

Universität Stuttgart
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik



Neuer Ansatz zur Dämpfung von Frequenzpendelungen im Übertragungsnetz durch Elektromobilität

von

Alexander Probst

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart
Tel: 0711 685 69196
Email: alexander.probst@ieh.uni-stuttgart.de

Das europäische Übertragungsnetz sah sich immer wieder starken Veränderungen ausgesetzt. Insbesondere die zunehmende Vernetzung von vorher getrennten Netzregionen führt zu dem Phänomen der Frequenzpendelung, bei der weit auseinanderliegende Netzregionen gegeneinander oszillierende Netzfrequenzen aufweisen. Dies kann im schlimmsten Fall zu einem Aufschwingen führen, das letztlich zu einer Aufspaltung der Netze und sogar zu Lastabwurf und damit zu flächendeckenden Stromausfällen führen kann.

Diese Arbeit untersucht, in wieweit Elektromobilität und andere steuerbare Lasten das Potential haben Frequenzpendelungen zu dämpfen. Zu diesem Zweck wird ein vereinfachtes Modell des europäischen Verbundnetzes entworfen, anhand dessen verschiedene Regelkonzepte zur Steuerung der Lasten implementiert und analysiert werden können.

Der zunehmende Ausbau des Übertragungsnetzes und der vermehrte Energiehandel führen immer häufiger zu Problemen durch Frequenzpendelungen. Dabei kann es passieren, dass die eigentlich synchrone Netzfrequenz, mit der die Spannung an jedem Netzknoten 50 Mal pro Sekunde ihre Polarität wechselt, auf einmal asynchron wird und in voneinander entfernten Regionen gegeneinander pendelt. Beobachtungen zeigen, dass beispielsweise in Spanien eine Frequenz leicht unter 50 Hz vorkommen kann, während zur gleichen Zeit in Griechenland eine Frequenz leicht oberhalb von 50 Hz gemessen wird. Wenige Sekunden später kehrt sich das Verhalten um und die Netzregionen pendeln gegeneinander. Diese Pendelungen sind mit alternierenden Leistungsflüssen im Übertragungsnetz verbunden. Wird die Pendelung größer, nehmen ebenso die Leistungsflüsse zu, wodurch Leitungen überlastet werden können, was bereits zur Auftrennung des Übertragungsnetzes und zu lokalen Lastabwürfen und damit Stromausfällen geführt hat. Eine Aufzählung größerer Störungen, die durch Frequenzpendelungen verursacht wurden, kann in [1] gefunden werden.

Heutzutage wird versucht Frequenzpendelungen mit sogenannten Power System Stabilizers (PSS) [2] zu dämpfen. Diese werden an bestimmten Kraftwerken im Verbundnetz eingesetzt, bei denen der Einfluss auf Frequenzpendelungen am größten vermutet wird. Dabei wird der Erregerstrom des Synchrongenerators in einer Art und Weise geregelt, um Frequenzpendelungen zu reduzieren. Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz von leistungselektronischen Elementen, wie FACTS (Flexible AC Transmission Systems), die in der Lage sind den Lastfluss gezielt zu beeinflussen. Der hier vorgestellte neue Ansatz, welcher auch in [3] beschrieben wird, konzentriert sich auf die Möglichkeit bei Auftreten von Frequenzpendelungen kurzfristig gezielt Lasten zu erhöhen und zu vermindern, so dass den oszillierenden Lastflüssen im Übertragungsnetz entgegengewirkt werden kann.

Simulationsmodell

Um Frequenzpendelungen in geeigneter Weise nachbilden zu können, ist es notwendig ein vereinfachtes Netzmodell des Übertragungsnetzes abzuleiten. Die Eingangsgrößen sind dabei Leistungsabnahmen der regelbaren Verbraucher, wie zum Beispiel Elektroautos. Die Ausgangsgrößen des Netzmodells bilden die Frequenzen in den verschiedenen Netzregionen ab. Dazu wird das europaweite

UCTE Netz mit fünf zusammengefassten Generatoren mit jeweils einer eigenen Frequenz, wie in Abb. 1 dargestellt und in [4] vorgeschlagen, abgebildet.

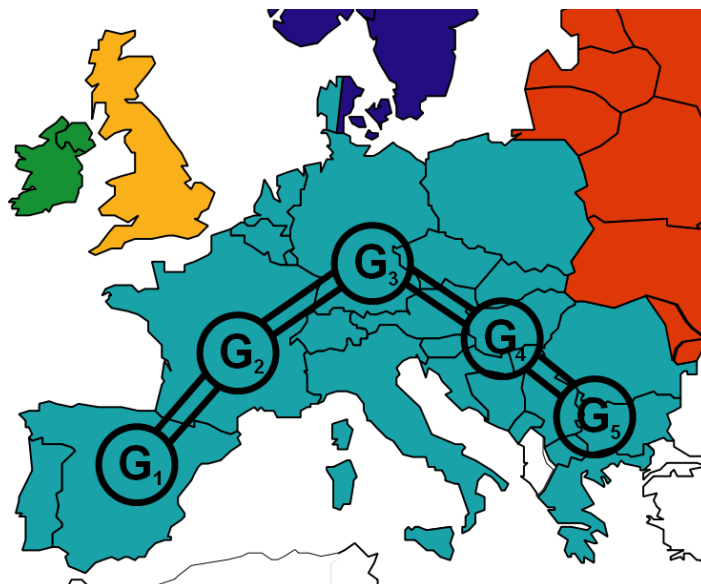


Abb. 1 Vereinfachtes Fünf Generatoren Modell für das Übertragungsnetz

Die Generatoren mit ihrer jeweiligen Dynamik und das Netz können über Differential-Algebraische Gleichungen (DAE) modelliert werden. Durch Berücksichtigung vieler Einflussfaktoren kann in der Netzberechnungssoftware PowerFactory von der DigSILENT GmbH ein sehr genaues Modell der Generatoren erfolgen. Die Bestimmung der Parameter des Modells, wie beispielsweise die Generatorgrößen und Leitungslängen, erfolgt an real gemessenen Frequenzen im europäischen Verbundnetz nach beispielsweise einem Kraftwerksausfall. Besondere Merkmale des Frequenzverlaufs sind die Amplitude und Periodendauer der Pendelungen, die üblicherweise drei bis vier Sekunden beträgt und maßgeblich durch die Ausdehnung des Verbundnetzes bestimmt ist.

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis einer Simulation eines Kraftwerksausfalls von 2 GW in der Region G1.

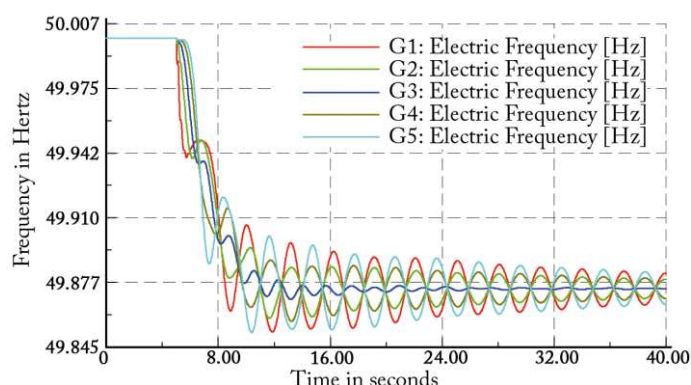


Abb. 2 Simulierte Frequenzpendelung nach Kraftwerksausfall in Region G1

Es wird deutlich, dass aufgrund des Ausfalls die Frequenz bei G1 als erstes abfällt. Kurz darauf folgen die Frequenzen G2 bis G5, da das Leistungsdefizit nun von allen Generatoren ausgeglichen wird. Aufgrund der Unterstützung der anderen Generatoren erholt sich die Frequenz bei G1 als erstes und steigt etwas an während sie in den anderen Netzen noch fällt. Dies initiiert die Frequenzpendelung, welche ohne Dämpfung nicht abklingt. Die durchschnittliche Frequenz stabilisiert sich jedoch schnell aufgrund der Primärregelung der Kraftwerke bei 49,877 Hz.

Ansatz für Lastregelung

Das Ziel der Lastregelung ist nicht das Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung oder die Rückführung der Frequenz auf 50 Hz. Dafür sind Primär- und Sekundärregelung zuständig. Die Lastregelung soll ausschließlich die Frequenzpendelung dämpfen. Als Eingangssignal dient dabei für jede einzelne Last nur eine lokale Frequenzmessung, so dass für dieses Regelkonzept keine Kommunikation erforderlich ist. Um anhand einer lokalen Frequenzmessung eine Frequenzpendelung zu erkennen, kann das gemessene Signal tiefpassgefiltert werden, um eine mittlere Frequenz zu gewinnen. Diese mittlere Frequenz kann mit der eigenen Frequenz verglichen werden und dient dem Regler als Sollwert, um die Pendelung zu dämpfen. Das Reglermodell ist in Abb. 3 dargestellt.

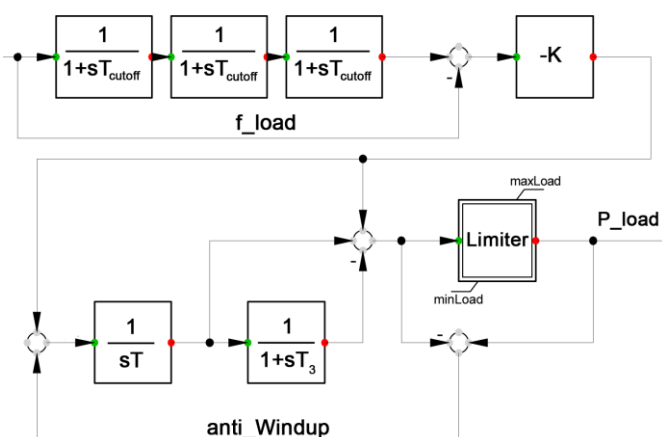


Abb. 3 Übersicht über Reglerstruktur mit Frequenzmessung als Eingangsgröße und Verbrauchsleistung als Ausgangsgröße

Die mittlere Frequenz wird über drei PT1 Tiefpassfilter mit einer Grenzfrequenz von 1 Hz berechnet. Anschließend wird die Differenz zur eigentlichen Frequenz gebildet. Diese Frequenzabweichung wird von einem Proportional-Integral Regler verarbeitet. Das Ausgangssignal des Reglers wird über einen Begrenzer beschränkt, um die zur Verfügung stehende Leistungsreserve der regelbaren Lasten nachzuempfinden. Aufgrund des Begrenzers ist für den Integrator-Anteil des Reglers zusätzlich ein sogenanntes Anti-Windup (vgl. [5]) notwendig, so dass der Integrator nur integriert, solange der Regler nicht durch den Begrenzer beschränkt wird. Schlussendlich wird ein zusätzliches PT1 Glied mit der Zeitkonstante T3 parallel geschaltet, um langfristig im eingeschwungenen Zustand das Reglersignal wieder auf 0 zurückzuführen. Denn im eingeschwungenen Zustand sollen die regelbaren Lasten nicht weiter beeinflusst werden, so dass Primär- und Sekundärregelung die Frequenz ungehindert und

selbstständig zurückführen können. Dazu wird die Zeitkonstante T_3 im Vergleich zu den restlichen Zeitkonstanten sehr langsam eingestellt, so dass eine unmittelbare Regelung im Sekundenbereich nicht beeinflusst wird.

Ergebnisse

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse ohne Regelung in Blau und mit Regelung in Gelb. Auf der linken Seite ist dabei nur in einer der Netzregionen eine geregelte Last implementiert. Auf der rechten Seite sind in jeder Netzregion geregelte Lasten.

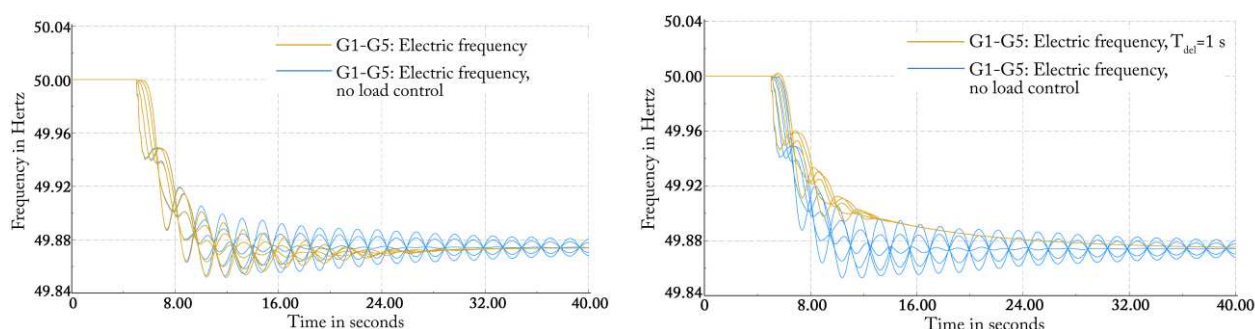


Abb. 4 Einschwingverhalten mit gesteuerten Lasten in einer Netzregion (links) und in allen Netzregionen (rechts)

Es wird in beiden Fällen deutlich, dass die geregelten Lasten zu einer deutlichen Dämpfung von Frequenzpendelungen beitragen können. Bei Implementierung in nur einer Region ist die Pendelung nach in etwa 24 Sekunden abgeklungen. Bei Implementierung von regelbaren Lasten in allen Regionen ist das System bereits nach 14 Sekunden eingeschwungen. Abbildung 5 zeigt exemplarisch den Leistungseinsatz der Regelung, der auf ± 20 MW beschränkt ist.

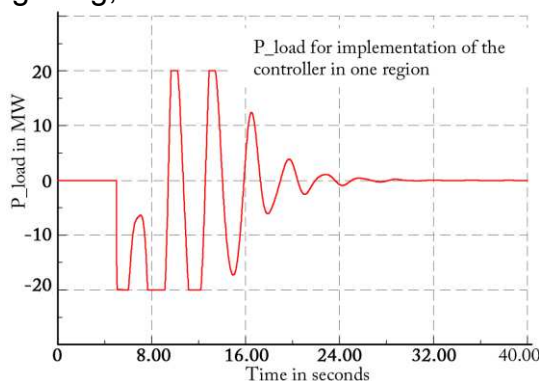


Abb. 5 Änderung der Verbrauchsleistung zur Dämpfung von Frequenzpendelungen

Dabei treten auch negative Werte auf. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es sich um eine Einspeisung handelt, sondern vielmehr, dass hier die aufgenommene Leistung reduziert wird. Bei positiven Werten wird die aufgenommene Leistung erhöht. Bei einer Ladeleistung von Elektroautos von 3 kW, welches über eine normale Steckdose ohne weiteres bewerkstelligt werden kann, wären bei 40 MW Regelleistung ohne Rückspeisung ca. 13.000 Fahrzeuge am Netz in Europa zum ausregeln notwendig.

Jedoch ist dabei zu berücksichtigen, dass nicht immer alle Elektroautos am Netz angeschlossen sind. Sollten in naher Zukunft beispielsweise die Fahrzeuge hauptsächlich zu Hause geladen werden, befinden sich zur Mittagszeit nur ein Bruchteil der Fahrzeuge am Netz. Doch selbst, wenn man die Anzahl der nötigen Fahrzeuge verzehnfacht, ist dies durchaus eine Zahl an Fahrzeugen, die in Europa in nächster Zeit realistisch erscheint.

Zusammenfassung

Es konnte gezeigt werden, dass durch kurzfristige Regelung von Lasten Frequenzen signifikant gedämpft werden können. Solche regelbaren Lasten könnten beispielsweise Elektroautos sein. Für die Fahrzeughalter würden hier minimale Komforteinbußen verursacht, da die Regelung nur in kritischen Ausnahmefällen aktiv wird und nach wenigen Minuten abgeschlossen ist. Der Ladevorgang wird daher kaum verzögert. Weiterhin könnten größere Lasten, die kurzfristig verschiebbar wären, wie zum Beispiel Wärmepumpen oder Gefriertruhen, zusätzlich geregelt werden. Da keine Kommunikation benötigt wird, ist dieses Konzept dezentral umsetzbar.

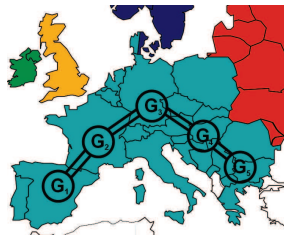
Da die Vorteile auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber und die Kosten auf Seiten der Hersteller von Elektroautos und vergleichbaren Geräten entstehen, sind Maßnahmen zur Kompensation notwendig. Alternativ könnte auch in einer Netzanschlussbedingung für größere Lasten ein netzfreundliches Verhalten vorgeschrieben werden. Vorher muss jedoch geprüft werden, ob der Nutzen im Verhältnis zu den zusätzlichen Kosten steht. Da die Kosten jedoch gering ausfallen dürften, ist zu erwarten, dass die Vorteile überwiegen.

Literatur:

- [1] B. Pal and B. Chaudhuri Robust Control in Power Systems Berlin: Springer Verlag, 2005
- [2] P. Kundur, N. J. Balu, M. G. Lauby, Power System Stability and Control McGraw-Hill Professional, 1994
- [3] J. Horn, A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, A new approach using load control to dampen interarea frequency oscillations, IEEE PES, Ilmenau 2012
- [4] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 2 Berlin: Springer Verlag, 2004
- [5] L. Guzzella, Analysis and Synthesis of Single-Input Single-Output Control Systems 3rd. Ed., vdf Hochschulverlag AG, 2011

Auftreten von Frequenzpendelungen

- Durch das Zusammenwachsen des europäischen Übertragungsnetzes treten immer häufiger Frequenzpendelungen auf.
- Dies kann zum Aufschwingen und damit zu flächendeckenden Stromausfällen führen.



Europäisches Verbundnetz vereinfacht modelliert durch 5 Generatoren

- Bisher werden Frequenzpendelungen durch Regelung großer Kraftwerksblöcke stabilisiert.
- **Elektroautos bieten eine neue Möglichkeit das Netz zusätzlich und kostengünstig in erheblichem Maße zu stabilisieren.**

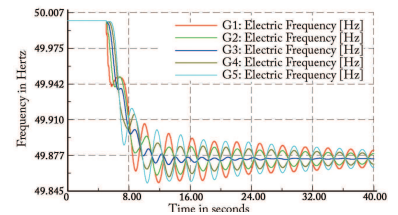
Modellierung des europäischen Verbundnetzes

Fünf-Generatoren Modell des Übertragungsnetzes

- Jede Netzregion besitzt eigene Netzfrequenz.
- Modellierung der Eigendynamik der Generatoren und der daraus resultierenden Lastflüsse im Verbundnetz.
- Berücksichtigung von Elektromobilität und anderen regelbaren Verbrauchern als variable Last, die sich in Abhängigkeit von der Netzfrequenz verändert.

Modellparametrisierung

- Bestimmung der Generatorgrößen und Leitungslängen anhand realer Messdaten.
- Besonderes Merkmal der Pendelungen: Periodendauer von 3-4 Sekunden.

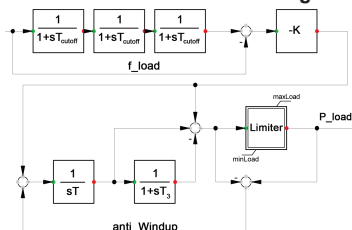


Simulation eines Kraftwerksausfalls in Region 1 verursacht deutliche Frequenzpendelungen der einzelnen Regionen

Dämpfung durch Lastregelung von Elektroautos

Ansteuerung der Ladeleistung von Elektroautos zur Dämpfung von Frequenzpendelungen

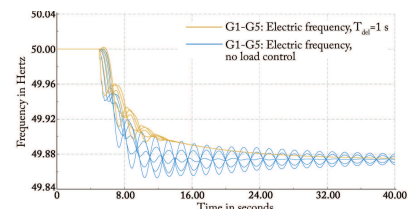
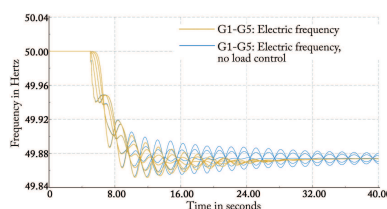
- Jedes Fahrzeug misst lokal die Netzfrequenz und reduziert bei Unterfrequenz die Ladeleistung (oder speist zurück). Bei erhöhter Netzfrequenz wird die Leistungsaufnahme erhöht.
- Als Referenzfrequenz dient die mittlere Frequenz im europäischen Netz. Diese kann durch einen Tiefpassfilter der lokal gemessenen Frequenz ermittelt werden (siehe Abb.).
- **Durch dieses der Primärregelung ähnliche Prinzip können Frequenzpendelungen erheblich gedämpft werden, ohne dass Kommunikation notwendig ist.**



Reglerstruktur mit Frequenz als Eingang und aufzunehmende Leistung als Ausgang

Verbesserung des Frequenzverlaufs durch geregelte Lasten

- Die Frequenz wird jeweils durch einen simulierten Kraftwerksausfall von 2 GW in Region G1 angeregt. In blau ist der Frequenzverlauf ohne zusätzliche Dämpfung dargestellt. In gelb ist der Verlauf mit geregelten Lasten dargestellt.
- Es wird deutlich, dass bereits Fahrzeuge nur in Region 1 (Bild links) zu einer deutlichen Dämpfung beitragen können. Mit Fahrzeugen in allen Regionen klingt die Dämpfung sehr schnell ab (Bild rechts).

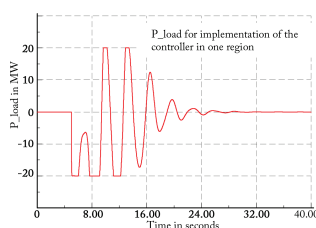


Effekt der geregelten Lasten auf den Frequenzverlauf nach einem Kraftwerksausfall. Links: nur geregelte Fahrzeuge in Region G1, Rechts: geregelte Fahrzeuge im gesamten Netz.

Benötigte Leistung und Umsetzbarkeit

Nötiger Leistungsbedarf zur Ausregelung

- In diesem Beispiel wurde die Leistungsänderung auf ± 20 MW beschränkt.
- Negative Werte bedeuten nicht zwingend eine Rückspeisung, sondern können auch eine Reduzierung der Leistungsaufnahme bedeuten.



Leistungsänderung über der Zeit

Nötige Anzahl von Fahrzeugen am Netz und praktische Umsetzbarkeit

- Bei einem Regelbereich von 40 MW wären bei einer Ladeleistung pro Elektroauto von 3 kW ohne Rückspeisung ca. 13.000 Fahrzeuge in Europa nötig.
- Da sich nicht immer alle Fahrzeuge am Netz befinden, wäre vermutlich eine Gesamtmenge von ca. 150.000 Fahrzeugen in Europa ausreichend, um Frequenzpendelungen erheblich zu dämpfen.
- Keine Kommunikation notwendig, da nur die eigene Netzfrequenz benötigt und lokal gemessen wird.
- Hauptsächlich Software nötig, die auf der ohnehin vorhandenen Ladereglerhardware implementiert werden kann.

Zusammenfassung

Auftretende Frequenzpendelungen können durch geeignete Regelung von Elektrofahrzeugen in erheblichem Maße gedämpft werden.

- **Kaum Komforteinbußen** auf Seiten der Fahrzeughalter, da die Regelung **nach wenigen Minuten abgeschlossen** ist und der Ladevorgang dadurch nur geringfügig beeinflusst wird.
- Zusätzliche Lasten, wie **Wärmepumpen und Gefriertruhen** könnten ebenso geregelt werden.
- **Abwägung der zusätzlichen Kosten und des Nutzens geregelter Lasten zur Dämpfung notwendig**
- Der Fahrzeughalter bzw. -hersteller trägt die zusätzlichen Kosten, wobei der Nutzen beim Netzbetreiber entsteht -> Kompensation oder Netzanschlussbedingungen notwendig.
- **Vergleich zu bisheriger Methodik zur Dämpfung von Frequenzpendelungen via PSS nötig.**
- **Vermutlich können Elektrofahrzeuge kostengünstig und konkurrenzfähig zur Frequenzpendeldämpfung eingesetzt werden.**