

Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten

André Richter, Ines Hauer
Institut für Elektrische Energiesysteme (IESY)
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Magdeburg, Deutschland
andre.richter@ovgu.de

Kurzfassung — Vor dem Hintergrund des steigenden Anteils von erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Netz werden immer mehr konzeptionelle Anpassungen zur Sicherstellung der Systemstabilität notwendig, um z.B. einen vermehrten Leistungsfluss vom Verteilungsnetz zum Übertragungsnetz zu berücksichtigen. Die vorgestellten Untersuchungen befassen sich speziell mit dem frequenzabhängigen automatischen Lastabwurf gemäß eines modifizierten 5-Stufenplans zur Behebung der Unterfrequenz. Da die Schutzsysteme bzw. die Frequenzrelais unabhängig von der Lastflussrichtung automatisch auslösen, kann es im Problemfall dazu kommen, dass anstatt Lasten Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt werden. Für die Lösung dieser Problematik wurde in den Untersuchungen ein neues, alternatives Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten analysiert und unter Anwendung verschiedener Szenarien an einem Netzmodell getestet. Dafür wurden auf Grundlage einer gegebenen Datenbasis der 50Hertz Transmission GmbH Referenzwerte je Transformator und anschließend die Wahrscheinlichkeit, dass an einem Transformator die geforderte Last abgeschaltet werden kann, ermittelt. Weiterhin werden Lastabwurf und Erzeugerzeitreihen berechnet sowie eine Lastabschätzung für jedes Szenario vorgenommen und in das Modell implementiert. Das Paper bietet abschließend einen qualitativen Vergleich des aktuellen Lastabwurfkonzepts auf Basis der Jahreshöchstlast mit dem neuen Konzept auf Basis des Jahresmittelwerts.

Keywords - Lastabwurf; Jahresmittelwertkonzept; automatische Frequenzentlastung; 5 - Stufenplan; Jahreshöchstlastkonzept

I. EINLEITUNG

Erneuerbare Energien bieten die Chance für eine nachhaltige Stromversorgung, die Deutschland vor allem in technologischer Hinsicht eine Vorreiterrolle ermöglicht. Damit einhergehend ist die Energiewende eine Aufgabe, auf die sich verändernden Netz- bzw. Einspeise- und Verbrauchersituationen einzugehen und neue Konzepte zur Wahrung der Systemstabilität zu erarbeiten. Eine Herausforderung stellt dabei die gelegentliche Umkehr des klassischen Top-Down- zum Bottom-Up-Leistungsfluss zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz dar. Klassische Schutzsysteme, insbesondere Frequenzrelais, die bei Unterfrequenz einen automatischen Lastabwurf unabhängig von der Lastflussrichtung ausführen, sind von dieser Situation beeinflusst. Beispielsweise kann für die automatische Frequenzentlastung (AFE) bei Unterfrequenz, anstatt eines Lastabwurfs, ein Erzeugungsabwurf durchgeführt werden. Gegenstand der durchgeführten Untersuchung, vor dem Hintergrund des frequenzabhängigen Lastabwurfs, war die Anwendbarkeit eines neuen, innovativem Lastabwurfkonzepts

auf Basis von Jahresmittelwerten, anstatt wie bisher durch Verwendung einer (Stichtags-) Jahreshöchstlast. Gleichzeitig wurde in dieser Untersuchung zur Anwendbarkeit des neuen Lastabwurfkonzepts, auf den FNN-Hinweis: „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ Bezug genommen, um einen modifizierten 5 - Stufenplan zu entwickeln [1]. Die Analyse basierte dabei auf realen Leistungsmesswerten des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz Transmission und erfolgte sowohl statisch als auch dynamisch.

II. GRUNDLAGEN ZUM LASTABWURF

A. Frequenzstabilität

Damit ein frequenzabhängiger Lastabwurf notwendig wird, befindet sich das betrachtete elektrische Netz außerhalb des stabilen Betriebszustandes. Dabei ist gleichzeitig die Regelleistung des Netzes nicht ausreichend, um die Netzfrequenz zu stabilisieren [1]. Stabilität eines elektrischen Netzes ist vor diesem Hintergrund gekennzeichnet durch ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung sowie Verlusten. Der gestörte Betrieb des Netzes, welcher bei nicht hinreichender Regelreserve zu Unterfrequenz führt, wird bspw. durch Laständerungen, Erzeugungsausfälle oder Betriebsmittelausfälle verursacht. Diese starken Änderungen der Betriebssituation bewirken ein Leistungsungleichgewicht sowie eine abhängige Frequenzänderung [2].

In erster Linie dient die Regelreserve als Teil der Systemdienstleistungen, die gemäß TransmissionCode 2007 durch den ÜNB bereit zu stellen ist, der Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts. Daraus folgend ergibt sich die Erhaltung der Netzfrequenz in Folge von kleinen Störungen im Bereich von 49,8 Hz bis 50,2 Hz. Ist die durch Kraftwerke bereitgestellte Regelreserve nicht ausreichend, um die Frequenzstabilität zu gewährleisten greift der 5 - Stufenplan gemäß TransmissionCode 2007, TABELLE 1. Die Rahmenbedingungen für den flächendeckenden Unterfrequenz-Systemschutz im Bereich zwischen 48,0 Hz und 49,2 Hz fordern, dass nach auslösen aller Unterfrequenzrelais mindestens 50 % der Last (vor Eintritt der Unterfrequenz) vom Netz getrennt wird. Der Lastabwurf in den einzelnen Stufen wird durch die Verteilungsnetzbetreiber (VNB), in Absprache mit den ÜNB, sichergestellt. Dabei sind die Einstellungen in den Frequenzrelais gemäß der Referenznetzlast (bisher Stichtag: Jahreshöchstlast) so festzulegen, dass der geforderte prozentuale

TABELLE 1: 5 - Stufenplan (vgl. [3])

Stufen	Maßnahme
Stufe 1: 49,8 Hz	Alarm
Stufe 2: 49,0 Hz	Lastabwurf 10-15 % der Netzlast
Stufe 3: 48,7 Hz	Lastabwurf weitere 10-15 % der Netzlast
Stufe 4: 48,4 Hz	Lastabwurf weitere 15-20 % der Netzlast
Stufe 5: 47,5 Hz	Kraftwerkstrennung

Anteil abgeschaltet wird [3].

Für die Untersuchung der Lastabwurfkonzepte im dynamischen Modell wurden sowohl die Frequenzregelung in Kraftwerken und im Verbundsystem als auch der Selbstregelleffekt der Last berücksichtigt. Die Primärregler an den Generatoren sind in erster Linie dafür verantwortlich, dass die Netzfrequenz nahe der Nennfrequenz von 50 Hz gehalten bzw. nach einem Lastsprung stabilisiert wird. Soll ein Kraftwerk respektive ein Verbundsystem auf eine Frequenzänderung reagieren, folgt dieses bei der Leistungsänderung einer bestimmten Statik s . Die Statik s wird ermittelt aus dem Verhältnis von Frequenzabweichung Δf_G zur Nennfrequenz f_N in Relation zum Verhältnis von Leistungsänderung am Generator ΔP_G zur Generatornennleistung P_N . Typische Werte für die Statik sind im Bereich von 4 bis 8 % [5].

$$s = \frac{\frac{\Delta f_G}{f_N}}{\frac{\Delta P_G}{P_N}} \quad (1)$$

Ein weiterer Einflussfaktor auf das Frequenzverhalten im Netz, bei Laständerung, ist neben der Primärregelreserve, der Selbstregelleffekt der Last. Der Selbstregelleffekt wird durch die Netzkennzahl der Last K_L beschrieben, welche wesentlich geringer als die allgemeine Netzkennzahl K eines Verbundsystems ist. Die Netzkennzahl beschreibt das Vermögen eines Netzes, schnell und ausreichend Leistung zur Wiederherstellung der Systembilanz und somit zur Frequenzhaltung, für den Fall der Frequenzänderung, bereitzustellen (im UCPTE-Netz 30000 MW/Hz, 1996 [6]) [5]. Dementgegen wird mit der Netzkennzahl der Last die frequenzabhängige Leistungskennlinie der einzelnen Lasten charakterisiert. Der Selbstregelleffekt der Last wird in Verbundnetzen mit 1 % / Hz angenommen [4].

B. FNN-Hinweis: Technische Anforderungen an die AFE

Der technische Hinweis des FNN wurde ebenfalls vor dem Hintergrund des steigenden Anteils der dezentralen Erzeugung sowie der einhergehenden Problematik der klaren Zuordnung von Lasten entwickelt. Der Technische Hinweis bietet konzeptionelle Ansätze zur Berücksichtigung der Erneuerbaren Energien bei der Anwendung der automatischen Frequenzentlastung. Die Ansätze dienen als Grundlage zur Entwicklung eines modifizierten 5 – Stufenplans (vgl. TABELLE 2) sowie zur Bestimmung der Referenznetzlast für das Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten. Der für die Untersuchungen entwickelte modifizierte 5 - Stufenplan weist vier, anstatt drei, kontinuierliche Lastabwurfstufen mit der Differenzierung in 10 % (best case) und 15% (worst case)

Stufengröße, im Bereich von 49,0 Hz bis 48,1 Hz, auf. Damit werden 40 % bzw. 60 % der Last, in Abhängigkeit von der Stufengröße, bis zur Kraftwerkstrennung abgeworfen.

C. Lastabwurfkonzepte

Grundlage für die Auslegung des automatischen Lastabwurfs ist bisher die Jahreshöchstlast, die an einem Stichtag (z.B. 7.12.2011) im elektrischen Versorgungsnetz gemessen wird. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) müssen in Absprache mit dem verantwortlichen ÜNB die Frequenzrelais derart installieren und parametrieren, damit in den entsprechenden Stufen (vgl. TABELLE 1) der geforderte prozentuale Anteil dieser Referenzlast (Jahreshöchstlast) abgeschaltet werden kann.

Entsprechend dem Technischen Hinweis des FNN [1] soll diese Verfahrensweise dahingehend geändert werden, dass als Referenzlast der Jahresmittelwert zu verwenden ist. Mit Anwendung des Jahresmittelwertes sollen Jahres- und tageszeitliche Schwankungen der Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden. Bei der Bestimmung der Jahresmittelwerte werden die Abgänge in das Mittelspannungsnetz in drei Fälle unterschieden. Gemäß Abbildung 1 werden bei der Bestimmung der Referenznetzlast nur Mittelspannungsabgänge nach Fall 1 ($P_{1,Mittel}$) und Fall 2 ($P_{2,V,Mittel}$) berücksichtigt, an denen im Jahresdurchschnitt das Verteilungsnetz aus dem Hochspannungsnetz versorgt wird. Das bedeutet, dass nur Übergabestellen, deren Anzahl an Viertelstundenmittelwerte mit Bezug größer ist als die Anzahl der Viertelstundenmittelwerte mit Rückspeisung, in Betracht gezogen werden. An diesen Übergabestellen ergibt sich die Referenznetzlast nach [1] zu:

$$P_{Last,mittel} = P_{1,mittel} + P_{2,mittel}^v \quad (2)$$

III. LASTABWURFBERECHUNG UND MODELLIERUNG

Die Untersuchungen, zur Anwendbarkeit des neuen Lastabwurfkonzepts im Vergleich zum bisherigen Konzept mit Jahreshöchstlast, beruhen auf der Datengrundlage des ÜNB 50Hertz Transmission GmbH. Die verwendete Datengrundlage besteht aus Zeitreihen (Wirkleistungsmesswerte bzw. vertikale Netzlast) zu den Umspannwerken 380/110 kV vom ÜNB zum jeweiligen VNB für den Zeitraum von einem Jahr. Insgesamt wurden die Messwerte hinsichtlich ihrer Mittelwerte, Rückspeisung, maximaler und minimaler (monatlicher-) Messwert in monatsähnlichen Zeiträumen von 4 Wochen ausgewertet. Anschließend wurde die Regelzone mit den zugehörigen Umspannstationen entsprechend der VNB-Gebiete eingeteilt. Weiterhin wurden für die Untersuchungen 10

TABELLE 2: MODIFIZIERTER 5 - STUFENPLAN IN ANLEHNUNG AN FNN [1]

Stufen	Maßnahme
Stufe 1: 49,0 Hz	Lastabwurf 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 2: 48,7 Hz	Lastabwurf weitere 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 3: 48,4 Hz	Lastabwurf weitere 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 4: 48,1 Hz	Lastabwurf weitere 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 5: 47,5 Hz	Kraftwerkstrennung

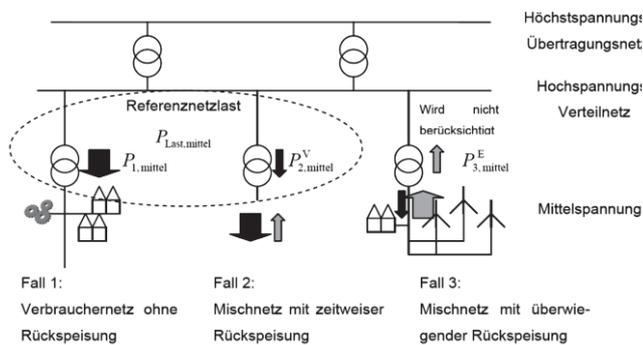


Abbildung 1: Bestimmung der Referenznetzlast aus den Jahresmittelwerten nach dem technischen Hinweis des FNN [1]

Szenarien innerhalb des Zeitraums anhand der Intensität (hoch/gering) von Wind- und Photovoltaikeinspeisung (PV) identifiziert. Zusätzlich wurde eine Unterscheidung nach Starklast und Schwachlast anhand der vertikalen Netzlast getroffen und 10 Szenariotage mit einem Viertelstundenzeitpunkt ausgewählt. Eine Übersicht zu den Szenarien bietet TABELLE 3.

A. Referenznetzlast

Anhand des gegebenen Datenpools war die Referenznetzlast, für das bestehende Lastabwurfkonzept auf Basis der Jahreshöchstlast (JHL-Konzept), an einem Tag im Februar (17.45-18.00 Uhr) am größten. Zur Berechnung des Referenzwertes der Jahreshöchstlast wurden alle vertikalen Lasten der Transformatoren, in den zugeordneten VNB-Gebieten, zu diesem Zeitpunkt, aufsummiert. Für das Jahresmittelwertkonzept wurde jedoch in den Untersuchungen nicht der Jahresmittelwert für die Bildung des Referenzwertes herangezogen, sondern der maximale monatliche Mittelwert. Diese Herangehensweise beruht auf der Auswertung der Zeitreihen des Datenpools, bei der mehr Transformatoren einen negativen Wert, also eine Rückspeisung von VNB zu ÜNB, als beim maximalen monatlichen Mittelwert aufwiesen. Der maximale Mittelwert repräsentiert den Monat, mit der durchschnittlich größten vertikalen Netzlast. Das bedeutet, dass in dem Monat die Einspeisung aus erneuerbaren Energien z.B. Windkraftanlagen geringer war, als in anderen Monaten und Abgänge nach Fall 3 das Ergebnis weniger verfälschen, als bei Verwendung des Jahresmittelwertes. Da die Einspeisung nach Fall 3 hier trotzdem berücksichtigt wird, stellt die Wahl des maximalen monatlichen Mittelwertes als Referenzlast ein worst-case Szenario dar. Ferner wird in den folgenden Darstellungen der Untersuchung der max. monatliche Mittelwert als Jahresmittelwertkonzept (max JM-Konzept) bezeichnet. Für das max JM-Konzept ergab sich eine Referenznetzlast die ca. 80 % des Referenzwertes der Jahreshöchstlast entspricht. Zur

TABELLE 3: DARSTELLUNG DER SZENARIEN

Wind(hoch) & PV(hoch)	Starklast / Schwachlast
Wind(hoch) & PV(gering)	Starklast / Schwachlast
Wind(gering) & PV(hoch)	Starklast / Schwachlast
Wind(gering) & PV(gering)	Starklast / Schwachlast
Durchschnittstage	

Bestimmung beider Referenznetzlasten blieben Transformatoren mit negativem Wert sowie mit negativem max. monatlichem Mittelwert unberücksichtigt.

B. Lastabwurfberechnung auf Basis von Messdaten

Auf Basis der Messwerte an den Transformatoren wurden die Referenzwerte für den Vergleich der Konzepte JHL und max JM je Transformator ermittelt. Anschließend konnte anhand des entwickelten 5 - Stufenplans, der Lastabwurf je Transformator berechnet werden. Die Berechnung des Lastabwurfs (Lastabschaltung) je Stufe an einem Transformator ist dabei im Wesentlichen von drei Faktoren abhängig:

1. Stufenweite von 10 % oder 15 %, die unabhängig vom Transformator oder Umweltfaktoren konstant ist
2. Wahrscheinlichkeit das geforderte Last von 10 - 60 % der Referenznetzlast am Transformator abgeschaltete werden kann
3. Referenznetzlast am Transformator

Die Netzlast, die ausgehend vom Referenzwert (Jahreshöchstlast / Jahresmittelwert) in den Stufen abgeschaltet werden soll, ist auf Grund tages- und jahreszeitlicher Schwankungen nicht zu jeder Zeit verfügbar. Mit Hilfe berechneter Stufenplanabschaltwahrscheinlichkeiten $P_{n,W}$, entsprechend dem gewählten Referenzwert $P_{n,Referenz}$ und der prozentualen Abschaltung $r = 10-15\%$ je Stufe ist es möglich die Last $Last_{Ab}$ je Stufe abzuschätzen, die unter einem Transformator tatsächlich abgeworfen wird (3). Ausgehend von der abgeschalteten Last in Stufe 1 $Last_{Ab}(St1)$ ergibt sich die in Stufe 2 abgeschaltete Last $Last_{Ab}(St2)$ aus $Last_{Ab}(St1)$ zuzüglich weiterer $r=10\%/15\%$ des Referenzwertes, die nur mit der Stufenabschaltwahrscheinlichkeit $P_{n,W}(St2)$ verfügbar ist (4). Die Berechnungen für die weiteren Stufen erfolgte analog.

$$Last_{Ab,n}(St1) = r \cdot P_{n,Referenz} \cdot P_{n,W}(St1) \quad (3)$$

$$Last_{Ab,n}(St2) = Last_{Ab,n}(St1) + r \cdot P_{n,Referenz} \cdot P_{n,W}(St2) \quad (4)$$

$$Last_{Ab,n}(St3) = Last_{Ab,n}(St2) + r \cdot P_{n,Referenz} \cdot P_{n,W}(St3)$$

...

Abbildung 2 zeigt den Einfluss der Wahrscheinlichkeit, dass eine Last abgeschaltet werden kann, auf den tatsächlichen Lastabwurf. Desweiteren ist dies das Ergebnis der gesamten Regelzone als Summe der Einzelergebnisse der Transformatoren. Die Konzepte sind dabei für eine Lastabwurfstufenweite von 15 % je Stufe dargestellt und verdeutlichen, dass nach dem JHL-Konzept mehr Last in den Stufen abgeworfen wird, als nach dem max JM-Konzept. Weiterhin zeigt sich von Stufe zu Stufe, dass unabhängig vom Prinzip die abgeschaltete Last immer mehr vom Referenzwert abweicht. Dies weist auf eine Verringerung der Wahrscheinlichkeit hin, dass die geforderte Last im Netz vorhanden ist.

C. Simulationsmodell

Für die dynamische Untersuchung der Anwendbarkeit des neuen max JM-Konzepts im Vergleich zum bestehenden JHL-Konzept war es notwendig ein Simulationsmodell (in PSS@NETOMAC) zu entwerfen. Dafür wurde das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission vereinfacht in dem

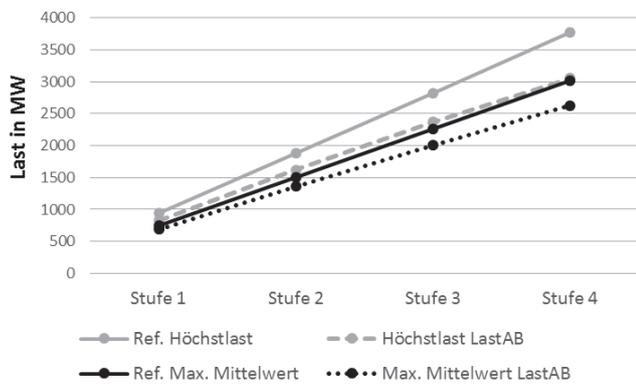


Abbildung 2: Vergleich der tatsächlich abschaltbaren Last mit dem Referenzwert

es in verschiedene Gebiete unterteilt worden ist, welche den unterlagerten VNB entsprechen. Zur Nachbildung der Erzeugung in den Netzgebieten wurde die dort installierte Kraftwerksleistung durch jeweils einen Generator nachgebildet und entsprechend gegebener Netzstruktur miteinander verbunden. Eine Nachbildung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) erfolgte im Modell als Last und wurde entsprechend der veröffentlichungspflichtigen Daten nach EEG ermittelt [5]. Die an die Regelzone der 50Hertz Transmission angrenzenden Nachbarübertragungsnetze wurden mit jeweils einem Generator abgebildet und die installierte Einspeiseleistung nach Daten des ENTSO-E [4] und des BMWI [6] parametrisiert. Die Hinterlegung von Lastzeitreihen im Modell erfolgte durch abschätzende Berechnung der Lasten ($P_{Last(VNB)}(t)$) aus der vertikalen Netzlast ($P_{VERTIKAL(VNB)}(t)$) im nachgebildeten VNB-Gebiet und der erneuerbaren Einspeisung in dem entsprechenden Gebiet (5). Die Abschätzung erfolgte dabei mit entsprechender Unterscheidung für die 10 Szenarien. Eine Differenzierung der Szenarien, nach Stark- oder Schwachlast, basiert auf der vertikalen Netzlast aus dem gegebenen Datenmaterial.

$$P_{LAST(VNB\ i)}(t) = P_{VERTIKAL(VNB\ i)}(t) - P_{WIND(VNB\ i)}(t) - P_{PV(VNB\ i)}(t) - P_{BIO(VNB\ i)}(t) \quad (5)$$

Die Nachbildung der Erzeugerzeitreihen für Wind- und PV-Einspeisung, unter Berücksichtigung regionaler Wettercharakteristika in den VNB-Gebieten, resultiert aus der Verwendung des Regionalen Modells (REMO) des Max-Planck Institutes für Meteorologie (MPI-M) und der installierten EE-Leistung [7]. Die Parametrierung des Netzmodells hinsichtlich des Verhaltens der Primärregelreserve beruhte auf vorangegangenen Untersuchungen und entspricht den Vorgaben der ENTSO-E Richtlinien [4].

IV. ERGEBNISSE

Die Ergebnisse der Untersuchung werden folgend in statisch und dynamisch unterschieden. Die statischen Ergebnisse zeigen Charakteristika des gegebenen Datenpools sowie ein Vergleich der Lastabschaltung auf Grundlage der Referenzwerte zum JHL- und max JM-Konzept. Die dynamischen Ergebnisse beziehen sich auf den qualitativen Vergleich anhand der Konzepte unter Verwendung des vorgestellten Netzmodells. Der anschließend vorgestellte Vergleich der Konzepte erfolgt sowohl statisch als auch dynamisch. Exemplarisch wird das Durchschnittsszenario

grafisch dargestellt, da sich die Ergebnisse qualitativ nicht verändern.

A. Statische Ergebnisse

Die Ergebnisse aus der Auswertung der Zeitreihen, für den gegebenen Datenpool, zeigen deutlich den Hintergrund der Untersuchung, mit der vermehrten Rückspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz. Bei der Analyse der monatlichen Mittelwerte fallen an einzelnen Transformatoren starke Differenzen zwischen maximalen und minimalen monatlichen Mittelwerten bis zu 190 MW auf. Das heißt, es gibt Monate in denen Leistung hauptsächlich aus dem Übertragungsnetz bezogen wird, obwohl der Jahresmittelwert negativ ist. Dies weist auf einen großen Anteil erneuerbarer Erzeuger hin.

Vergleichend zeigt Abbildung 3 die Lastabschaltung für das aktuelle Jahreshöchstlastkonzept und das alternative Jahresmittelwertkonzept für die Stufenweiten 10 % (best case) und 15 % (worst case) in Bezug zu der Lastabwurfstufe. Die Wahl des Referenzwertes sowie die gewählte Stufenweite weisen einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der abgeworfenen Last auf. Beim Vergleich der Referenznetzlastverfahren wird unabhängig von Lastabwurfstufe und Stufenweite im Fall des max JM-Konzept weniger Last abgeworfen als beim JHL-Konzept. Jedoch wird beim JHL-Prinzip mit 10 % im Vergleich zum max. JM-Prinzip mit 15%-Stufenweite weniger Last abgeworfen, d. h. mit dem Mittelwertprinzip (10 % und 15 %) wird ein Bereich aufgespannt zwischen dem sich der Verlauf des JHL-Prinzips (10 %) befindet. Das Mittelwertverfahren bietet somit die Möglichkeit einer feineren Abstufung der Lastabschaltung. Ferner zeigt sich, dass die gesamte abgeworfene Last von Stufe 1 bis Stufe 4 für jedes Referenznetzlastprinzip ansteigt. Ebenso wird für beide Konzepte in Starklastszenarien eine höhere Last abgeschaltet als für Schwachlastszenarien. Weiterhin ist ein Einfluss der Wahrscheinlichkeit auf den Lastabwurf festzustellen. Die Wahrscheinlichkeit sinkt umso mehr, je größer die geforderte Lastabschaltung wird. Beim JHL-Prinzip, mit der höheren Referenzlast, sinkt die Wahrscheinlichkeit somit mehr als beim max JM-Konzept, welches zu einem diskontinuierlichen Lastabwurf über alle Stufen, vor allem beim JHL-Prinzip in Stufe 4, führt.

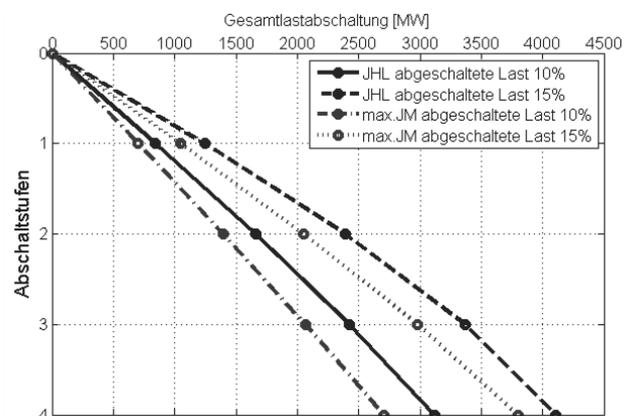


Abbildung 3: Durchschnittsszenario Lastabwurf im Vergleich in Bezug auf 10 % und 15 % der Referenznetzlasten (Höchstlast: JHL, max. Mittelwert: max. JM)

B. Dynamische Ergebnisse

Der Vergleich der Verfahren basiert in der dynamischen Untersuchung auf dem entwickelten modifizierten 5 - Stufenplan mit 4 anstatt 3 Lastabwurfstufen. Weiterhin sind die erzielten quantitativen Ergebnisse stark vom verwendeten Netzmodell abhängig, wodurch ausschließlich eine qualitative Aussage möglich ist. Für die Untersuchung einer Störung im dynamischen Netzmodell wurde nach Eingabe aller Szenariodaten eine Störung herbeigeführt, indem die Last an einem Knoten iterativ, bis zum Auslösen einer Stufe erhöht wurde. Diese Untersuchung wurde für beide Konzepte und für die Stufenweiten 10 % und 15 % bis zum Erreichen der Netzfrequenz von 47,5 Hz (Stufe 5) durchgeführt. Bei 47,5 Hz trennen sich dann die Erzeugungsanlagen vom Netz. Weiterhin wurden die Untersuchungen im Netzmodell für den ungestaffelten Lastabwurf durchgeführt. Das bedeutet, dass alle Frequenzrelais im Netzmodell gleichzeitig bei vordefinierten Frequenzen einen Lastabwurf in der entsprechenden Stufe herbeiführen. Abbildung 4 zeigt die Frequenz mit entsprechender Stufenauslösung in Abhängigkeit von der im Netz implementierten Störung. Dabei war grundsätzlich ein Offset, zum Überschreiten der Primärregelreserve und zum Erreichen der kritischen Frequenz von 49 Hz notwendig. Stufe 1 löste dabei immer bei beiden Konzepten gleichzeitig aus, da das System am Anfang jedes Szenarios denselben Arbeitspunkt aufweist.

Generelle Ergebnisse aus der dynamischen Betrachtung sind:

- Bei Störungen sinkt die Frequenz schneller für Starklastszenarien, als für Schwachlastszenarien, aufgrund der relativ konstanten Lastabschaltung über alle Szenarien.
- Ab Stufe 2 bis Stufe 5 steigt die Störung für jede Stufe in der Reihenfolge max. JM (10 %), JHL (10 %), max. JM (15 %) und JHL (15 %) unabhängig vom Szenario. Dabei liegt der Verlauf von JHL 10 % immer im Bereich zwischen max. JM 10 % und max. JM 15 %.
- Dies ist vergleichbar mit den Verläufen der Lastabschaltung.
- Das System hält mit dem Jahreshöchstlastverfahren größeren Störungen stand, als mit dem Mittelwertverfahren. Die Unterschiede zwischen den

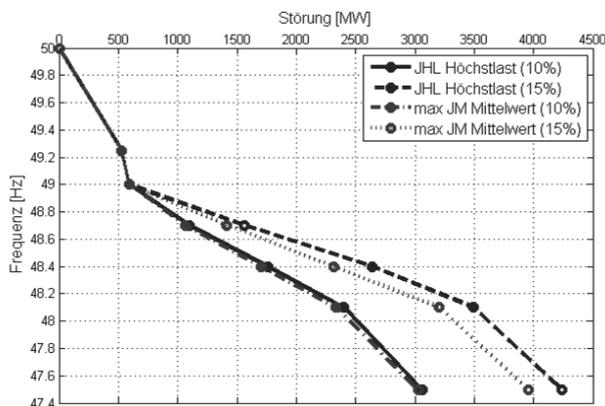


Abbildung 4: Stufenschaltung in Abhängigkeit von der Störung bei ungestaffeltem Lastabwurf, Durchschnittsszenario

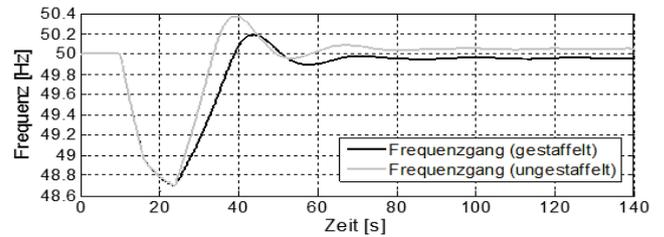


Abbildung 5: Vergleich gestaffelter und ungestaffelter Lastabwurf (max JM 10%)

Störungswerten in Stufe5 (47,5 Hz) sind jedoch im Verhältnis zu den Referenzwerten der Verfahren relativ gering.

- Unabhängig vom Verfahren und Szenario ist das System für den worst case störungsresistenter, als für den best case, aufgrund der insgesamt größeren Lastabschaltung.

Weiterhin wurde festgestellt, dass ein ungestaffelter Lastabwurf unabhängig vom Lastabwurfkonzept zum Überschwingen der Frequenz größer als 50,2 Hz führen kann. Abbildung 5 zeigt eine Reduzierung der Überschwinger unter die kritische Frequenz von 50,2 Hz durch Verwendung des gestaffelten Lastabwurfs (schwarzer Frequenzgang). Der gestaffelte Lastabwurf bedeutet im Wesentlichen, dass nicht alle Frequenzrelais bei derselben Frequenz auslösen, sondern in einer vordefinierten Reihenfolge. Die Reihenfolge kann durch verschiedenen Frequenzen in einem Bereich um die Referenzfrequenz definiert werden. Mit diesem Vorgehen ist es unter Umständen nicht notwendig die gesamte Last einer Stufe abzuwerfen und eine Dringlichkeitsreihenfolge für die Lastabwurfknoten aufzustellen.

V. ZUSAMMENFASSUNG

Die Untersuchung bietet, unter dem Gesichtspunkt der Frequenzhaltung, die spezifische Untersuchung des neuen Lastabwurfkonzepts auf Basis von Mittelwerten zur Realisierung des automatischen Lastabwurfs bei Unterfrequenz. Die Realisierung erfolgte dabei mit Hilfe eines modifizierten 5 - Stufenplans mit vier Lastabwurfstufen. Die Wirksamkeit des max JM-Konzepts wurde mit dem aktuell verwendeten Prinzip auf Grundlage der Stichtagjahreshöchstlast – Jahreshöchstlastprinzip, anhand eines gegebenen dynamischen Modells für verschiedene Szenarien verglichen. Das Modell stellt dabei eine Nachbildung der Regelzone des ÜNB 50Hertz Transmission mit den unterlagerten Verteilungsnetzgebieten dar. Für die Verteilungsnetze wurden die Referenznetzlasten, für jeden Transformator auf Basis des maximalen monatlichen Mittelwerts berechnet und aufsummiert. Die Lastabschaltung, je Stufe und Verteilungsnetzgebiet, wurde für zwei Stufenweiten (10 % und 15 %) als Produkt aus Stufe, Referenznetzlast und Wahrscheinlichkeit, dass die geforderte Last abgeschaltet werden kann, berechnet. Weiterhin wurden für die Verteilungsnetze, mit Hilfe der installierten Leistung aus EE und der REMO-Datenbank, die Erzeugerzeitreihen je Szenario für Last und EE im Netzmodell implementiert. Für den anschließenden Vergleich der Konzepte, Jahreshöchstlast und Jahresmittelwert, wurden in dem Netz je Szenario und je Verfahren die Störungswerte sukzessive, über alle

Lastabwurfstufen bis zum Erreichen der Frequenzdestabilisierung (47,5 Hz), erhöht. Der Vergleich der Verfahren wurde anschließend auf Basis der Störgröße bei Stufe 5 (47,5 Hz) vorgenommen. Die Ergebnisse der statischen Untersuchung zeigen im Wesentlichen in jeder Stufe, bei gleicher Stufenweite, eine geringere Lastabschaltung mit dem Mittelwertprinzip im Vergleich zum Jahreshöchstlastprinzip. Aufgrund der vereinfachten Nachbildung des Netzes bieten die Ergebnisse der dynamischen Untersuchung ausschließlich einen qualitativen Vergleich der Verfahren. Die Untersuchungen zeigen, dass ein gestaffelter Lastabwurf einem ungestaffelten Lastabwurf vorzuziehen ist, da ein Überschwingen der Frequenz über 50,2 Hz verhindert werden kann. Aus den Vergleichen der Verfahren geht hervor, dass das System mit dem Jahreshöchstlastprinzip größeren Störungen stand hält als mit dem Jahresmittelwertprinzip. Jedoch sind die Unterschiede zwischen den Störungswerten in der fünften Stufe im Verhältnis zu den Referenzwerten der Verfahren relativ gering. Mit diesem Resultat kann eine Anwendbarkeit des Lastabwurfkonzepts auf Basis von Jahresmittelwerten festgestellt werden. Weiterhin kann das Lastabwurfkonzept auf Basis der Stichtagjahreshöchstlast, unter der Bedingung, dass ein Stichtag mit hoher Last und geringer Erneuerbarer Einspeisung definiert wird, beibehalten werden.

Im Kontext der Frequenzhaltung ist der Beitrag der Windenergieanlagen, speziell in der 50Hertz Transmission Regelzone, bei Erzeugungsausfall zu betrachten. Im Gegensatz

dazu muss zukünftig, auf Grund des hohen Stromanteils aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Verbindung mit einer geringen Last im 50Hertz Netz, das Problem der Überfrequenz näher untersucht werden. Dabei könnte sich unter anderem an dem Netzentwicklungsplan 2013 orientiert werden, der selbst für ein moderates Szenario A 2023 eine Verdopplung der installierten Leistung der Erneuerbaren prognostiziert [8].

QUELLEN

- [1] FNN/VDE, Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation, technischer Hinweis, FNN, Juni 2012.
- [2] Adolf J.Schwab, „Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [3] VDN Verein der Netzbetreiber, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, VDN, Ed., 2007.
- [4] ENTSO-E Operation Handbook, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, 2009.
- [5] Johannes Schwippe, Lars Wenning, „Modellierung und dynamische Simulation von Energieversorgungsnetzen“, Technische Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dortmund, 2010.
- [6] BMWI, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 bs. 4 und 5, Stand 28.09.2012.
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, EEG-Anlagenstammdaten (aktueller Stand), <http://www.50hertz.com/en/165.htm>, Abruf am 18.10.2013.
- [8] Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf, S.35, 2013