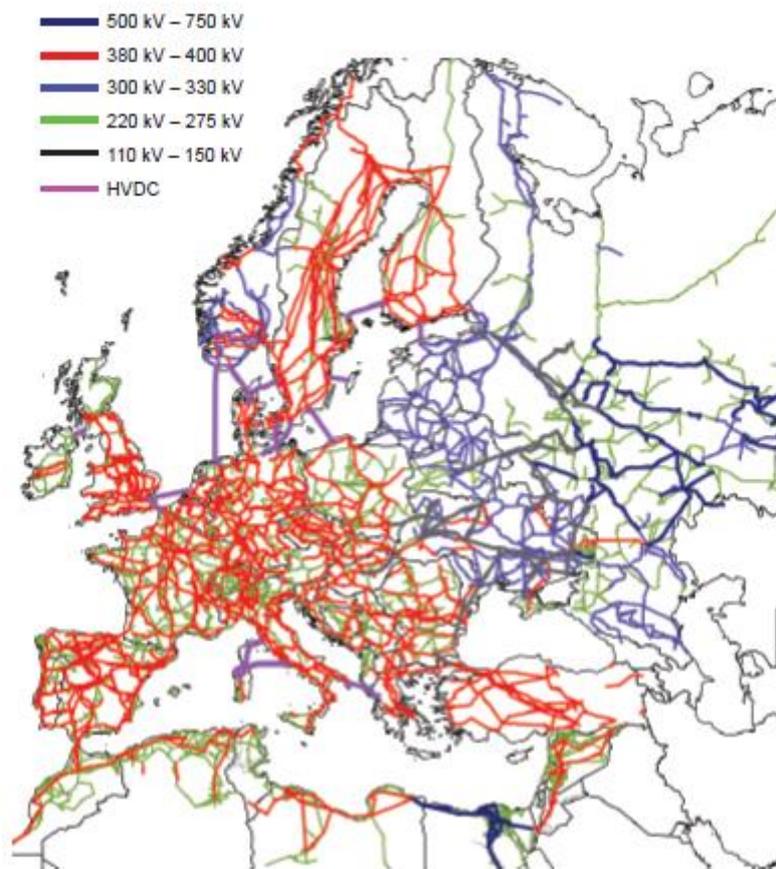


Abbildung 2: Modell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems

Mithilfe der öffentlichen Daten aus dem TYNDP 2020 und dem MAF 2020 wird zunächst eine flussbasierte, europäische Strommarktsimulation für das Szenariojahr 2030 durchgeführt [12]. Auf Basis der Zeitreihen für die Erzeugungsanlagen und Verbraucher wird im Anschluss der Netzbetrieb anhand von Lastflussberechnungen und einer Redispatch-Optimierung für die 8760 Stunden des Jahres simuliert. Dadurch liegen viele verschiedene Netzzustände für das kontinentaleuropäische Verbundsystem vor, anhand derer die Methodik angewandt werden kann.

Exemplarische Untersuchungen

Um die Methodik adäquat zu erproben, werden vier Stunden ausgewählt, die nach der Generierung der jeweiligen Netzauftrennung einen Frequenzgradienten größer 1 Hz/s in einem der Teilnetze und dadurch einen Bedarf an Momentanreserve aufweisen. In Abbildung 3 sind die resultierenden Netzauftrennungen für das kontinentaleuropäische Verbundsystem dargestellt. Das Teilnetz mit einem Leistungsdefizit ist in Rot und das Teilnetz mit einem Leistungsüberschuss in Blau dargestellt.

Mithilfe der Formel (2.1) und der Begrenzung des Frequenzgradienten auf 1 Hz/s für die Netzauftrennungen 1,2 und 3 ergeben sich einen Momentanreservebedarf im Teilnetz mit einem Leistungsüberschuss (blau) und für die Netzauftrennung 4 im Teilnetz mit einem Leistungsdefizit. Dies resultiert aus der Tatsache, dass in den ersten drei betrachteten Stunden vor Netzauftrennung in Dänemark und im Norden Deutschlands hohe Erzeugungsleistung durch Windkraftanlagen bereitgestellt wird. Die anderen Teilnetze der betrachteten Netzauftrennungen sind hinreichend groß, so dass die vorhandene Momentanreserve aus synchroner Erzeugung ausreicht um den Frequenzgradienten auf unter 1 Hz/s zu begrenzen.

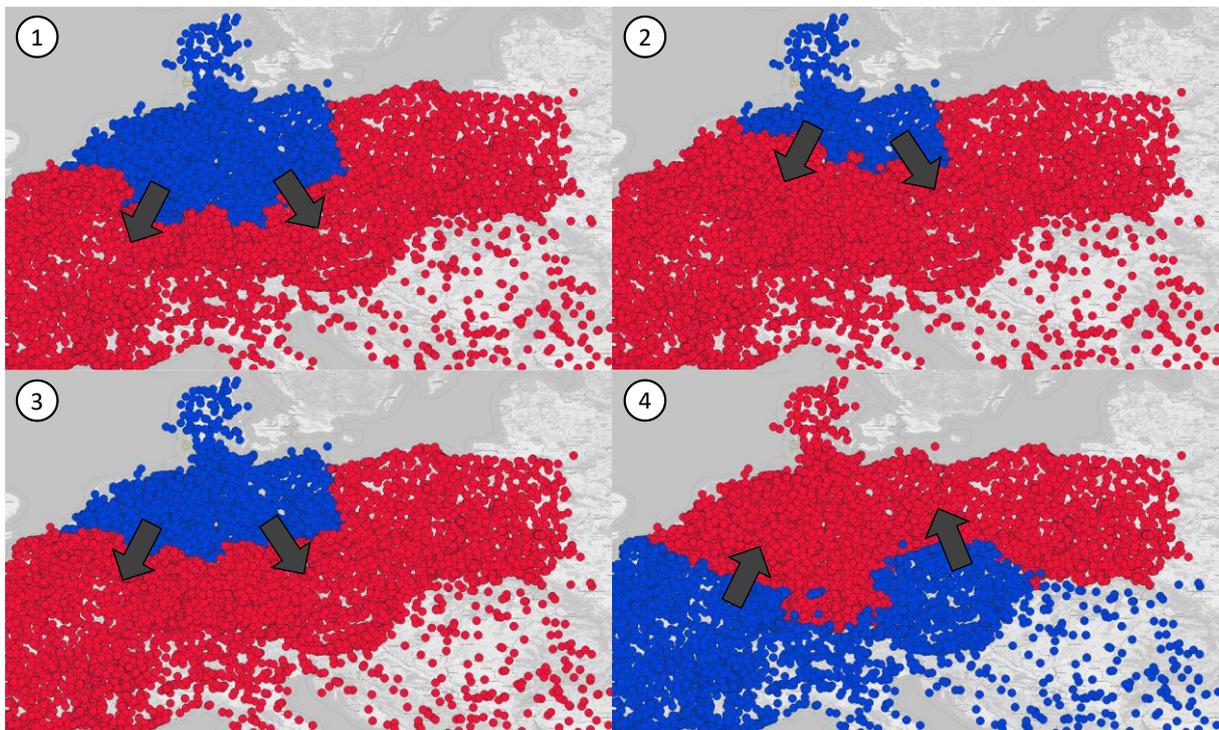


Abbildung 3: Betrachtete Netzzustände und die resultierenden Netzauftrennungen

In Tabelle 1 sind einmal die vier betrachteten Netzauftrennungen sowie die relevanten Größen für die Ermittlung der zusätzlichen Bedarfe an Momentanreserve aufgelistet. Zu erkennen ist, dass in Stunde 646 der höchste Frequenzgradient im nördlichen Teilnetz auftritt, obwohl das Leistungsdefizit das geringste der betrachteten Stunden ist. Dies liegt an der Tatsache, dass im Vergleich die bereits vorhandene Momentanreserve relativ gering ist. Trotzdem ergibt sich für die Stunde 471 und das dort resultierende nördliche Teilnetz nach Formel (2.1) der größte Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve.

Stunde	Gebiet mit Bedarf	ΔP	$E_{kin,syn}$	$\frac{df}{dt}$	$E_{kin,zusätzlich}$
471	Überfrequenz	42,5 GW	439,4 GWs	+2,42 Hz/s	622,9 GWs
646	Überfrequenz	22,5 GW	161,1 GWs	+3,49 Hz/s	401,3 GWs
1135	Überfrequenz	37,9 GW	358,2 GWs	+2,64 Hz/s	588,2 GWs
1487	Unterfrequenz	43,6 GW	751,1 GWs	-1,45 Hz/s	340,0 GWs

Tabelle 1: Auflistung relevanter Größen der betrachteten Netzzustände

Nach Generierung der Netzauftrennung werden diese überlagert, um die benötigte Momentanreserve den jeweiligen Regionen zuzuordnen. Durch Überlagerung der vier Netzauftrennungen resultieren die in Abbildung 4 farblich dargestellten Gebiete, denen innerhalb der Optimierung Bedarfe zugeordnet werden können. Dies geschieht unter Einhaltung der Nebenbedingungen und der Zielfunktion, welche den gesamten Bedarf minimiert. Das Ergebnis der Optimierung ist, dass Gebiet 1 den vollen Bedarf in Höhe von 401,3 GWs der Stunde 646 zugewiesen wird. Würde dies nicht erfolgen, könnte die in Stunde 646 resultierende Netzauftrennung nicht beherrscht werden. Gleichzeitig deckt diese Zuordnung auch den Bedarf der Stunde 1487. Um die beiden verbleibenden Bedarfe zu decken wird Gebiet 2 ein Bedarf von 221,6 GWs zugewiesen.

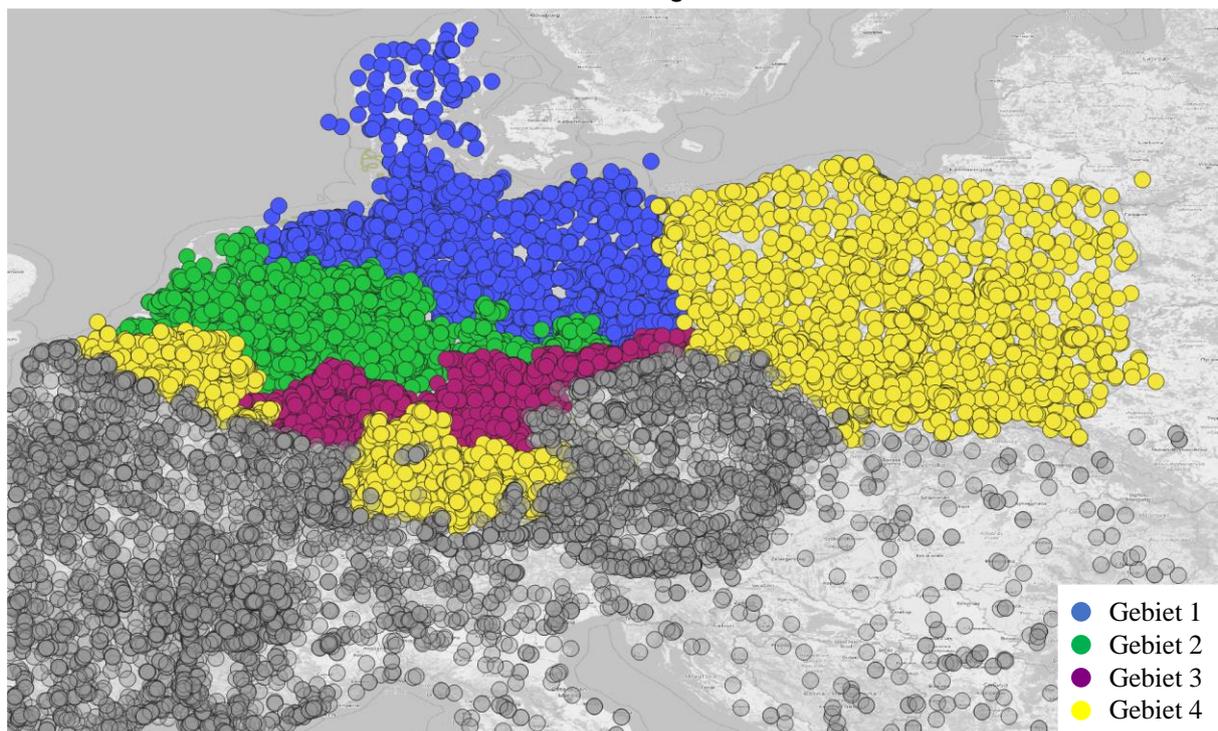


Abbildung 4: Überlagerung der vier Netzauftrennungen

5 Zusammenfassung

Im Zuge des Strukturwandels charakterisiert durch die Abschaltung lastnaher konventioneller Kraftwerke und den Zubau lastferner leistungselektronisch angebundener Erzeugung aus erneuerbaren Energien kommt es zu einer Höherauslastung des Transportnetzes, wo durch das Risiko von Netzauftrennungen steigt. Damit auch zukünftig Netzauftrennungen weiterhin

beherrschbar sind muss ausreichend Momentanreserve vorhanden sein, so dass geeignete Gegenmaßnahmen rechtzeitig aktiviert werden können. Aktuelle Bestrebungen zur Bestimmung der Bedarfe ziehen historische Netzauftrennungen oder Netzauftrennungen entlang von Länder- bzw. Bundesländergrenzen heran.

Mithilfe der vorgestellten Methodik ist es möglich viele verschiedene Netzauftrennungen durch Verwendung von Cluster-Algorithmen zu generieren. Die durch die Netzauftrennung entstehenden Bedarfe an Momentanreserve können nachfolgend überlagert werden, so dass der minimal nötige Bedarf je Region mithilfe einer Optimierung ermittelt wird.

Die exemplarischen Ergebnisse für das kontinentaleuropäische Verbundsystem 2030 zeigen, dass unter Berücksichtigung unterschiedlicher Last- und Einspeisesituationen ähnliche Netzauftrennungen durch Verwendung von Cluster-Algorithmen entstehen können. Mittels linearer Optimierung lassen sich die Bedarfe je Teilnetz auf Bedarfsgebiete aufteilen, so dass der Gesamtbedarf minimiert wird.

6 Literatur

- [1] ENTSO-E, "System Disturbance on 4 November 2006: Final Report", Jan. 2007. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf.
- [2] ENTSO-E, "Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021: Main Report", 15. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/>.
- [3] ENTSO-E, *A short outage of French-Spanish interconnection on 24 July 2021*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/24/a-short-outage-of-french-spanish-interconnection-on-24-july-2021/>.
- [4] ENTSO-E, "Limited frequency sensitive mode: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection", 31. Jan. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_LFSM-O-U_final.pdf.
- [5] ENTSO-E, "Technical Background and Recommendations for Defense Plans in the Continental Europe Synchronous Area", 26. Okt. 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/RG_CE_ENTSO-E_Defence_Plan_final_2011_public.pdf.
- [6] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, "Bewertung der Systemstabilität: Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf", 26. Apr. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf. Zugriff am: 17. Mai 2022.
- [7] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, "Bewertung der Systemstabilität: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf", 6. Sep. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023->

- 09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf. Zugriff am: 16. Oktober 2023.
- [8] M. Knechtges und A. Moser, "Identification of System Separations for Dimensioning Future Demand of Inertia", Juni 2023.
- [9] Hrsg. Stack Exchange, *Hierarchical Clustering, Why Always Agglomerative?* [Online]. Verfügbar unter: <https://stats.stackexchange.com/questions/417382/hierarchical-clustering-why-always-agglomerative>.
- [10] ENTSO-E und ENTOSOG, "TYNDP 2020 - Scenario Data", 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://2020.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP-2020-Scenario-Datafile.xlsx.zip>. Zugriff am: 9. August 2022.
- [11] ENTSO-E, "Mid-term Adequacy Forecast 2020: Executive Summary" 2020 Edition, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf. Zugriff am: 19. April 2022.
- [12] S. Raths, "Ein Marktsimulationsverfahren für einen dezentral geprägten Strommarkt" Dissertation, Günter Mainz; RWTH Aachen, Aachen, 2020.