

Netzfrequenz als Indikator für die Stabilität des Verbundnetzes

Dr.-Ing. Thomas Gobmaier

Dr. Gobmaier GmbH, Feldmochinger Str. 210 b, D-80995 München
+49 163 701 601 7, tgobmaier@gobmaier.de, netzfrequenzmessung.de

Kurzfassung:

Das europäische Verbundnetz versorgt über 500 Millionen Menschen mit Energie. Die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs war bisher für ein technisches System extrem hoch. Neue Herausforderungen wie die Energiewende, Internationalisierung des Energiehandels sowie eine Abnahme der direkt angebotenen rotierenden Massen (Generatoren, Turbinen, Motoren) stellen eine Herausforderung für den Netzbetrieb dar. Um Aussagen zur Stabilität des Betriebs machen zu können, wird als Indikator die Netzfrequenz als die einzige netzübergreifende Größe herangezogen. Auf Basis von Messdaten wird gezeigt, dass die kurz-, mittel- und langfristige Stabilität gleichgeblieben bzw. etwas besser geworden ist.

Keywords: Netzfrequenz, Verbundnetz, Stabilität, ENTSO, Regelleistung, Primärregelung, Momentanreserve, Frequenzgradient, admissible rate of change of system frequency (ROCOF)

1 Motivation und Fragestellung

Das europäische Verbundnetz wird von einer unüberschaubar großen Anzahl an Kraftwerken gespeist. Trotz unterschiedlicher Technik und Software in den einzelnen Kraftwerken, sowie unterschiedlichen Anschlussbestimmungen und Ausprägungen der Strombeschaffung in den Regelzonen gilt der Netzbetrieb im Verbund seit vielen Jahrzehnten als sehr stabil. Die Bevölkerung hat sich auf die hohe Zuverlässigkeit eingestellt, wodurch ein Versorgungsausfall je nach Dauer und Größe der betroffenen Regionen erhebliche Schäden und Gefahren mit sich bringen kann.

Das Verbundnetz wurde als Verbindung zwischen Verteilnetzen gegründet. Ziel war der Lastausgleich bzw. die Reduktion der vorzuhaltenden Reserveleistungen. Seither ist es fortwährend Anpassungen unterworfen. In der öffentlichen Diskussion sind diese Veränderungen erst seit der Energiewende. Der in den letzten Jahren zunehmende Stromhandel mit neuen, länderübergreifenden Börsenprodukten, sowie der steigende Einsatz von Frequenzumrichtern auf Verbraucher- und Erzeugerseite gehören zu den aktuellen Herausforderungen, ebenso wie der synchrone Anschluss der Türkei, welcher vorerst nur zur Probe besteht.



Abbildung 1: Mitglieder des Verbands der Netzbetreiber (ENTSO) mit Unterscheidung der direkt gekoppelten Regionen (europäisches Verbundnetz, synchron) sowie der mit Gleichstrom-Verbindungen (DC) an das Netz angeschlossenen Regionen

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO, früher UCTE) arbeitet fortwährend an der Anpassung des Systems, um die Zuverlässigkeit auch zukünftig gewährleisten zu können. So wurde z.B. die Einführung von 15-Minuten Produkten an den Strombörsen forciert, um die mit dem Stundenhandel verbundenen Frequenzschwankungen [1] zu reduzieren. Im Rahmen dieser Arbeit soll geprüft werden, ob mit der Netzfrequenz als Indikator Aussagen zur Veränderung der Stabilität des Netzbetriebs möglich sind, und ob Änderungen der Stabilität im zeitlichen Verlauf erkennbar sind.

2 Netzfrequenz als Indikator

Die Netzfrequenz ist im gesamten synchronen Netzgebiet gleich. Der Spannungszeiger bei 3-phasigem Wechselstrom funktioniert wie eine virtuelle Achse – je größer die Torsion der Achse (Phasenunterschied) zwischen zwei Punkten ist, desto mehr Leistung wird übertragen. So sind alle Erzeuger und Verbraucher im Verbundnetz mit einer virtuellen Achse verbunden, wodurch deren Drehzahl gleich ist, und der Phasenwinkel von der Richtung des Stromflusses (Einspeisung oder Entnahme) abhängig ist.

Wie bei Achsen mit mehreren verteilten Massepunkten gibt es auch im Verbundnetz regionale Oszillationen um die aktuelle Frequenz [2], welche durchaus ungedämpftes Verhalten zeigen und damit den Netzbetrieb gefährden können. Diese können hier nicht behandelt werden, da uns keine Messdaten eines WAM (wide area monitoring) Systems vorliegen.

Die Netzfrequenz ist damit in erster Linie ein Indikator für die Leistungsbilanz des Verbundnetzes. Wird mehr Leistung in das System eingebracht als entnommen, dann wird der Überschuss von den rotierenden Massen (Generatoren, Motoren, Turbinen) in Form von Rotationsenergie (Momentanreserve) aufgenommen, wodurch deren Drehzahl und damit

auch die Frequenz steigt. So ist der Ausfall eines großen Verbrauchers wie z.B. einer Stadt durch einen Frequenzanstieg zu bemerken. Demgegenüber bewirkt ein Kraftwerksausfall einen Frequenzabfall. Die Momentanreserve verlangsamt Frequenzänderungen durch ihre Eigenschaft als Energiespeicher. Um die Frequenz in einem definierten Bereich zu halten, ist eine Regelung zum Ausgleich der Leistungsbilanz notwendig.

2.1 Frequenzhaltung mit Regelleistung

Um die Frequenz konstant zu halten ist die Regelleistung wie ein PI-Regler aufgebaut. Proportional-Anteil (P) und Integral-Anteil (I) des Reglers sind auf zwei Dienstleistungen aufgeteilt.

Der proportionale Anteil (P) wird im Rahmen der Primärregelung (PRL) mit 3.000 MW von europaweit verteilten Kraftwerken und Speichern gestellt. Auf Basis der Abweichung von der Netzfrequenz wird proportional im Bereich von +/- 200 mHz kurzfristig die Leistung reduziert bzw. erhöht. Als reiner P-Regler bleibt immer ein gewisser Regelfehler bestehen. Die Primärregelung kann z.B. bei einem Kraftwerksausfall den Frequenzabfall beenden, indem die Frequenz so lange sinkt bis die Leistung der Primärregelung und die ausgefallene Leistung gleich groß sind. Die Frequenz wird aber nicht wieder auf den Sollwert zurückgeführt.

Hierzu ist die Sekundärregelung (SRL) als I-Anteil des Reglers vorhanden. Dieser integrale Anteil steigt mit der Zeit proportional zum Frequenzfehler und der Dauer in der Regelzone an, welche das Leistungsdefizit oder den Leistungsüberschuss hat. Damit wird die Frequenz auf den Sollwert zurückgeführt. Wenn das im vorherigen Beispiel ausgefallene Kraftwerk danach wieder ans Netz geht, beginnt der Regler auch wieder zu arbeiten. Die Primärregelung gleicht zuerst den Leistungsüberschuss aus, während die Sekundärregelung langsam die Einspeisung wieder auf Null reduziert.

Damit ist die Netzfrequenz ein Indikator für kurzfristige Änderungen in der Leistungsbilanz des Netzes. Längerfristige Vorgänge werden durch die Sekundärregelung bzw. Intraday Geschäfte der Kraftwerksbetreiber ausgeglichen. So sind beispielsweise Fehler in den Prognosen der Photovoltaik Einspeisung nicht im stochastischen Rauschen der Frequenzänderungen der Netzfrequenz zu erkennen.

2.2 Netzzeit

Eine weitere äußere Beeinflussung der Netzfrequenz findet durch die Veränderung der Sollfrequenz für die Sekundärregelung statt. Mit dem Ziel eines langfristigen Mittelwertes von 50,000 Hz wird von swissgrid [3] die Netzfrequenz gemessen. Daraus wird die Netzzeit gebildet, welche sich als Zeitunterschied zwischen der realen Uhrzeit und einer virtuellen Uhr ergibt, welche die Netzfrequenz als Zeitbasis verwendet (50 Netzschwingungen entsprechen einer Sekunde). Wenn die Netzzeit mehr als 20 Sekunden von der realen Zeit abweicht, wird mitternachts der Sollwert der Netzfrequenz für die Sekundärregelung um +/- 10 mHz angepasst (Erhöhung auf 50,010 Hz bei -20 Sekunden und Absenkung auf 49,990 Hz bei +20 Sekunden Abweichung). Dadurch erfolgt eine langsame Anpassung des langfristigen Mittelwertes der Netzfrequenz.

Die gesteuerten Einflüsse der Regelleistung und der Sollwertänderung müssen bei Auswertungen und Systemanalysen bedacht werden, da sie das Systemverhalten deutlich beeinflussen.

3 Datengrundlage

3.1 Netzzeit und Sollwert der Netzfrequenz

Der schweizerische Übertragungsnetzbetreiber swissgrid stellt die Netzzeit [3] sowie den aktuellen Frequenzsollwert [5] im Internet bereit. Die Daten werden etwa alle zehn Sekunden aktualisiert, für die Auswertungen läuft seit Februar 2015 die Erfassung dieser Daten.

3.2 Messwerte der Netzfrequenz

Die Netzfrequenz und der Phasenwinkel werden seit Juli 2011 mit mehreren baugleichen Messgeräten an zwei Orten in Süddeutschland lückenlos erfasst. Die Messgeräte wurden für eine Messgenauigkeit ± 1 mHz bei Sekundenwerten und ± 5 mHz bei 150 ms Messungen entwickelt, um eine Datenbasis für wissenschaftliche Auswertungen des Frequenzverlaufs zu schaffen. Die Messgeräte erfassen jede Einzelwelle. Der Sekundenmittelwert der Einzelmessungen wird synchron zum Sekundenwechsel der GPS-Uhrzeit gebildet, um vergleichbare Messintervalle zu erhalten (weitere Infos unter www.gobmaier.de).

Die Messdaten werden über Ethernet vom Messgerät mit GPS-Zeitstempel abgerufen und zur weiteren Verarbeitung gespeichert. Vor den Datenanalysen findet eine Validierung der Messwerte statt, um lokale Schalthandlungen im Netz, Kurzunterbrechungen oder Stromausfälle erkennen und gegen ungestörte Messwerte des anderen Standorts ersetzen zu können. Die aktuelle Netzfrequenz wird auf einen Server hochgeladen und kann unter www.netzfrequenzmessung.de abgerufen werden.

Die Messgeräte sind europaweit im Einsatz um z.B. Batteriespeichern oder Biogasanlagen die Teilnahme am Markt für Primärregelleistung zu ermöglichen. Sie werden auch in Pilotprojekten zur automatischen Frequenzentlastung (AFE bzw. fast frequency response FFR) eingesetzt.



Abbildung 2: Messgerät mit Trafo zur Hutschienenmontage

4 Methodik und Ergebnisse

Die sehr seltenen großen Blackouts sind mit statistischen Methoden nicht zu erfassen, da sie meist nur im Zusammenspiel aus mehrfachen technischen und menschlichen Versagen entstanden sind. Durch die im Kapitel 1 beschriebenen Systemveränderungen kann die Stabilität eines Systems reduziert werden. Dann kann das Versagen einer Komponente ggf. nicht mehr abgefangen werden, und es gibt einen Blackout. Zur Untersuchung einer Veränderung der Zuverlässigkeit soll das Frequenzverhalten des Verbundnetzes hinsichtlich kurz-, mittel- sowie langfristigen Abweichungen sowie systematischen Frequenzfehlern analysiert werden.

4.1 Verhalten der Netzfrequenz im Beobachtungszeitraum

Im normalen Netzbetrieb sind Abweichungen von +/- 200 mHz vom Sollwert 50,0 Hz vorgesehen, diese wurden in der ausgewerteten Messperiode vom Juli 2011 bis Dezember 2016 nie erreicht. Maximum und Minimum der Netzfrequenz traten jeweils nachts um den Stundenwechsel im Winter auf:

- Maximale Netzfrequenz: 50,164 Hz am Dienstag den 13.12.2011 um 23:52:54 Uhr
- Minimale Netzfrequenz: 49,849 Hz am Dienstag den 17.01.2012 um 23:02:08 Uhr

Es ist zu vermuten, dass diese Abweichungen durch den stündlichen Stromhandel entstanden sind. Die Netzlast nimmt abends kontinuierlich ab, wobei durch den Stundenhandel immer die in der Stunde verkaufte Leistung (entsprechend dem mittleren Strombedarf der Stunde) von den Kraftwerken eingespeist wird. Dies führt dazu, dass zum Ende der Stunde zu viel Leistung in das Netz eingespeist wird, wodurch die Netzfrequenz steigt. Zum Stundenwechsel reduzieren die Kraftwerke die Leistung auf den Wert der nächsten Stunde, was in den ersten Minuten zu einer Unterspeisung des Netzes führt - die Netzfrequenz sinkt. Da nachts weniger Kraftwerke am Netz sind, wirkt sich ein Leistungssprung zum Stundenwechsel deutlich stärker als tagsüber aus, da die überschüssige Energie auf weniger rotierende Massen verteilt wird.

In Abbildung 3 sind Minimum, Maximum und Mittelwert der Netzfrequenz der gesamten Messperiode auf Wochenbasis dargestellt. Durch die Regelung der Netzfrequenz ist der Mittelwert immer nahe am Sollwert, die Minima und Maxima bleiben fortwährend in einem ähnlichen Bereich. Betrachtet man die Differenz zwischen Minima und Maxima, dann zeigt sich, dass die erhöhten Werte im Winter 2011/2012 seither nicht wieder vorkamen. Dies ist möglicherweise durch die Einführung der Viertelstundenprodukte zu erklären.

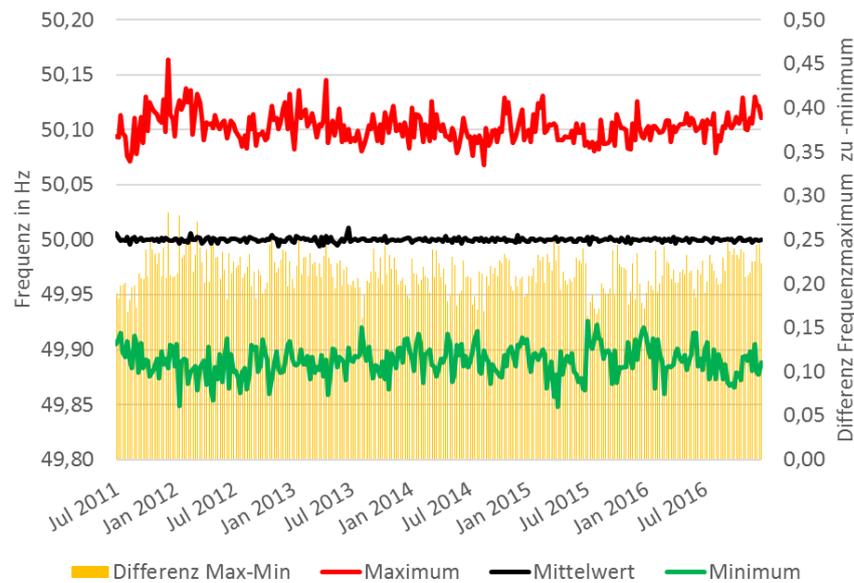


Abbildung 3: Minimum, Maximum und Mittelwert der Netzfrequenz von Juli 2011 bis Dezember 2016

4.2 Kurzfristig Frequenzeinbrüche

Die ENTSO nutzt als Indikator für die Netzstabilität die zulässige Frequenzänderungsrate RoCoF (admissible rate of change of system frequency) [4]. Bei sehr hohen Frequenzänderungsraten z.B. beim Ausfall mehrerer Großkraftwerke oder einer großen Übertragungsleitung besteht die Gefahr, dass die Regelleistung nicht ausreicht bzw. nicht schnell genug aktiviert werden kann, um die Frequenz im normalen Betriebsbereich von 50,20 Hz bis 49,80 Hz zu halten. Erst bei einer Unterschreitung von 49,0 Hz findet als letztes Hilfsmittel gegen eine gesamte Abschaltung des Netzes der Abwurf von Verbrauchern statt.

Auf Basis sekundlicher Messwerte der Netzfrequenz wurden die Frequenzänderungsraten im Sekundenbereich ermittelt und hinsichtlich Größe und Häufigkeit untersucht. Im Folgenden werden zwei Beispiele für größere Änderungsraten gezeigt und kurz diskutiert.

Abbildung 4 zeigt einen Frequenzeinbruch am Abend des 26.04.2016, welcher auf den ersten Blick wie ein Messfehler aussieht. Bei höherer zeitlicher Auflösung in Abbildung 5 zeigt sich jedoch, dass innerhalb weniger Sekunden ein Frequenzeinbruch um 93 mHz stattgefunden hat.

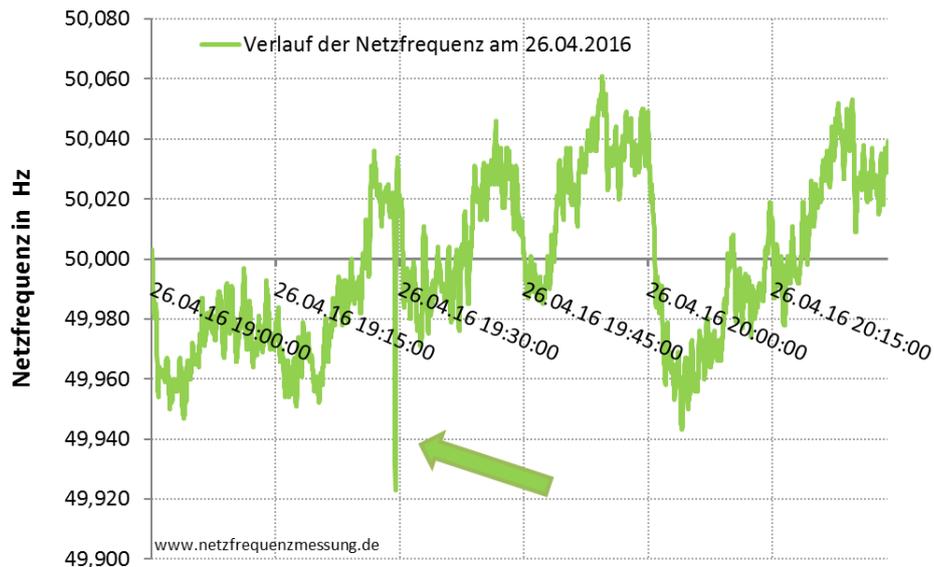


Abbildung 4: Frequenzeinbruch am Abend des 26.04.2016

Die Interpretation der Daten lässt den folgenden Ablauf vermuten. Gegen 19:29:20 Uhr fällt eine Kraftwerkseinheit oder Verbindungsleitung zu einem größeren Kraftwerksstandort aus. Mittels einer Simulation konnte gezeigt werden, dass dieser Frequenzgradient von 32 mHz/s nur bei Leistungen über 1 GW auftreten kann.

Um 19:29:25 Uhr stagniert der Ausfall kurz und die Frequenz steigt wieder an, augenscheinlich wurde die Leistung wieder kurz zugeschaltet. Danach folgt wieder ein Frequenzabfall, diesmal mit geringerem Gradienten, da die Primärregelleistung bereits teilweise aktiv ist.

Um 19:29:28 Uhr ist der geringste Frequenzwert erreicht, danach scheint die vorher weggefallene Leistung wieder am Netz zu sein, die Frequenz steigt wieder an. Danach ist ein Überschwinger zu beobachten, welcher durch die verzögerte Wegnahme der Primär- und der bereits aktivierten Sekundärregelleistung zu erklären ist.

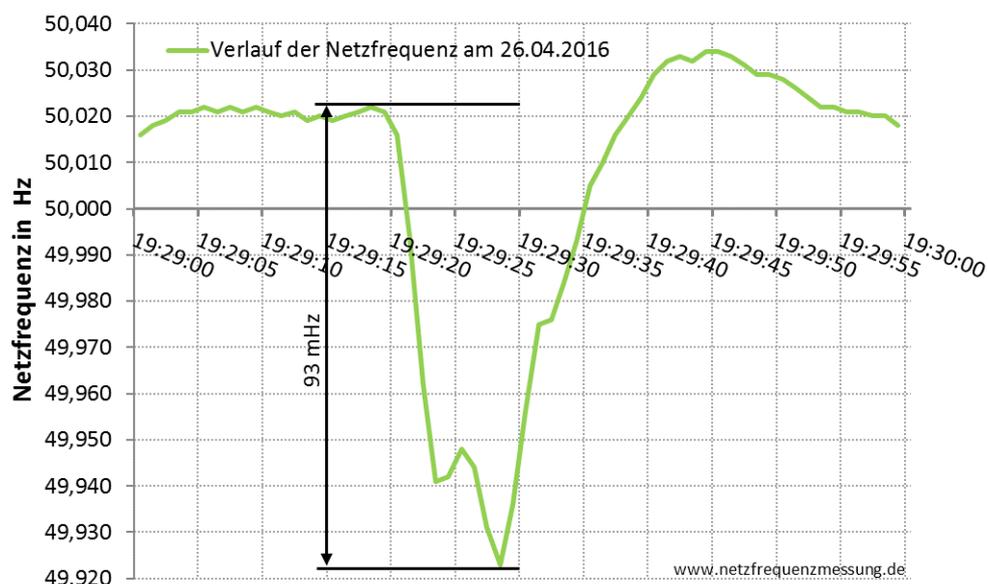


Abbildung 5: Frequenzeinbruch am 26.04.2016 gegen 19:29 Uhr UTC

Zur Klärung der Frage, welche Auswirkungen ein längeres Ausbleiben der Leistung auf die Frequenz gehabt hätte, wurden Simulationsrechnungen durchgeführt. Diese ergaben, dass dieser Leistungsabfall nicht kritisch für das Netz gewesen wäre, da die Netzfrequenz bei ca. 49,8 Hz stabilisiert worden wäre.

Kurzfristige Ausfälle von Kraftwerken oder Verbindungsleitungen zu großen Offshore Windkraftstandorten werden nicht veröffentlicht. Daher konnte der Grund für diesen Frequenzeinbruch nicht ermittelt werden.

Das zweite Beispiel vom 13.07.2014 in Abbildung 6 zeigt einen anderen Verlauf der Netzfrequenz. Während eines Frequenzanstiegs von ca. 50 mHz bricht die Frequenz kurzfristig ein, um dann mit einem Gradienten von 40 mHz/s wieder zu steigen.

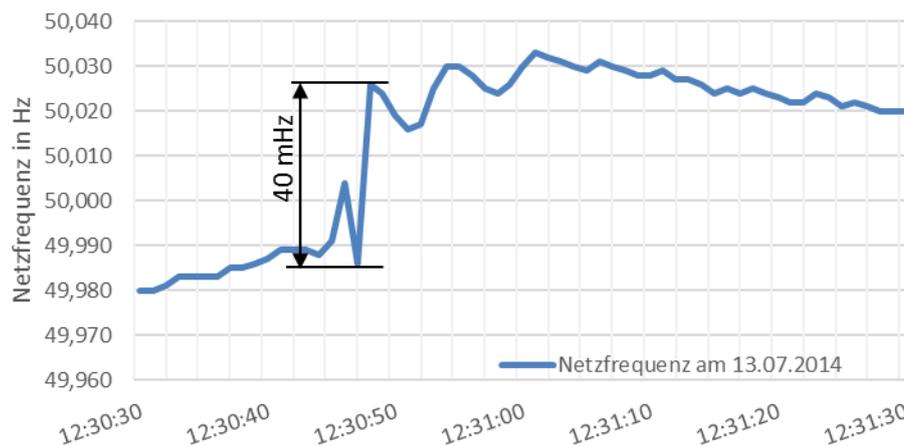


Abbildung 6: Frequenzeinbruch am 13.07.2014 gegen 12:30 Uhr UTC

Das im Frequenzverlauf sichtbare Nachschwingen führt zu der Vermutung, dass eine kurzfristige Netztrennung einer größeren Erzeugungseinheit oder eines Teils des Verbundnetzes stattfand. Das darauffolgende Wiederverbinden führte zum Ausgleich der in den rotierenden Massen gespeicherten Energie und zu dem Nachschwingen.

4.3 Mittelfristiges Frequenzverhalten

Die sekundlichen Messwerte werden hinsichtlich Dauer und Höhe der Abweichung im Minutenbereich analysiert. Die Höhe der Frequenzabweichung ist ein Indikator für die Größe des Leistungsdefizits im Netz. Die Dauer der Abweichung ist ein Indikator wie schnell das Netz das Leistungsdefizit ausgleichen kann, bzw. ob das Defizit fortwährend steigt. Beispielsweise schalten um den Zeitpunkt der abendlichen Dämmerung herum immer mehr Verbraucher das Licht ein, wodurch der Unterschied zwischen Standardlastprofil und Verbrauch mit der Zeit steigt. In diesem Fall muss die Regelleistung immer wieder nachregeln, wodurch die Frequenzabweichung länger anhält.

Da weder das Verbraucherverhalten noch das Einspeiseverhalten (Prognosefehler und Kraftwerksausfälle) vorher bekannt sind, zeigt die Netzfrequenz fortwährend kleine zufällige Abweichungen um die 50,0 Hz. Nur Abweichungen, welche dieses Rauschen deutlich überschreiten, werden berücksichtigt.

Addiert man die Anzahl an Minuten pro Monat mit einer Frequenzabweichung von über 75 mHz (37,5 % des Regelbereichs der Primärregelung) bzw. von über 100 mHz (50 % des Regelbereichs), so ergibt sich das in Abbildung 7 gezeigte Bild. Es zeigt sich, dass sowohl die positiven als auch die negativen Abweichungen in den Jahren 2011 und 2012 deutlich häufiger als in den Folgejahren waren.

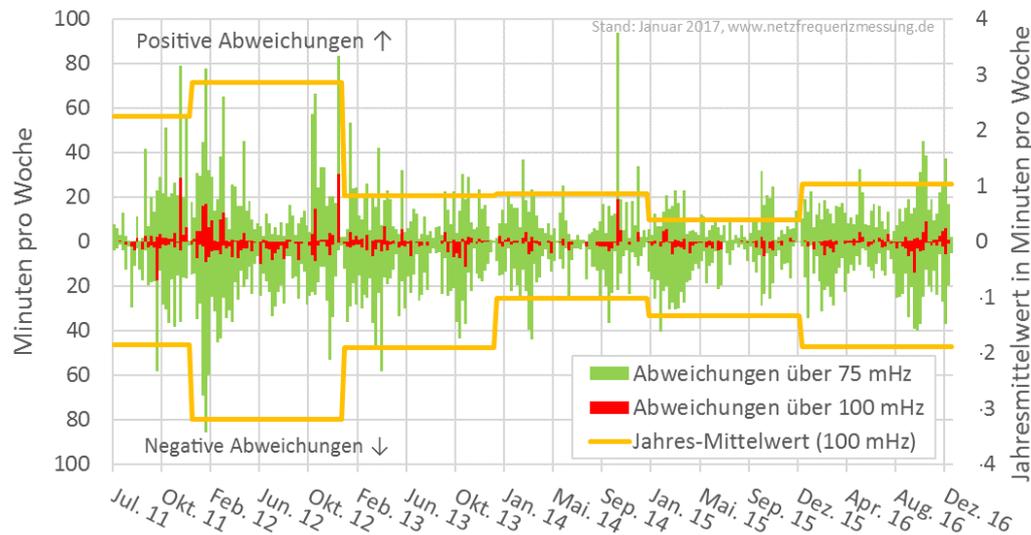


Abbildung 7: Anzahl der Minuten pro Woche mit Frequenzabweichungen über 75 mHz bzw. 100 mHz

Bildet man einen Jahresmittelwert der Minuten mit Frequenzabweichungen über 100 mHz (orange Linie), so zeigt sich, dass ab dem Jahr 2013 eine sprunghafte Reduktion auftrat. Dies kann als eine Verbesserung der Stabilität gewertet werden, da damit auch die Zeit steigt, in der die Regelenergie zu mehr als 50 % zum Ausgleich von Störungen verfügbar ist.

4.4 Langfristige Frequenzverhalten

Auf Basis der Frequenzmessdaten wird die Netzzeit (vgl. Kapitel 2.2) als kumulierte Abweichung von 50,0 Hz gebildet. Es wird geprüft, wie häufig und in welche Richtungen eine Anpassung des Sollwerts der Sekundärregelung durchgeführt werden musste, und wie lange für die Rückführung der Netzzeitabweichung auf Null Sekunden benötigt wird. Damit lässt sich erkennen, ob systematische Über- oder Unterspeisungen vorliegen.

Im gesamten Betrachtungszeitraum von Februar 2015 bis Dezember 2016 (713 Tage) war an 85 Tagen (12 %) ein Sollwert von 50,010 Hz gesetzt um eine negative Netzzeitabweichung zu korrigieren, und an 98 Tagen (14 %) ein Sollwert von 49,990 Hz um eine positive Netzzeitabweichung auszugleichen. An den restlichen Tagen lag der Sollwert bei 50,000 Hz. Eine Monatsbilanz der Anzahl an Tagen mit einem von 50,0 Hz abweichenden Sollwert ist in Abbildung 8 dargestellt.

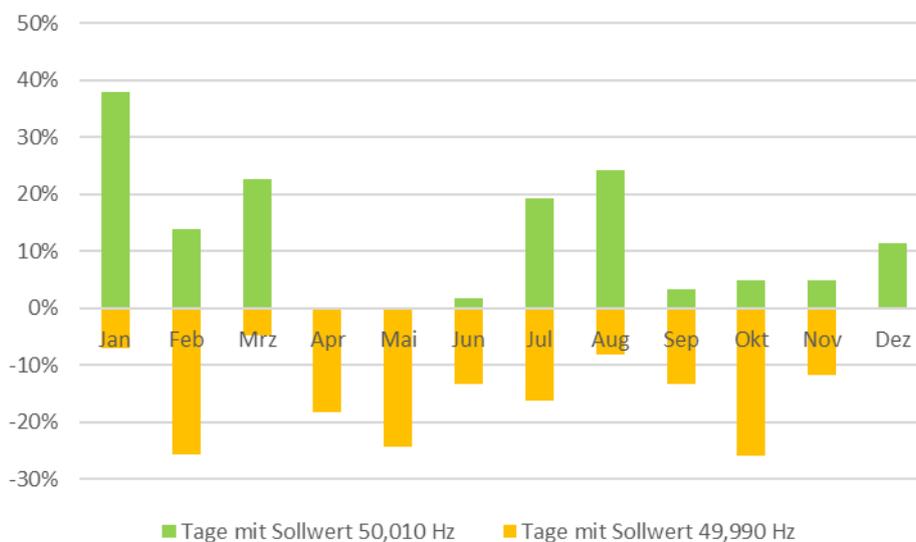


Abbildung 8: Anteil der Tage pro Monat, in denen der Sollwert der Netzfrequenz von 50,0 Hz abweicht (Beobachtungszeitraum Feb. 2015 bis Dez. 2016)

Auffällig ist die geringe Anzahl an Tagen mit 50,010 Hz (grün) von April bis Juni und vom September bis November. So ein Verhalten könnte entstehen, wenn bei unterschiedlichen Kosten für positive und negative Regelleistung die Anlagenbetreiber tendenziell zu geringe Prognosen abgeben. Dadurch würde mehr Energie als prognostiziert eingespeist, die Netzfrequenz läge häufiger oberhalb von 50,0 Hz, wodurch die die Netzzeitabweichung steigt.

In Abbildung 9 sind die Auswirkungen der Änderung des Sollwertes der Netzfrequenz für die Sekundärregelleistung auf die Netzzeitabweichung dargestellt. Die y-Achse für die Netzzeitabweichung ist dabei invertiert. Es zeigt sich deutlich, dass bei einer Unterschreitung von -20 Sekunden Abweichung der Sollwert erhöht wird, und nach Zurückführung in den Bereich um Null Sekunden Abweichung wieder auf 50,0 Hz zurückgesetzt wird (ebenso wird der Sollwert bei über 20 Sekunden Abweichung auf 49.990 Hz gesetzt). Darüber hinaus sieht man, dass der Regeleingriff die Netzzeitabweichung meist in wenigen Tagen zurückführt.

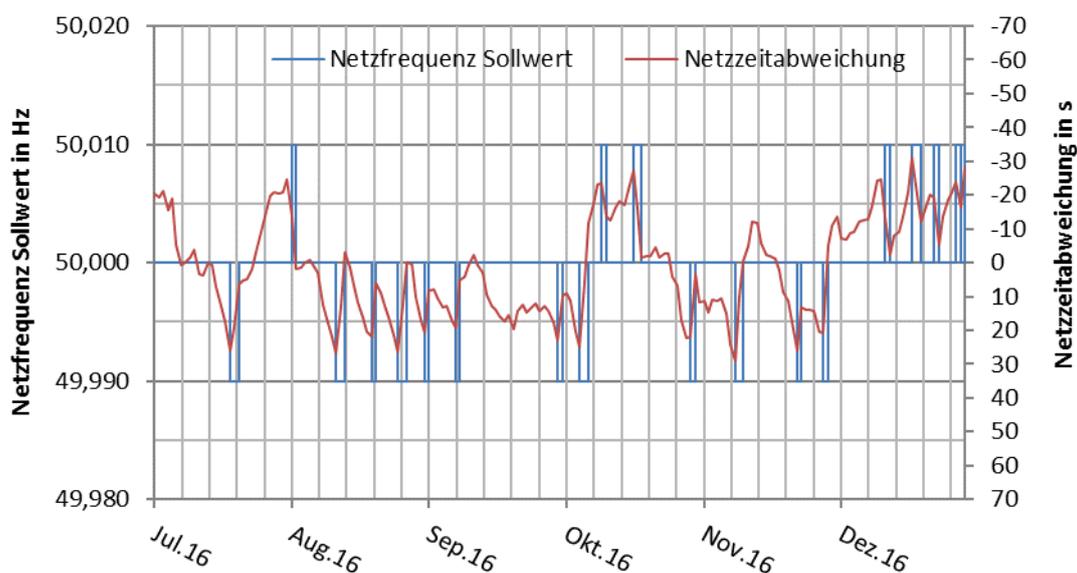


Abbildung 9: Netzzeitabweichung

Der zeitliche Verlauf der Netzzeitabweichung seit Juli 2011 in Abbildung 10 zeigt, dass Netzzeitabweichungen von über einer Minute möglich sind. Seit Juli 2013 sind jedoch keine höheren Abweichungen als +/-60 Sekunden mehr aufgetreten.

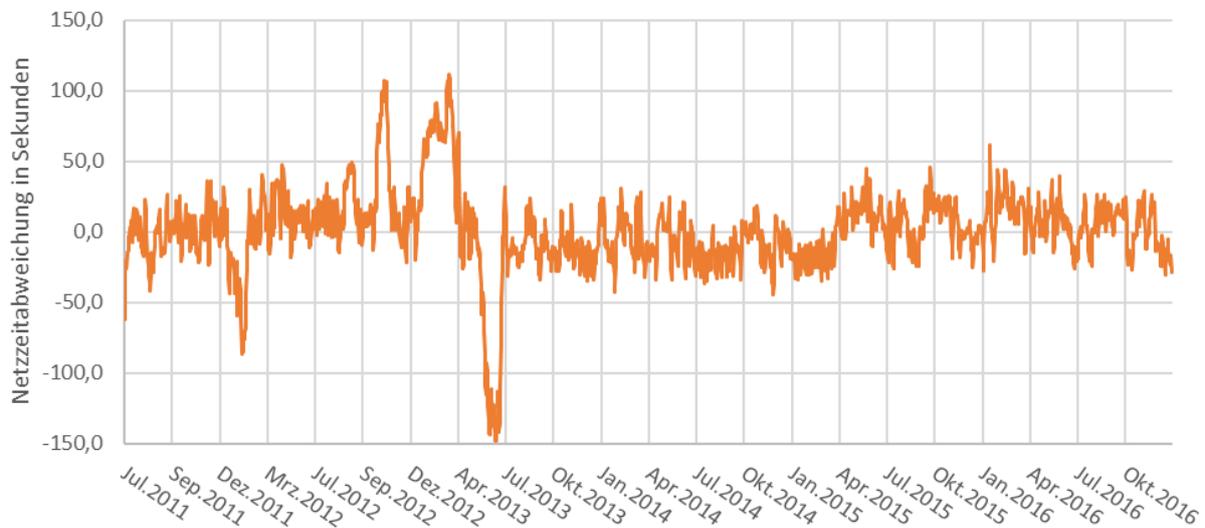


Abbildung 10: Verlauf der Netzzeitabweichung seit Juli 2011

4.5 Systematische Abweichungen

Das Rasterdiagramm in Abbildung 11 zeigt die Frequenzabweichung als eine senkrechte Linie aus farbig kodierten Minutenwerten pro Tag. Die Zeitachse verläuft von oben (0:00 Uhr) nach unten (23:59 Uhr). Die Tage des Aufzeichnungszeitraums Juli 2011 bis Dezember 2016 sind nebeneinander angeordnet, so dass auf einen Blick die Daten von ca. 5 ½ Jahre betrachtet werden können.

Deutlich sichtbar ist die abendliche Dämmerung als sinusförmige Störung, welche im Winter bei ca. 20 Uhr UTC auftritt und im Sommer bei ca. 16 Uhr UTC. Durch die starren Standardlastprofile (Haushalte und GHD) ergeben sich systematischen Frequenzfehler, da der Lastanstieg durch das Anschalten der Beleuchtung mit dem Sonnenuntergang zu unterschiedlichen Zeiten im Jahr stattfindet. Dieser Effekt ist auch morgens zu erkennen, allerdings mit deutlich geringeren Auswirkungen.

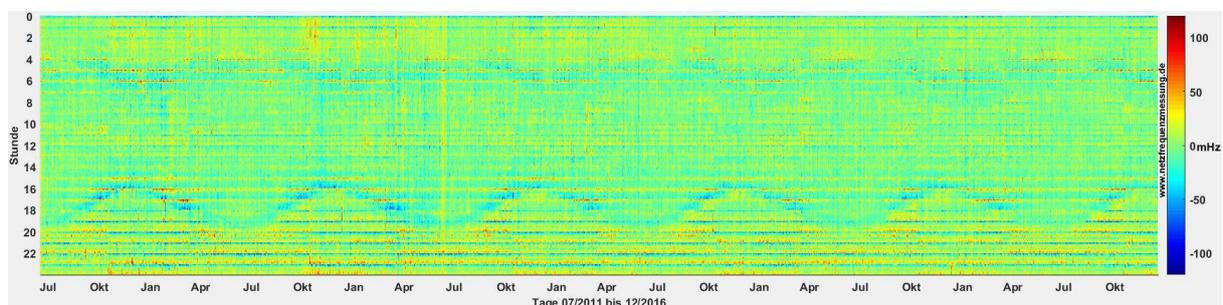


Abbildung 11: Rasterdiagramm der Netzfrequenzabweichung von Juli 2011 bis Dezember 2016

Die Auswirkung des Stundenhandels an der Strombörse sind an den waagrechten Linien zu erkennen. Diese Linien zeigen einen Wechsel von Unter- zu Überfrequenz bei steigender

Verbraucherlast am Morgen bzw. Über- zu Unterfrequenz bei sinkender Verbraucherlast am Abend (vgl. Abbildung 12). Dieses Verhalten tritt immer auf, wenn der Verbraucherlastgang große Gradienten [1] zeigt.

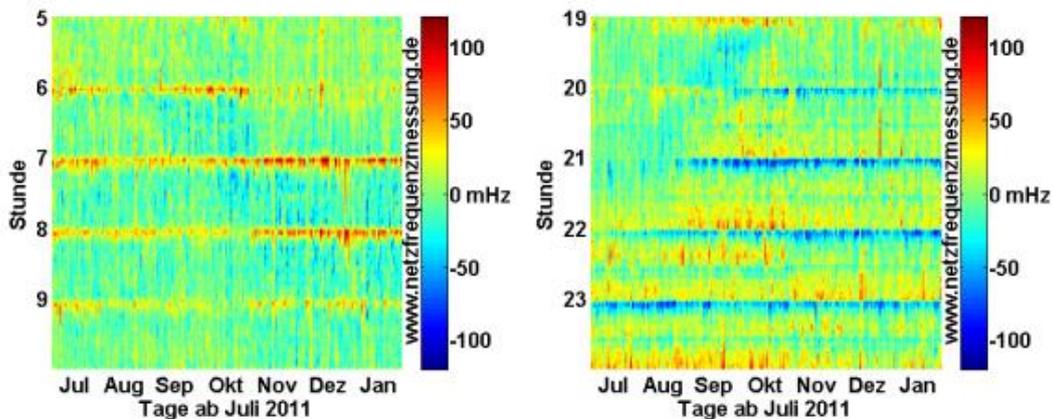


Abbildung 12: Rasterdiagramm der Morgenstunden (links) und der Abendstunden (rechts) von Juli 2011 bis Januar 2012

In einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft wurde ein Modell entwickelt, welches das durch den Stundenhandel verursachte Muster in der Netzfrequenz erkennt [6] und als relative Zahl (normierter Sägezahnfaktor) ausgibt. Die Darstellung dieser Größe in Abbildung 13 zeigt einen deutlichen Rückgang dieses Musters in den letzten Jahren, was durch die Einführung des Viertelstundenhandels und der damit einhergehenden besseren Abbildung der Gradienten im Verbraucherlastgang zu erklären ist.



Abbildung 13: Normierter Sägezahnfaktor (Quelle: FfE [6])

Trotz des Rückgangs der Auswirkungen des Stundenhandels sind immer noch systematische Abweichungen von der Netzfrequenz vorhanden, welche regelmäßig mehr als 50 % der Primärregelleistung belegen.

5 Zusammenfassung und Fazit

Die Betrachtung der Stabilität eines Verbundnetzes erfordert die Unterscheidung nach der Stabilität im normalen Netzbetrieb und nach einzelnen Störfällen. Extremwetter, Kraftwerksausfall oder der Wegfall ganzer Leitungstrassen können nicht vorhergesagt werden. Dennoch zeigen diese bei einem im Normalbetrieb robusten Netz geringere Auswirkungen wie bei einem Netz, welches fortwährend an den Grenzen seiner Regelung arbeitet.

Die Auswertungen von Juli 2011 bis Dezember 2016 zeigen, dass es keine starken Änderungen im Betrieb des Verbundnetzes gegeben hat. Betrachtet man die monatlichen Minuten mit Frequenzabweichungen über 100 mHz, dann zeigt sich, dass die Primärregelleistung seltener als in den ersten Jahren der Aufzeichnung zu mehr als 50 % ausgelastet ist. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass dem System heute noch häufiger die gesamten 3 GW Primärregelleistung zur Verfügung stehen, wodurch der Ausfall eines größeren Kraftwerks oder eines Offshore Windparks zu geringeren Frequenzabweichungen führt.

Die Erhaltung und Verbesserung der Stabilität ist jedoch kein Selbstregelleffekt, sondern liegt an verschiedenen von der ENTSO und den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Maßnahmen, wie der Einführung von Viertelstundenprodukten im Strommarkt. Weitere Maßnahmen werden bereits diskutiert, beispielsweise die Nutzung von Smart Meter Daten anstelle von Standardlastprofilen bei Haushalten und Gewerbe, um den Einfluss der Dämmerung besser abbilden zu können.

Einzelne Blackouts können durch ein stabiles Netz nicht verhindert werden, wenn der Netzbetrieb auch bezahlbar bleiben soll. Die kontinuierliche Anpassung des Verbundnetzes an die Herausforderungen ist aber ein wichtiger Faktor, um die Stabilität des Netzbetriebs beizubehalten bzw. zu verbessern, und damit die Wahrscheinlichkeit und Größe von Blackouts zu reduzieren.

Literatur

- [1] Weißbach, Tobias: Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen. Dissertation am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart, 2009. „http://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/1840/1/Diss_Weissbach.pdf“
- [2] Korba, Petr: Dynamische Stabilität der Europäischen Übertragungsnetze - Weitbereichsüberwachung und Regelung. ETG-Fachtagung, 2. Jahrestagung Fachgruppe Neue erneuerbare Energien, 4. Dez. 2013. „<http://pd.zhaw.ch/publikation/upload/205725.pdf>“
- [3] Swissgrid: Website mit Darstellung der Netzfrequenz und der Netzzeit. „<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/frequency.html>“
- [4] Task force with members from REE, Terna, TransnetBW, 50Hertz Transmission, RTE, Swissgrid and Energinet.dk: Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors. RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, ENTSOE, March 2016. „https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf“
- [5] Swissgrid: Website zum Wide Area Monitoring „<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/wam.html>“
- [6] Fattler, Steffen; Pellingner, Christoph: Influence of the time discrete trade of electricity on the demand for secondary control reserve. “<https://www.ffe.de/publikationen/560-zusammenhang-zwischen-fahrplanbetrieb-und-sekundaerregelleistungsbedarf-nachgewiesen>”. 10. Enerday in Dresden, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, April 2015