Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 104 (2013)
Heft: 12

Artikel: Das kontinentaleuropäische Verbundnetz
Autor: Sattinger, Walter / Notter, Roland / Zerva, Maria
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856561

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Siehe Rechtliche Hinweise.

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. Voir Informations légales.

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. See Legal notice.

Download PDF: 21.05.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Das kontinentaleuropäische Verbundnetz

Herausforderungen des heutigen Netzbetriebs

Das Aufgabenspektrum des ursprünglich für statischere Aufgaben konzipierten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes wächst beispielsweise durch die Integration des Offshore-Windstroms oder die Übertragung des dezentral erzeugten Solarstroms. Die Strommarktliberalisierung mit Fahrplanprodukten im Stundenraster und die Osterweiterung des synchronen Verbundnetzes sind zusätzliche Herausforderungen für die Netzbetreiber. Eine enge internationale Zusammenarbeit ist deshalb für den Betrieb eines sicheren und stabilen Netzes nötig.

Walter Sattinger, Roland Notter, Maria Zerva

Das Stromsystem besteht aus Erzeugern – heute meist direkt ans Übertragungsnetz angeschlossene Synchronmaschinen – und aus Verbrauchern am Verteilnetz. Durch technologische Entwicklungen im Bereich der Stromübertragung, man denke beispielsweise an die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und die «Flexible AC Transmission» sowie an die rasante Entwicklung der erneuerbaren Energien (EE) und der Messtechnik, Stichwort «Smart Metering», ist bereits eine neue Ära in der Stromübertragung und -verteilung eingeleitet worden.

Zudem führen die Strommarktliberalisierung und die Förderung des internen Elektrizitätsmarktes (Internal Energy Market in Electricity, IEM; Directive 2003/54/EC) zu neuen Verhältnissen auf dem Strommarkt. Die Erzeugung verschiebt sich zusehends in das Verteilnetz, grosse Energiemengen werden von Offshore-Windparks über längere Distanzen zu den Verbraucherzentren übertragen, Verbraucherlasten passen sich den Preissignalen an und haben Zugang zum Markt (z.B. Demand Side Response, DSR). All dies bedeutet signifikante Herausforderungen für das Stromsystem, das ursprünglich für viel statischere Aufgaben konzipiert wurde.

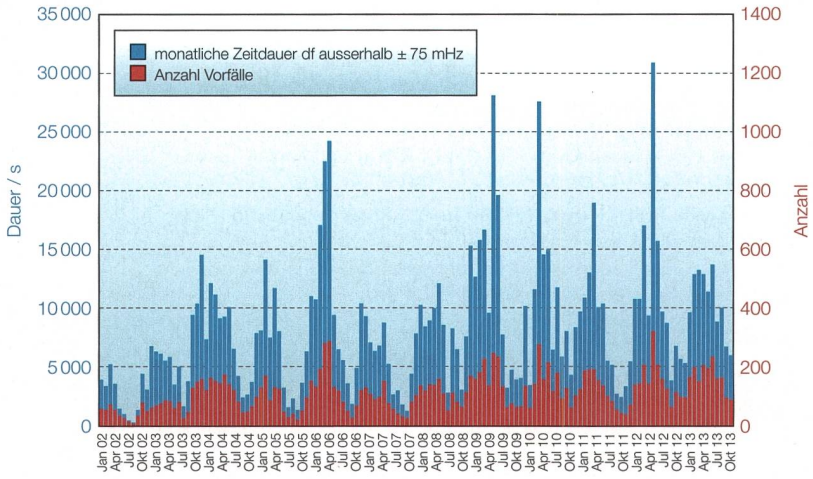
Die Komplexität des Gesamtsystems nimmt ständig zu. Durch die Strommarktliberalisierung vergrössert sich die Anzahl der Akteure sowie der Schnittstellen. Früher wurde die gesamte Wertschöpfungskette des Stromsystems von integrierten Elektrizitätsunternehmen betreut. Nun sind entkoppelte Unternehmen für spezifische Aufgaben in der Kette, nämlich für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung des Stroms verantwortlich. Dies bewirkt Transparenz und Diskriminierungsfreiheit und schafft die Voraussetzungen für einen freien Markt. Zudem sind die Erzeugung und der Verbrauch vom Strom viel flexibler geworden. Verbraucher können durch geeignete Mechanismen ihren eigenen Verbrauch steuern bzw. ihn mit kleinen Solar-, Wind- oder anderen Erzeugungsanlagen abdecken und die überschüssige Energie sogar verkaufen. Die Integration von grossen EE-Anlagen in das Stromsystem und der Betrieb des Marktes hat aber die Produktionszentren verlagert und die Stromflüsse im Netz wesentlich verändert. Die ursprünglich zur Überbrückung von Engpässen gekoppelten Übertragungsnetze in Europa dienen nun zur Übertragung grosser Energiemengen über längere Distanzen. Der sichere und leistungsfähige Betrieb des Stromsystems erfordert deshalb eine enge internationale Zusammenarbeit.

Dieser Beitrag versucht, anhand einer Beschreibung der aktuellen Netzverhältnisse einen Teil dieser komplexen Zusammenhänge aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers zu schildern. Dabei liegt der Fokus auf drei Schwerpunkten:

- Verbundnetzbetriebsqualität (Netzfrequenz).
- Mitarbeit bei der Entwicklung internationaler Regularien.
- Herausforderungen bei der letzten Netzerweiterung (Türkeianschluss).

Frequenzqualität

Die Frequenzqualität entspricht gewissermassen dem Gütesiegel eines synchronen Drehstromnetzes und kann mit verschiedenen statistischen Funktionen wie Mittelwert, Standardabweichung usw. beurteilt werden. Ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Ver-



Swissgrid

Bild 1 Dauer und Anzahl der Frequenzabweichungen ausserhalb ± 75 mHz.

Swissgrid

Bild 2 Ausfall eines Kraftwerks (1482 MW) im kontinentaleuropäischen Netz, August 2012.

brauch führt zu Frequenzabweichungen und ist somit der bestimmende Faktor für die Frequenzqualität. Kurzzeitige Ungleichgewichte wird es immer geben. Diese werden durch diverse automatische Regelmechanismen wie z.B. der Leistungs-Frequenzregelung ausgeregelt.

Das kontinentaleuropäische Verbundnetz besteht aus 19 Regelblöcken. Durch die Primärregelung beteiligt sich jeder Regelblock an der Stabilisierung der Frequenzabweichung. Die Sekundärregelung jedes Regelblocks regelt seine Bilanz aus und stellt somit laufend das Gleichgewicht im Regelblock her.

In den letzten Jahren hat sich die Frequenzqualität im kontinentaleuropäischen Netz allmählich verschlechtert (Bild 1). Die Gründe dafür sind vielfältig. Eine Ursache ist die in Europa seit Jahren schon eingeleitete Öffnung der Strommärkte. Diese hatte zur Folge, dass vom Lastfolge-Betrieb zum Energiefahrplanbetrieb gewechselt wurde. Dadurch wurden zeitweise die Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch grösser. Gut sichtbar ist dies an den stündlichen Fahrplanwechseln, die zu den sogenannten deterministischen Frequenzabweichungen führen. Ein weiterer Grund ist die Kostenoptimierung bei der Auslegung der Regelreserven und die steigende Herausforderung, bedingt durch die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien. Dies führt öfter zu einer Erschöpfung der Regelreserven in einem oder mehreren Regelblöcken und resultiert in einer langsam ansteigenden Frequenzabweichung.

Nachfolgend werden die wichtigsten Ereignisse, die die Frequenzabweichung beeinflussen, genauer beschrieben.

Störfälle

Störfälle sind in einem synchronen Netz immer vorhanden. Die dafür vorgesehene Netzregelung ist so ausgelegt, dass sie diese Störfälle in einer gewissen Zeit vollständig ausregelt. Im kontinentaleuropäischen Netz werden alle Störfälle mit einer Leistungsdifferenz von mehr als 1000 MW genauer analysiert.

Im Mittel liegen die Frequenzgradienten bei Störfällen im Bereich von etwa 5–10 mHz/s. Das durch den Störfall verursachte Leistungsungleichgewicht wird zunächst durch die rotierende Masse im gesamten synchronen Netz aufgefangen und anschliessend durch die Primärregelung beseitigt. Die durchschnittliche Frequenzdifferenz bei einem Ausfall von 1000 MW beträgt etwa 30–40 mHz. Anschliessend, jedoch spätestens nach 30 s, wird die Sekundärregelung des betroffenen Regelblocks aktiviert und dessen Leistungsbilanz wieder hergestellt. Die Frequenz wird dadurch wieder an die Sollfrequenz angeglichen. Dieser gesamte Vorgang sollte nach mindestens 15 Minuten abgeschlossen sein. In Bild 2 ist dieser Vorgang durch einen realen Kraftwerksausfall anhand der Frequenzmessung in der Schaltanlage Mettlen dargestellt.

Deterministische Frequenzabweichungen

Der kontinentaleuropäische Stromhandel basiert auf Fahrplanprodukten. Diese internationalen Fahrplanprodukte haben aktuell ein Zeitraster von 1 Stunde. Die Fahrplanwechsel werden in der Regel analog dem Produkt in einer steilen Rampe durchgeführt. Diese steilen Rampen verursachen Leistungsungleichgewichte, die nicht durch die Sekundärregelung aufgefangen werden können. In Bild 3a sind beispielhaft das Lastverhalten (schwarze Linie) und die Fahrplanprodukte (rote Linie) dargestellt. Die Differenzen, welche beim Stundenwechsel um 7:00 Uhr exemplarisch orange und grün dargestellt sind, werden durch die Sekundärregelung ausgeglichen. Vor dem Stundenwechsel regelt der Sekundärregler die negative, nach dem Stundenwechsel die positive Abweichung aus. Dieser Wechsel erfolgt fast sprunghaft. Da die Sekundärregelung für solche Vorgänge zu langsam ist, erfolgt ein Leistungsungleichgewicht, das in den Frequenzspitzen (Bild 3b) erkennbar ist.

Die deterministischen Frequenzabweichungen haben einen Frequenzgradienten von etwa 1–3 mHz/s. Diese Abweichungen sind im Vergleich zu Störfällen um einiges grösser, da diese Leistungsungleichgewichte im gesamten Netz zeitgleich anfallen, und können über 100 mHz liegen. In Bild 4 ist ein Vorfall dargestellt, bei welchem zum Stun-

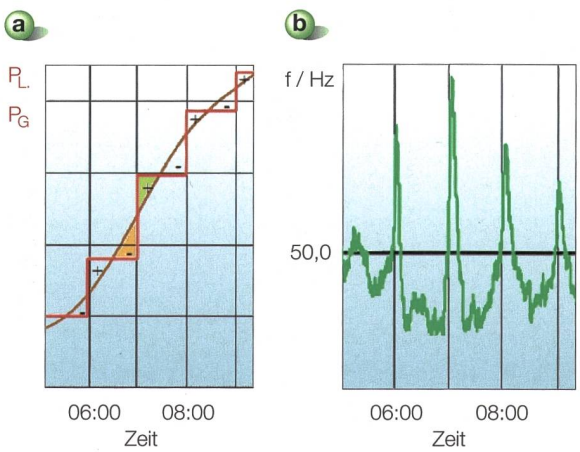


Bild 3 Ursachen für Frequenzabweichungen zu Stundenwechseln.

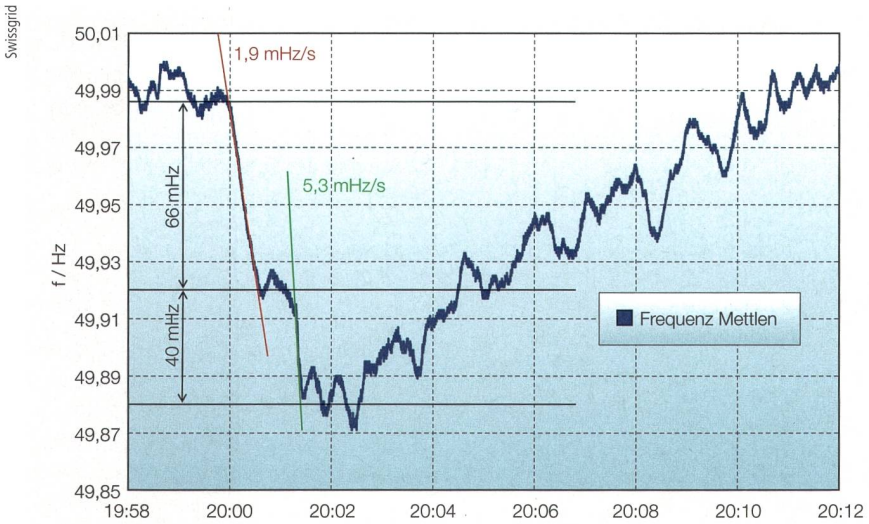


Bild 4 Deterministische Frequenzabweichung mit anschliessendem Ausfall eines Kraftwerks (1400 MW), Februar 2013.

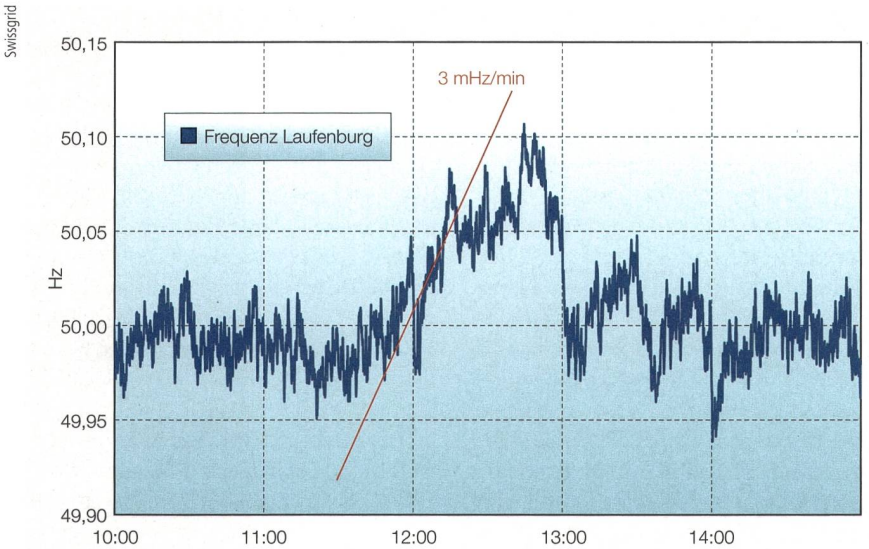


Bild 5 Langsam ansteigende Frequenzabweichung, Mai 2012.

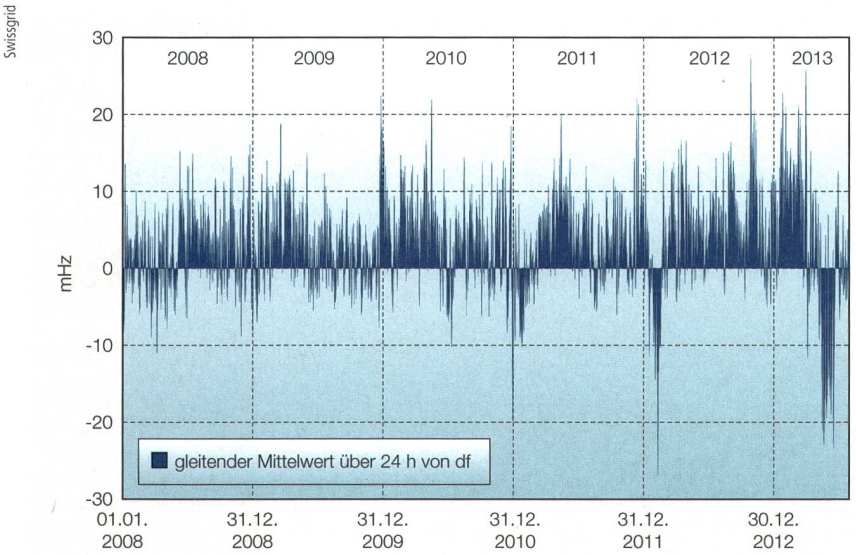


Bild 6 Gleitender Mittelwert der Frequenz über 24 h von df ($f_{ist} - f_{soll}$).

denwechsel gleichzeitig auch ein Ausfall eines Kraftwerks aufgetreten ist. Durch die Frequenzmessungen sind die unterschiedlichen Frequenzgradienten gut zu erkennen und die unterschiedlichen Leistungsungleichgewichte durch die Frequenzdifferenzen der beiden Vorfälle abzuschätzen.

Das Problem der deterministischen Frequenzabweichungen ist längst bekannt und wird auf europäischer Ebene untersucht. Damit es behoben werden kann, sind Anpassungen bei den Marktregeln, zum Beispiel durch die Einführung von Rampen während des Fahrplanwechsels (wie in der Schweiz bereits erfolgt) bzw. von kleineren internationalen Fahrplanrastern (z.B. 15 min statt 1 h Raster) nötig [1, 2].

Erschöpfung der Regelreserven

In letzter Zeit traten häufiger länger andauernde Frequenzabweichungen von einer bis mehreren Stunden im kontinentaleuropäischen Verbundnetz auf. Länger anhaltende Frequenzabweichungen sind auf die Erschöpfung der Regelreserven in einigen Regelblöcken zurückzuführen. In diesen Fällen übersteigt das Leistungsungleichgewicht in einem Regelblock die verfügbaren Reserven.

Die Erschöpfung der Regelreserven ist gekennzeichnet durch einen langsamen Anstieg der Frequenz mit einem Frequenzgradienten von etwa 3 – 10 mHz/min. Diese Frequenzabweichungen können bis über 100 mHz erreichen **(Bild 5)**.

Herausforderungen

In den letzten Jahren waren bei Leistungsungleichgewichten die Frequenzabweichungen überwiegend positiv, d.h. es tritt öfter ein Leistungsüberschuss auf **(Bild 6)**. Dies kann auf die oft asymmetrisch ausgelegten Regelreservendimensionierungen (kleinere negative Reserve im Vergleich zur positiven) sowie auf die zunehmende Menge an erneuerbaren Energien, die teilweise zu Zeitpunkten mit eher geringerem Verbrauch grosse Leistungen ins Netz einspeisen, zurückgeführt werden.

Die andauernden Frequenzabweichungen führen zu einer Abweichung der Netzzeit. Die Netzzeitabweichung wird durch die Verstellung des Frequenzsollwertes kontrolliert bzw. angepasst. Die Anpassung des Frequenzsollwertes ist durch die Policy 1 des Operational Handbooks [3] bestimmt. Die Überwachung der Netzzeitabweichung und Anpassung der Sollfrequenz wird durch

Swissgrid

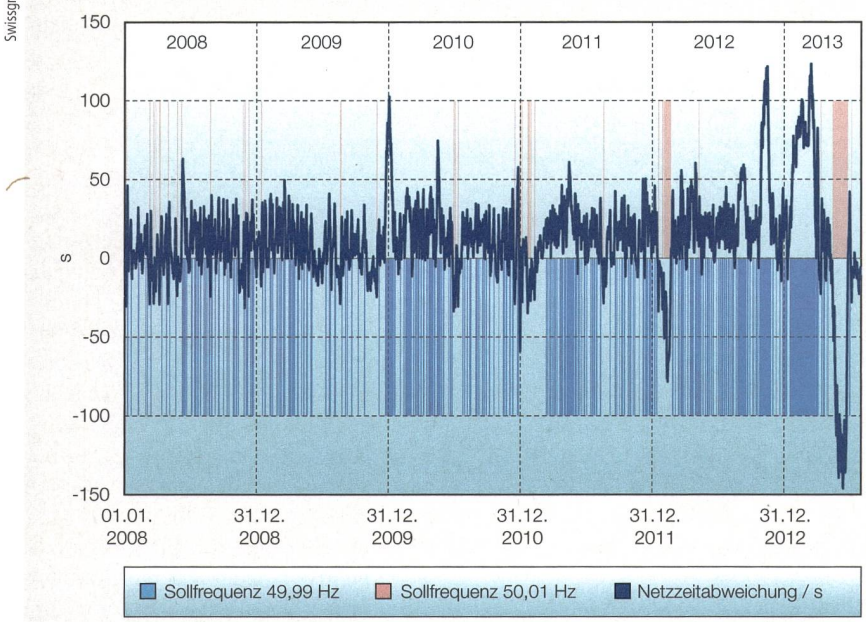


Bild 7 Netzzeitabweichung und Einstellung Sollfrequenz.

Swissgrid für das kontinentaleuropäische Netz wahrgenommen. **Bild 7** zeigt die Netzzeitabweichung und die entsprechende Verstellung der Sollfrequenz seit 2008. Man erkennt die erhöhten Netzzeitabweichungen und auch den Anstieg der Anzahl Tage mit einem Frequenzoffset für die Sollfrequenz.

Die abnehmende Frequenzqualität und die Zunahme von länger anhaltenden Frequenzabweichungen führen dazu, dass die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Auftretens mehrerer ungünstiger Vorfälle steigt. Dies hätte eine grosse Frequenzabweichung zur Folge und man könnte die kritische 50,2-Hz-Grenze erreichen. Bei Überschreiten dieser Frequenz muss mit weiteren Massnahmen und Konsequenzen gerechnet werden, wie z.B. der Aktivierung von Notreserven und Trennung von Erzeugungsanlagen. Dieser Gefahr ist man sich im kontinentaleuropäischen Netz bewusst. Swissgrid ist aktiv an verschiedenen Arbeitsgruppen beteiligt und setzt Massnahmen um, damit sich die Frequenzqualität in Zukunft verbessert. In diesen Arbeitsgruppen werden unter anderem folgende Ansätze untersucht:

- Manuelle regelblockübergreifende Massnahmen bei lang andauernden Frequenzabweichungen von über 100 mHz.
- Verbesserte Analyse von Störfällen durch erhöhte Transparenz.
- Einleiten von mittel- und langfristigen Massnahmen zur Verbesserung der Frequenzqualität.
- Mitarbeit bei der Erarbeitung der neuen Network Codes und eine verbesserte Koordination der Entwicklung von Regularien im Verteilnetz und im Übertragungsnetz.

Aktive Mitarbeit bei Regularien und Standards

Die Gewährleistung der Sicherheit und Stabilität des Stromversorgungssystems hat für alle Akteure der Wertschöpfungskette jederzeit Priorität. Dieses Ziel ist allerdings durch die steigende Komplexität und die Umwandlung der Produktions-, Verbrauchs- und Stromflussmuster immer schwieriger zu erreichen. Deshalb ist die Definition von Betriebsregeln für das Gesamtsystem von zentraler Bedeutung. Nur gemeinsame Betriebsregeln werden es ermöglichen, dass alle Akteure der Synchronsysteme konsistent für die Sicherheit und Stabilität des Systems zusammenarbeiten. Ausserdem ist eine einheitliche, vollständige Risikobetrachtung nötig, um die Stabilität und die transparente und qualitativ hohe Stromversorgung des Verbundnetzes sicherzustellen.

Gleichzeitig ist die Qualität der Stromversorgung (Frequenz, Spannung) sicherzustellen. Dazu sind klare Vorgaben an den vielfältigen Schnittstellen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, den Verteilnetzbetreibern, den Erzeugern und den Verbrauchern notwendig. Diese Vorgaben müssen mit definierten, einheitlichen und transparenten Qualitätskriterien kontinuierlich überwacht werden, um die erforderliche Qualität zu erreichen, bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Gesamtkosten.

Ferner ist die Wirtschaftlichkeit der Investitionen in die Netzstabilität, die Stromversorgungsqualität und den Netzausbau zu erfüllen. Dazu müssen die Investitionskosten kalkulierbar werden, um den freien Markt diskriminierungsfrei zu ermöglichen.

Nicht zuletzt ist die Nachhaltigkeit des Stromsystems zu garantieren. Die technischen Komponenten des Stromsystems haben in der Regel eine Lebensdauer von über einem halben Jahrhundert.

Diese Tatsache darf aber die Förderung neuer Technologien nicht behindern. Technologische Entwicklungen sind ohne Diskriminierungen voranzutreiben.

ENTSO-E

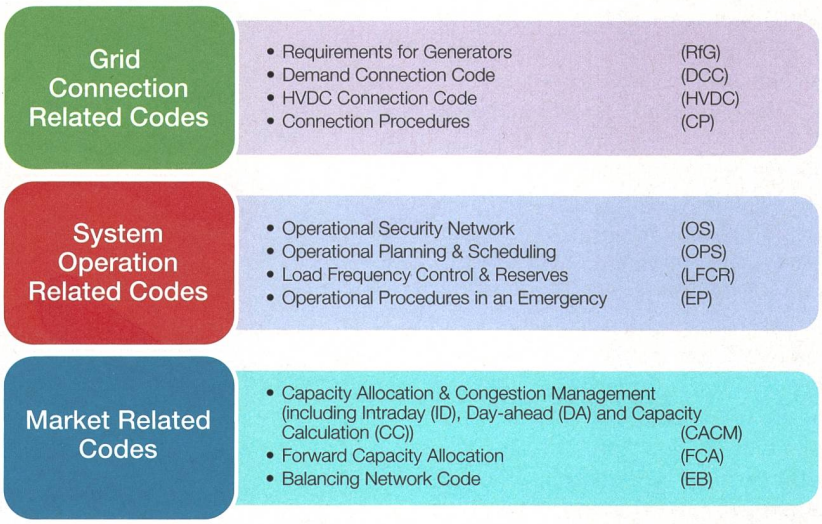


Bild 8 Aktuelle in Bearbeitung befindliche Regularien.

ENTSO-E

Bild 9 Schnittstellen zwischen den aktuellen Codes.

Alle diese Herausforderungen und Bedürfnisse sind von der Elektrizitätsbranche, der Wirtschaft und dem politischen Umfeld erkannt worden, ebenso die Notwendigkeit der Standardisierung von Betriebs-, Netzanschluss- und Marktregeln. Deshalb hat die Europäische Kommission (European Commission, EC) mit der Verordnung 714/2009 den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber der Stromnetze (European Network of Transmission System Operators for Electricity, Entso-E) gegründet und ihn beauftragt, die sogenannten «Network Codes» neu zu gestalten. Die Network Codes werden vom Entso-E erarbeitet und anschliessend vom Verband der europäischen Regulatoren (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) geprüft. Dann werden die Network Codes durch den Komitologie-Prozess der EC in Gesetze umgewandelt. Das Gesamtpaket der Network Codes besteht zurzeit aus 11 Network Codes und ist in 3 Teile gegliedert, die Netzanschluss-Codes (Grid Connection Related Codes), die Betriebs-Codes (System Operation Related Codes) und die Markt-Codes (Market Related Codes), die die gesamte Wertschöpfungskette der elektrischen Energieversorgung abdecken **(Bild 8)**.

Swissgrid, die nationale Netzbetreiberin, arbeitet im Rahmen ihrer Mitgliedschaft in der Entso-E und aufgrund der bedeutenden Rolle des Schweizer Übertragungsnetzes im kontinentaleuropäischen Verbundnetz aktiv an der Erarbeitung der Network Codes mit und vertritt so die Interessen der Schweizer Strombranche.

Die Komplexität der Materie ist in **Bild 9** dargestellt. In Blau sind die Markt-Codes gekennzeichnet, in Grün die Netzanschluss-Codes und in Rosa die Betrieb-Codes. Ausserdem sind die externen Beziehungen in Orange und die Verbindungen zwischen den Codes in Lila gekennzeichnet.

Praktische Erfahrung mit dem Türkeianschluss

Das kontinentaleuropäische Verbundnetz besteht schon seit über 50 Jahren als Verbund der nationalen Hochspannungsnetze. Im April 1958 wurden in Laufenburg zum ersten Mal die Netze Deutschlands, Frankreichs und der Schweiz auf der 220-kV-Ebene zusammengeschaltet. Nach und nach kamen neue Partner hinzu, so dass zurzeit eines der weltweit grössten elektrischen Verbundnetze ganz Kontinentaleuropa von Jütland bis zur iberischen Halbinsel, bis zum Schwarzen Meer und den baltischen Staaten umspannt. Dabei gab es im letzten Jahrzehnt zwei wesentliche Erweiterungen in Richtung Osten: 2004 den Wiederanschluss der Balkanstaaten und der neuen Mitglieder Rumänien und Bulgarien und am 18. September 2010 den Anschluss der Türkei.

Vorbereitungen

Diese letzte Netzerweiterung stellte eine Herausforderung dar, da grosse Netze aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften die Gefahr von Instabilitäten mit sich bringen. Dies war beim Anschluss der Türkei bzw. bei den langjährigen Vorbereitungen besonders zu betrachten, denn es handelt sich um eine relativ schwach angebundene Erweiterung des Netzes in östlicher Richtung um rund 1800 km **(Bild 10)**.

Swissgrid

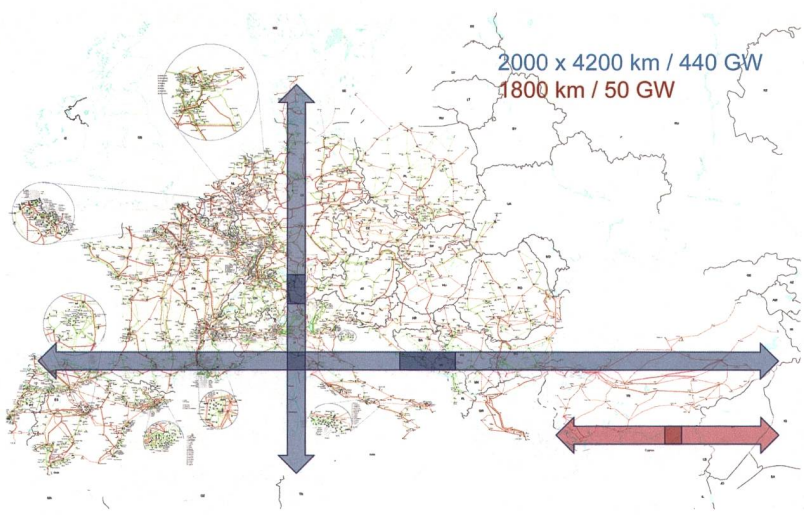


Bild 10 Kontinentaleuropäisches Verbundnetz in seiner heutigen Grösse.

Swissgrid

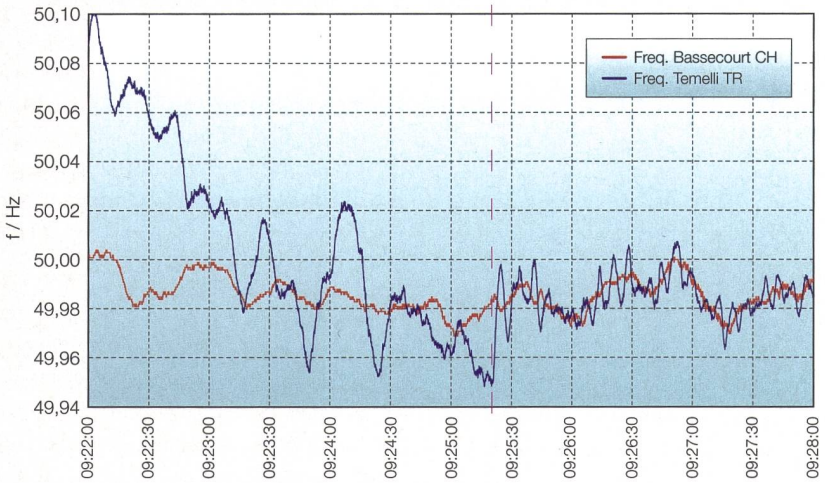


Bild 11 Zusammenschaltung des europäischen Netzes mit der Türkei am 18. September 2010.

Swissgrid

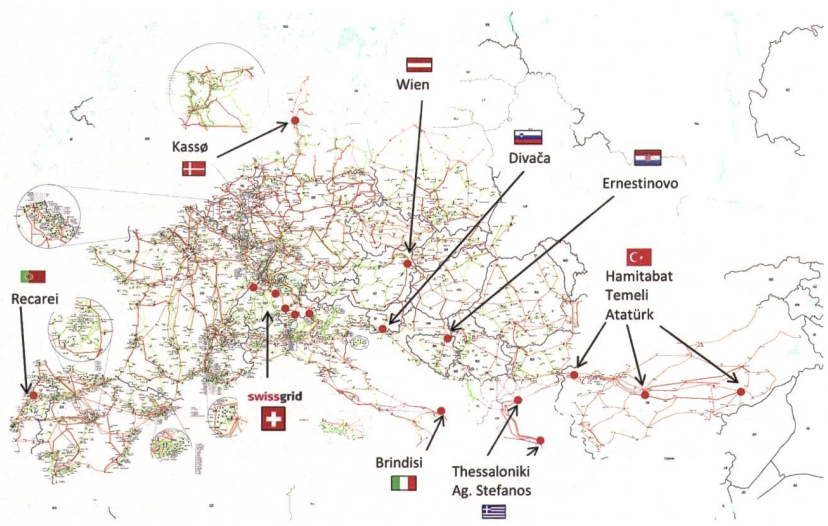


Bild 12 Swissgrid-WAM-Messorte im CE-Netz.

Swissgrid

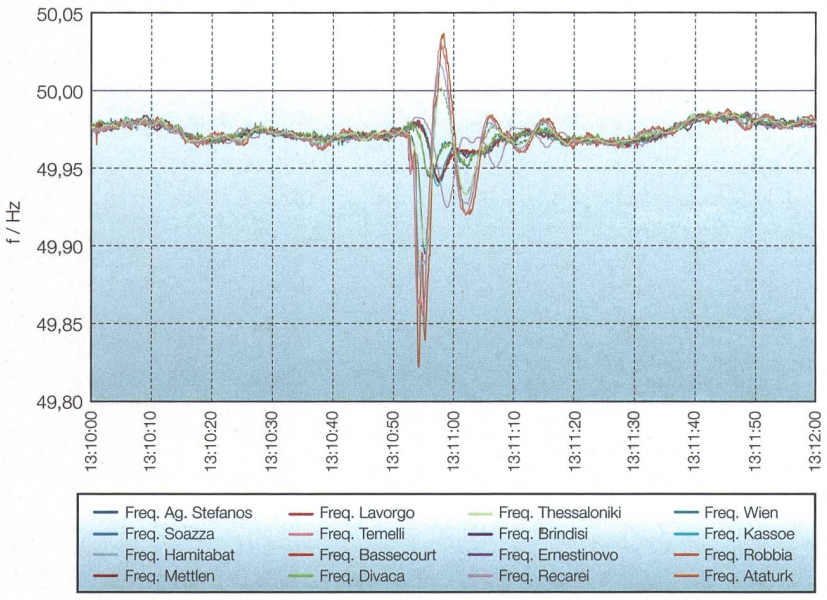


Bild 13 CE-Frequenzverläufe während einer Grossstörung in der Türkei, 5.7.2013.

Eine Arbeitsgruppe diverser europäischer Netzbetreiber, unter der Beteiligung von Swissgrid, hat im Rahmen mehrerer Studien die Grundlagen und Vorarbeiten geleistet, die notwendig waren, um Reglerstrukturen und Reglereinstellungen von Kraftwerken, dem Netzregler und speziellen Reglern auf Verbraucherseite so anzupassen, dass ein stabiler Betrieb gewährleistet werden kann. Dabei kam es zu einer erfolgreichen Zusammenarbeit zwischen dem türkischen Netzbetreiber TEIAS, dem staatlichen türkischen Kraftwerksbetreiber EUAS, diversen Herstellern von Kraftwerken und Netzleittechnik, dem türkischen Forschungsunternehmen Tübitak und europäischen Universitäten und Beratern unter der anfänglichen Schirmherrschaft der UCTE und dann später der Entso-E als internationale Verbände der Übertragungsnetzbetreiber.

Überwachung der Netzstabilität und Netzsicherheit

Während der Parallelschaltung der Netze und auch im Parallelprobebetrieb der letzten drei Jahre hat das Wide Area Monitoring System der Swissgrid eine bedeutende Rolle gespielt. So konnte z.B. schon in den ersten Sekunden nach der Synchronisation das Dämpfungsverhalten des Gesamtsystems in Echtzeit verfolgt werden, um im Zuschaltplan weiterzufahren oder bei Bedarf wieder zu unterbrechen (Bild 11). Bei dieser Online-«Begutachtung» werden zeitlich hochauflösende Messungen von weit entfernten Schaltanlagen zeitsynchron übereinandergelegt und visualisiert. Aktuell sind dies Messungen aus 9 Ländern (Bild 12).

Mit den Aufzeichnungen dieses Systems konnte jeweils die Wirksamkeit der durchgeführten Ertüchtigungsmassnahmen laufend überprüft und dokumentiert werden. Es konnte auch der Beweis erbracht werden, dass die speziellen Schutzmassnahmen an der Schnittstelle zwischen dem türkischen und dem kontinentaleuropäischen Netz erfolgreich, zuverlässig und selektiv arbeiten (Bild 13).

Mit dem wirtschaftlichen Aufschwung in der Türkei stieg auch der Strombedarf deutlich. In einigen Regionen liegt der notwendige Netzausbau hinter dem Kraftwerksausbau zurück. Bei ungünstigen Netzbedingungen und ungenügender Vermaschung im Hochspannungsnetz kann es zu grösseren Erzeugungsleistungsausfällen kommen. Diese werden zurzeit von übergeordneten Schutzsyste-

Swissgrid

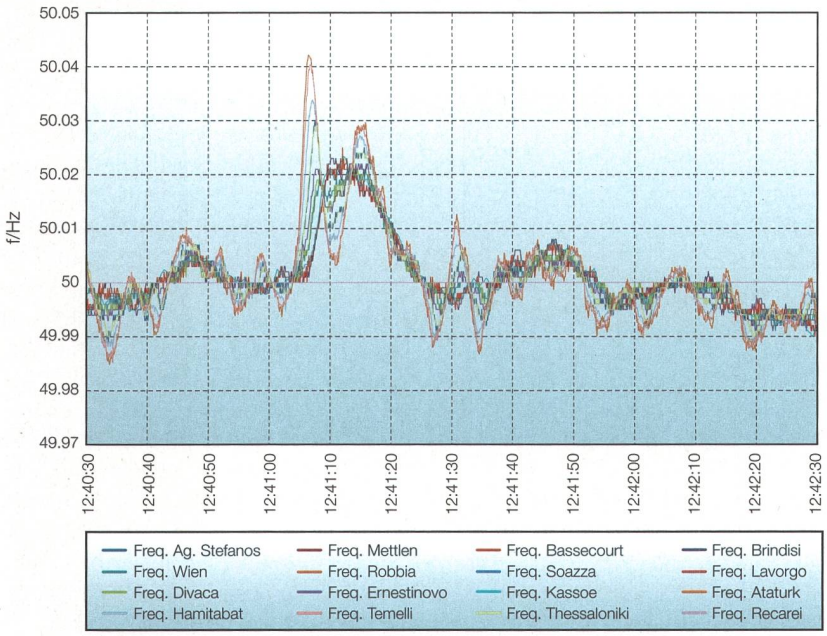


Bild 14 Einfluss des Betriebs von Bewässerungspumpen in Anatolien.

men, Special Protection Schemes (SPS), aufgefangen, so dass eine Störungserweiterung bzw. die Trennung vom restlichen Verbundnetz vermieden werden kann. Der Frequenzverlauf in **Bild 13** zeigt die Auswirkung der korrekten Funktionsweise dieses Systems, als am 5. Juli 2013 nach einem Ausfall von insgesamt 2170 MW Erzeugungsleistung in der südlichen Schwarzmeergegend einerseits lokal 890 MW Last abgeworfen wurden, aber vor allem weitere 754 MW durch das zentrale Lastabwurfsystem (SPS) unverzüglich abgeworfen wurden und somit eine Überlastung der Kuppelleitungen nach Bulgarien und Griechenland abgewendet werden konnte. Die vorliegende Messung zeigt auch das gute Dämpfungsverhalten des Netzes nach einer so grossen Anregung.

Aktuelle Ergebnisse

Bild 14 zeigt, wie ein nicht-konformer Betrieb in einer Ecke des Netzes Auswirkungen auf das gesamte Verbundnetz haben kann. Dabei handelt es sich um den regelwidrigen Betrieb einer Vielzahl von Bewässerungspumpen in Anatolien, der bei zu geringer Kurzschlussleistung vor Ort regelmässig zu einem lokalen Spannungskollaps führt und somit wegen des resultierenden Lastverlustes über einen schlagartigen Frequenzanstieg im gesamten Verbundnetz bemerkbar wird.

In den letzten Jahren wurden die betroffenen Verteilnetze nach und nach ausgebaut, der Einsatz der Pumpen optimiert sowie spezielle Blindleistungsquellen (Statcom) vor Ort installiert. Die bereits erkennbaren Verbesserungen und weitere bekannte Ausbaupläne sollten dazu führen, dass in den kommenden Bewässerungsperioden keine Störungen mehr auftreten.

Aussergewöhnliche Ereignisse

Während des bisherigen dreijährigen Parallelprobebetriebs der Türkei wurde das Verhalten des türkischen Netzes und dessen Einfluss auf den Gesamtverbund fortlaufend beobachtet und von der speziellen Entso-E-Begleitgruppe regelmässig analysiert und dokumentiert. Am Beispiel eines Störfalls vom 30. November 2011 wird aufgezeigt, wie sich eine Netztrennung auf das Verbundnetz auswirkt. In **Bild 15** sind verschiedene Frequenzen des Verbundnetzes dargestellt und **Bild 16** beschreibt die Wirkleistungsflüsse an der Schnittstelle der Türkei (TR) zum kontinentaleuropäischen Netz (CE).

Infolge einer Kaskade von Kraftwerkausfällen in der Türkei wurden am Morgen des 30. Novembers 2011 die drei Verbindungsleitungen zu Europa überlastet und die Türkei abgetrennt, woraufhin im türkischen Netz die Netzfrequenz mit einem Gradienten von ca. 100 mHz/s absank, und zwar genau bis zum Erreichen der ersten Lastabwurfstufe bei 49,0 Hz. Der automatisch erfolgte Lastabwurf stabilisierte die Frequenz schlagartig und rettete somit das Inselnetz. Die nachfolgende Aktivierung aller Primärregelungsreserven und anschliessend auch der Sekundärregelung ermöglichte eine Resynchronisierung schon nach 3 Minuten und 12 Sekunden. Allerdings führte die Zuschaltung bei einem Frequenzunterschied von rund 430 mHz zwischen den Netzen zu einem heftigen Ausgleichsvorgang.

Aufgrund der Analyse dieses Vorfalls wurden sowohl die Schutzeinstellungen des Special Protection Schemes (SPS) an der Schnittstelle als auch die Leitungszuschaltbedingungen angepasst, um eine Netztrennung unter diesen beherrschbaren Bedingungen zu vermeiden und zukünftige Zuschaltungen schonender zu gestalten.

Swissgrid

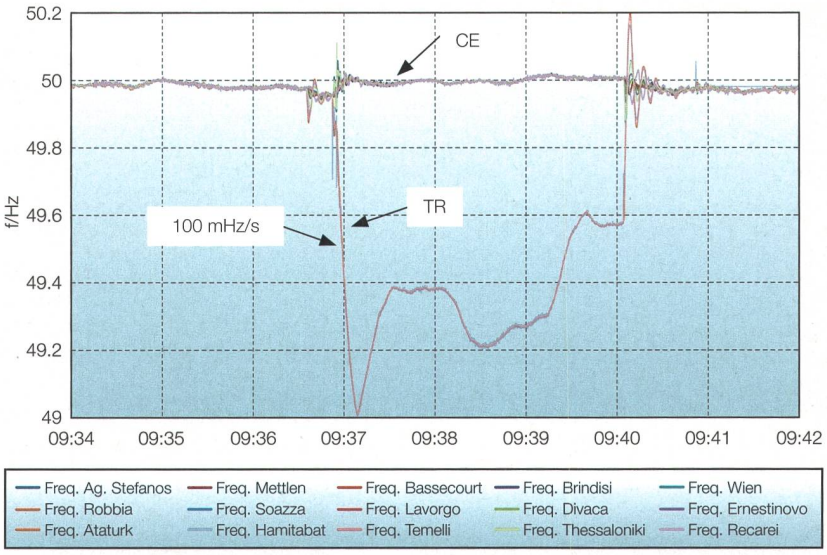


Bild 15 Netzfrequenzen während des Inselbetriebs der Türkei vom 30.11.2011.

Swissgrid

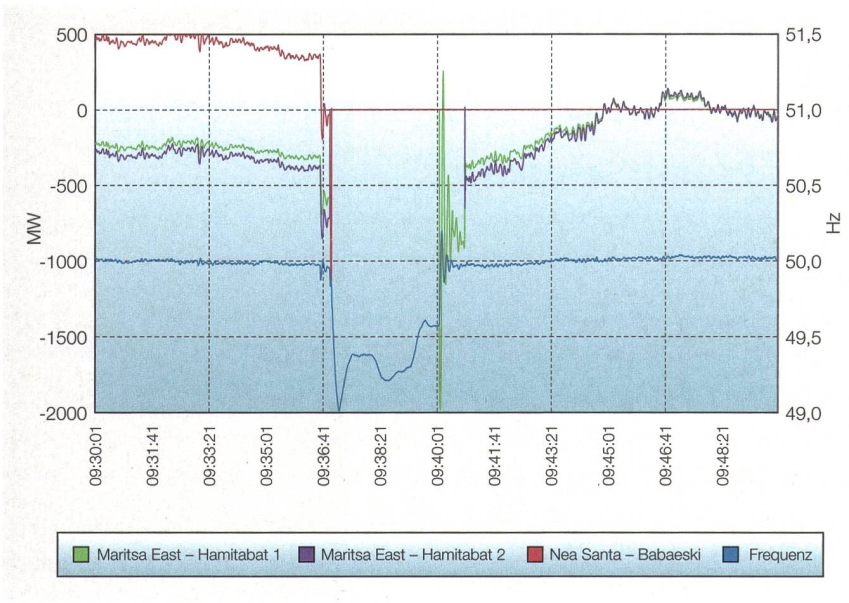


Bild 16 Wirkleistungsflüsse während des Inselnetzbetriebs der Türkei vom 30.11.2011.

Die grösste Störung während der letzten drei Jahre fand am 14. Januar 2012 statt, als infolge einer Verkettung ungünstiger Zustände die Türkei sich vom kontinentaleuropäischen Netz abtrennte und anschliessend in zwei Teile zerfiel, wobei der europäische Teil mit der Region um Istanbul einen totalen Netzzusammenbruch erlitt. Dabei wurde ein Frequenzgradient von 1 Hz/s im zusammenbrechenden Netz gemessen. Für den anschliessenden Netzwiederaufbau spielten die Verbundleitungen nach Bulgarien und Griechenland eine entscheidende Rolle, da über diese Leitungen Spannungsvorgabe für den Netzwiederaufbau des türkischen Teilnetzes geleistet wurde. Nach 2 Stunden und 20 Minuten war die Türkei wieder vollständig an das kontinentaleuropäische Netz angeschlossen.

Fazit

Der sichere und zuverlässige Betrieb eines Verbundnetzes ist vom korrekten und konformen Zusammenspiel aller Teilnehmer des Netzbetriebs abhängig. Durch spezielle Vorkehrungen, Regelungen und Schutzmechanismen muss auf jeden Fall vermieden werden, dass eine Kaskadierung von Grossstörungen ausgelöst wird. Andererseits ermöglicht gerade der Verbundbetrieb einen flexiblen und wirtschaftlichen Netzbetrieb und bildet somit das Rückgrat für eine zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie.

Swissgrid als Netzbetreiber in der Mitte des Verbundnetzes und somit ein wichtiger Nutzniesser des Verbundnetzes, beteiligt sich auch aktiv an der Gestaltung der Spielregeln und Regularien sowie an ihrer Umsetzung und Überwachung. Dadurch leistet die Schweiz einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung der notwendigen Standards für eine sichere Stromversorgung.

Referenzen

[1] Deterministic frequency deviations – root causes and proposals for potential solutions, Entso-E & Eurelectric, December 2011, http://www.eurelectric.org/media/26970/frequency_deviations_final_february_2012-2012-030-0186-01-e.pdf

[2] Initial Findings Report Deterministc Frequency Deviations 2nd Stage Impact Analysis, Entso-E & Eurelectric, December 2012, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/130325_Deterministic_Frequency_Deviations_Final_Report.pdf

[3] Operational Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, Entso-E, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

Angaben zu den Autoren

Dr.-Ing. **Walter Sattinger** ist Fachexperte innerhalb des Grid Management Teams bei Swissgrid AG.
Swissgrid AG, 5080 Laufenburg, walter.sattinger@swissgrid.ch

Roland Notter, Dipl.-Ing FH, ist Fachexperte innerhalb des Asset Design Teams bei Swissgrid AG.
roland.notter@swissgrid.ch

Maria Zerva, MSc ETH Zürich, ist Fachexpertin innerhalb des Performance, Risk & Analysis Teams bei Swissgrid AG.
maria.zerva@swissgrid.ch

Résumé

Le réseau interconnecté du continent européen

Les défis de l'exploitation actuelle du réseau

Un système électrique se compose de générateurs (actuellement il s'agit la plupart du temps de machines synchrones directement raccordées au réseau de transport) et de consommateurs sur le réseau de distribution. Les évolutions technologiques dans le domaine de la distribution d'électricité telles que le transport de courant continu à haute tension, les appareils de transmission flexible du courant alternatif («Flexible AC Transmission») et le développement fulgurant des énergies renouvelables et des techniques de mesure («smart metering» ou comptage intelligent) permettent d'aborder une nouvelle ère en matière de transport et de distribution d'électricité.

En outre, la libéralisation du marché de l'électricité et la promotion du marché interne de l'électricité établissent de nouveaux rapports sur ces marchés. La génération d'électricité se déplace de plus en plus vers le réseau de distribution, des quantités d'énergie importantes sont transportées sur de plus longues distances des parcs éoliens offshore aux centres de consommateurs et les charges des consommateurs s'adaptent aux signaux de prix tout en ayant accès au marché (réponse de la demande). Tous ces phénomènes sont synonymes de défis considérables pour le système électrique qui a été conçu pour accomplir des tâches plus statiques à l'origine. Une coopération étroite à l'échelle internationale est par conséquent nécessaire à l'exploitation d'un réseau à la fois stable et sûr. Plusieurs mesures, réglementations et mécanismes de protection spécifiques doivent permettre d'éviter à tout prix le déclenchement d'une cascade de dysfonctionnements de grande ampleur. Par ailleurs, c'est précisément l'interconnexion qui autorise une exploitation flexible et rentable du réseau et constitue donc l'épine dorsale d'un approvisionnement fiable en énergie électrique.

No

Anzeige

Die Beiträge dieser Ausgabe finden Sie auch unter www.bulletin-online.ch