



50 Hz – ein nicht selbstverständliches und kostbares Gut

Alexander Stimmer/UBM-Operational Standards

Grundlagen

Die Frequenzqualität im Synchronbereich RG CE wird durch verschiedene Faktoren negativ beeinflusst:

Charakteristika des NETZES:

Verhalten der MARKTTEILNEHMER:

Ausmaß und Qualität von REGELRESERVEN:

Grundlagen

Die Frequenzqualität im Synchronbereich RG CE wird durch verschiedene Faktoren negativ beeinflusst:

Charakteristika des NETZES:

- Große geografische Ausdehnung
- Große Einspeisungen und Lasten auch an der Peripherie mit teilw. unklarem dynamischem Verhalten

→ POWER SWINGS

Verhalten der MARKTTEILNEHMER:

- Standardmäßige Optimierung im Rahmen der Marktregeln
- Profitmaximierung im Fall von bestimmten Preiskonstellationen → Ausnutzung von Preisspreads

→ DfDs

→ Deckungslücken

Ausmaß und Qualität von REGELRESERVEN:

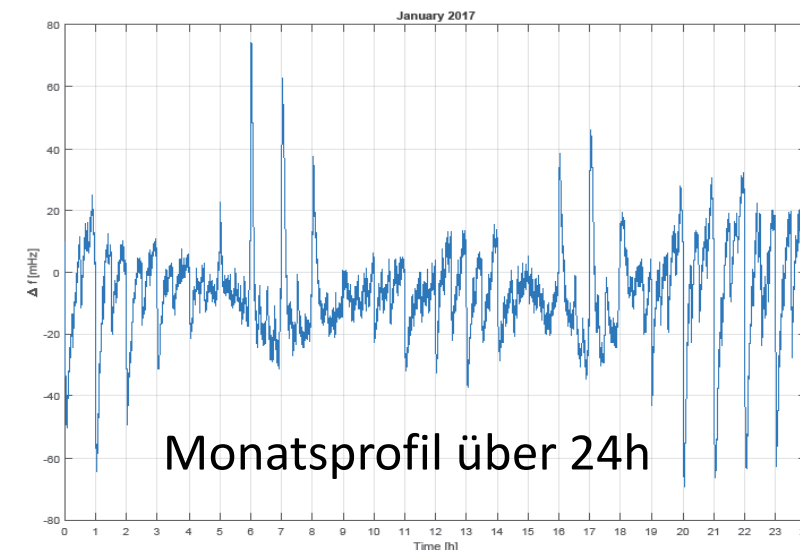
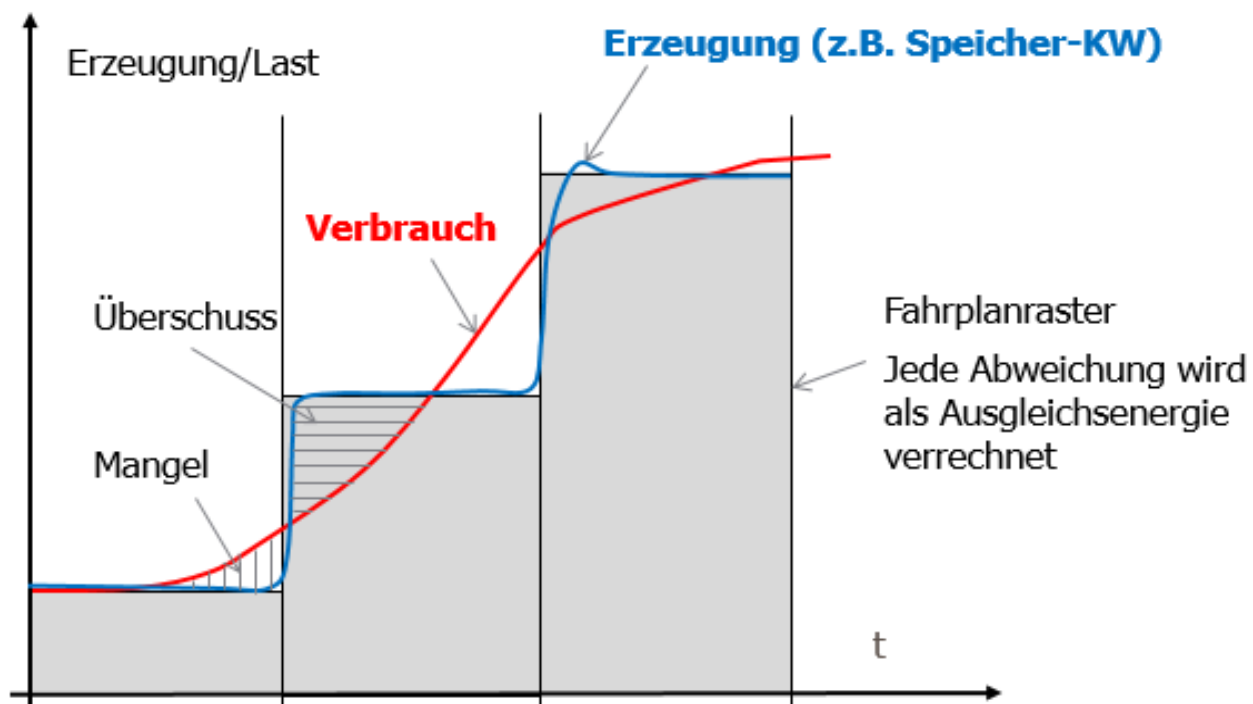
- Regelreserven immer häufiger nur mehr im Minimalausmaß vorhanden - allgemeine Verpflichtungen für Erzeuger weichen Marktmodellen
- Verlässlichkeit der Anbieter unterschiedlich – neue Konzepte sind zum Teil sehr komplex

→ RESERVEMANGEL

Jüngste Frequenzphänomene - DfD

Deterministic Frequency Deviations (**DfD**):

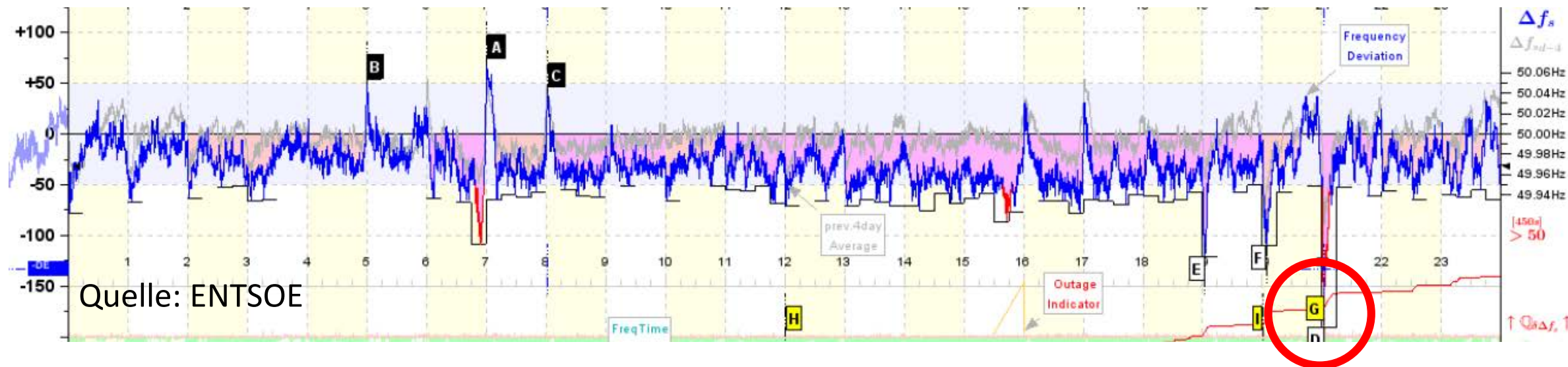
Die Marktmodelle liefern einen Anreiz zu blockförmiger Erzeugung
Der Verbrauch verändert sich jedoch nicht blockförmig



Jüngste Frequenzphänomene - 10.01.2019

Beispiel 10.01.2019 – besorgniserregende Frequenzabweichungen

- Auffälligkeiten sichtbar – offensichtliche Unterdeckung; Ursache zunächst unbekannt
- 2 Effekte überlagert: 1) permanente Fehlbilanz + 2) DfD
- 10.01.2019/21:02: 5 Abweichungen > 100 mHz, größte Abweichung 192 mHz (bei 200 mHz ist die Primärregelreserve erschöpft!)
→ RTE wirft als Notmaßnahme 1,7 GW Last ab → Frequenz stabilisiert



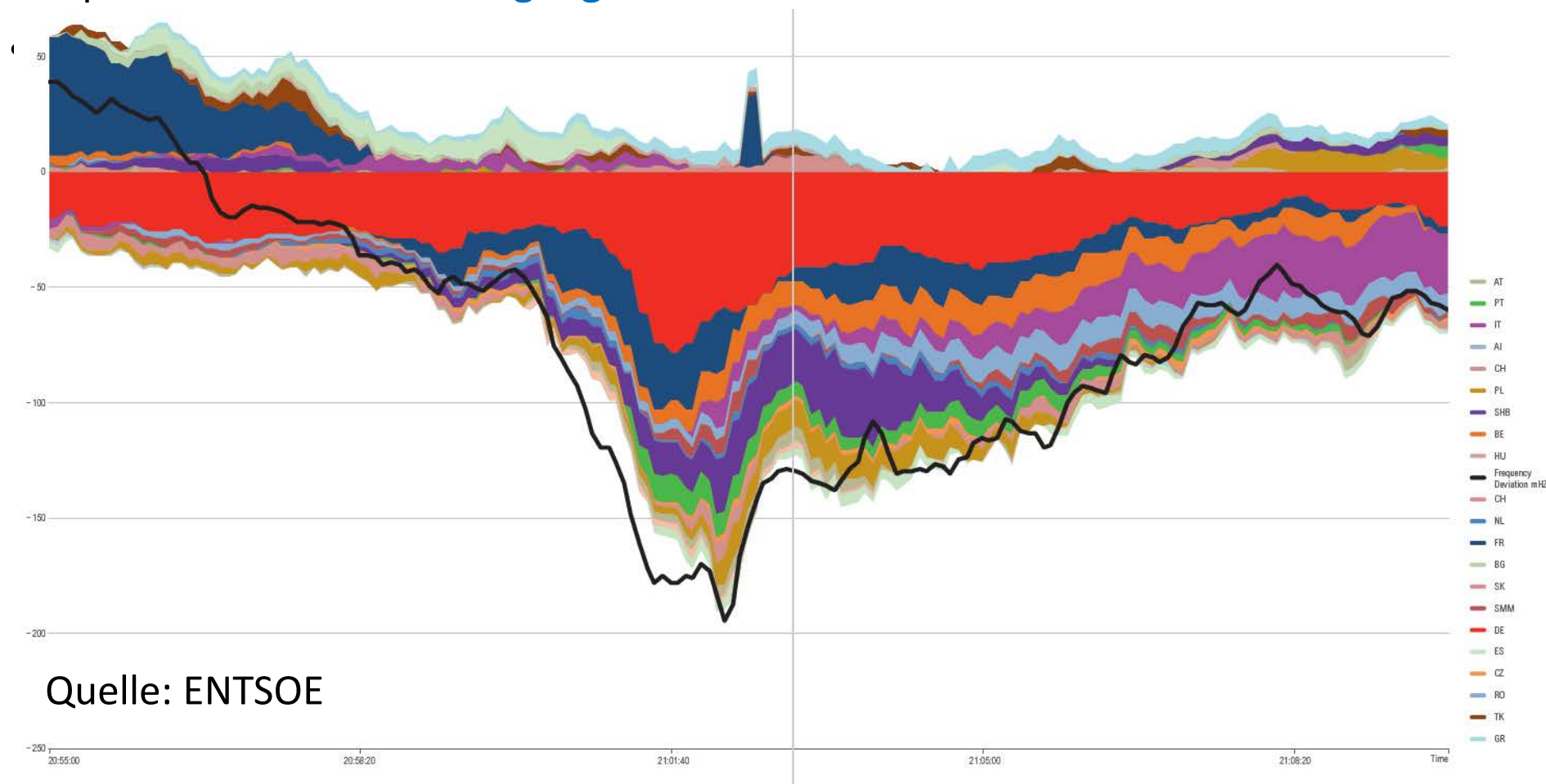
Jüngste Frequenzphänomene - 10.01.2019

Beispiel **10.01.2019 – besorgniserregende Frequenzabweichungen**

- Problem: die errechnete Gesamt-Fehlbilanz und die Frequenzabweichung passten nicht zusammen
→ ein Messfehler war anzunehmen, ABER WO?
- Intensive Abstimmungsrunden unter den TSOs brachten zunächst kein Ergebnis
- Erst am 11.01.2019/09:37 konnte der Messfehler gefunden und bereinigt werden!
Grund war ein hängengebliebener (=nicht erneuerter) Messwert, der unter der falschen Annahme, die Reservemessung wäre unabhängig, nicht entdeckt worden war – tatsächlich verwendete man den identischen falschen Wert für die Konsistenzprüfung!

Jüngste Frequenzphänomene - 10.01.2019

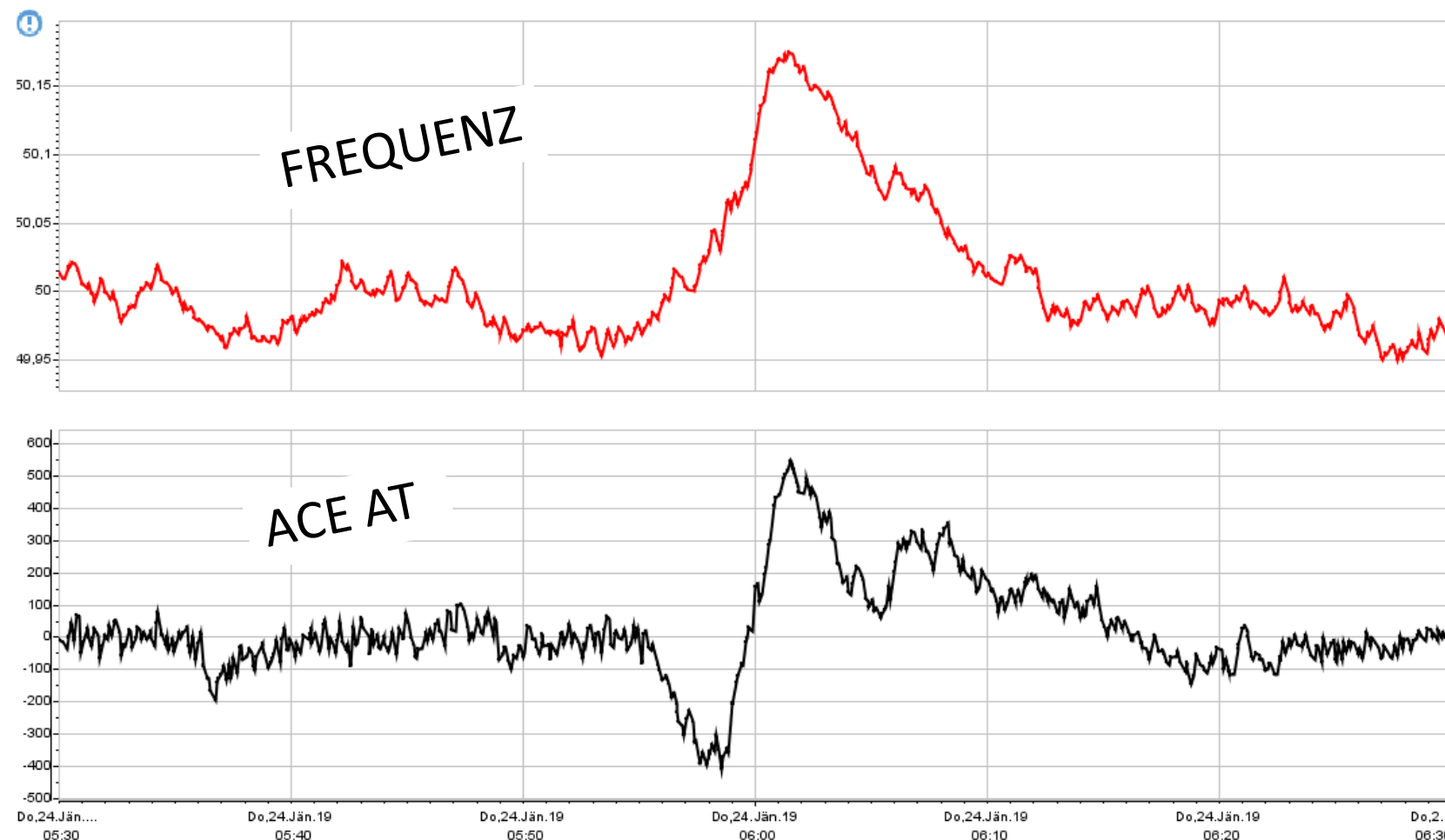
Beispiel **10.01.2019 – Beteiligung der TSOs an den DfD**



Quelle: ENTSOE

Jüngste Frequenzphänomene – 24.01.2019

Beispiel **24.01.2019 - DfD**



Österreich ist zum Teil
Mitverursacher!

Jüngste Frequenzphänomene - COSTT

Beispiel **dauerhafte Fehlbilanz COSTT**

- Problem: Kosovo bezog permanent Energie, die nicht eingekauft worden war
- Da der Kosovo Teil des Regelblocks SMM (Serbien) ist, Serbien aber nicht für diese Fehlbilanz aufkommt, kam es zu einer dauerhaften Unterdeckung des Synchronbereichs



Jüngste Frequenzphänomene – Markteffekte

Beispiel 12.06.2019, DE

Fatale Kombination von

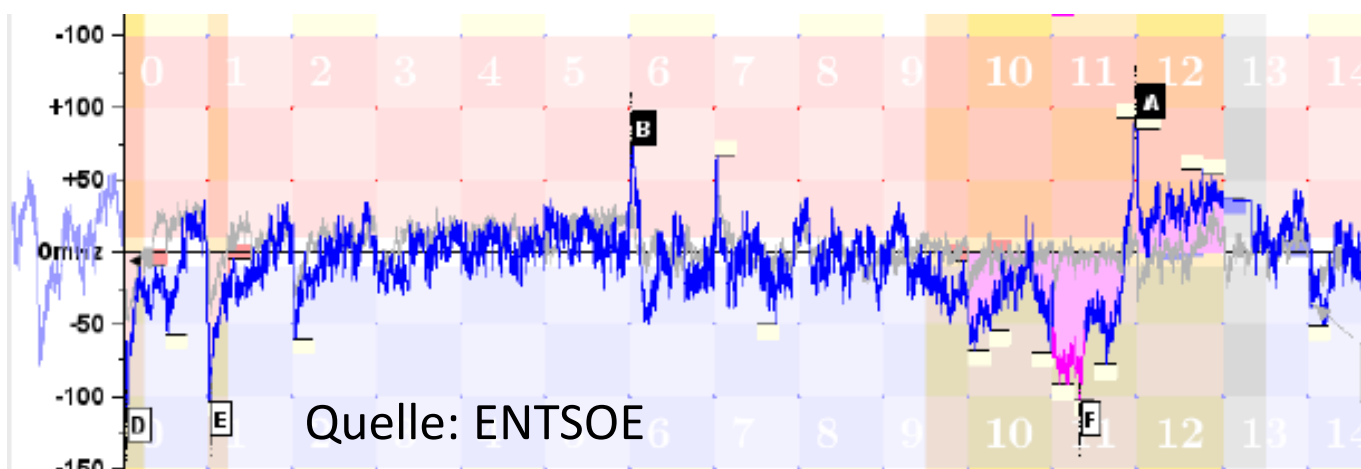
Hohen Intraday-Preisen (bis zu $> 500 \text{ €/MWh}$)

Moderaten Imbalance-Preisen ($< 100 \text{ €/MWh}$)

→ kein Anreiz für Bilanzgruppen sich auszubilanzieren

Es gab zwar Prognosefehler, die aber die aufgetretenen Fehlbilanzen in DE nicht erklären können!

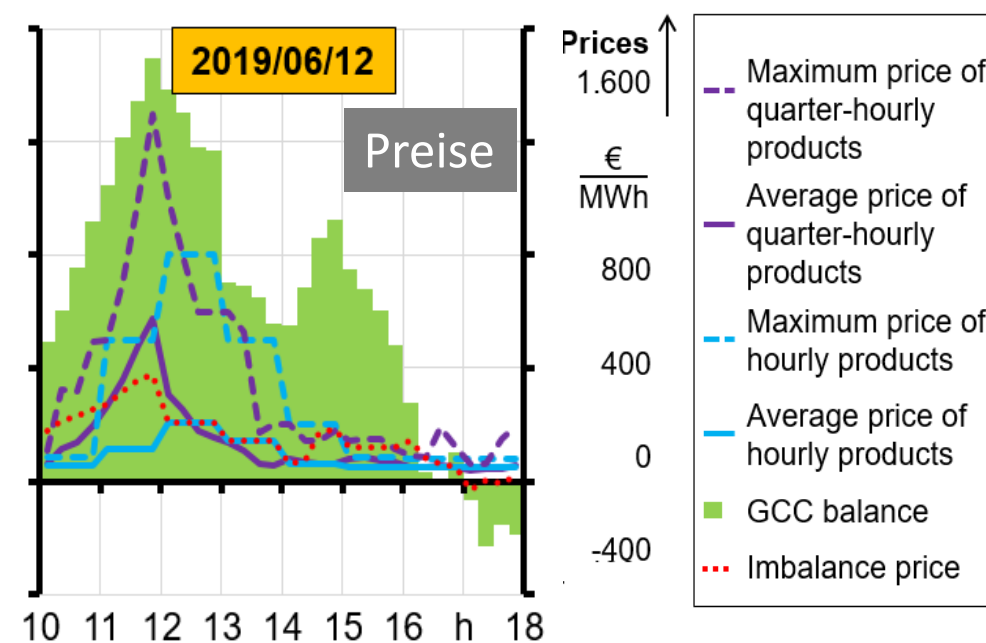
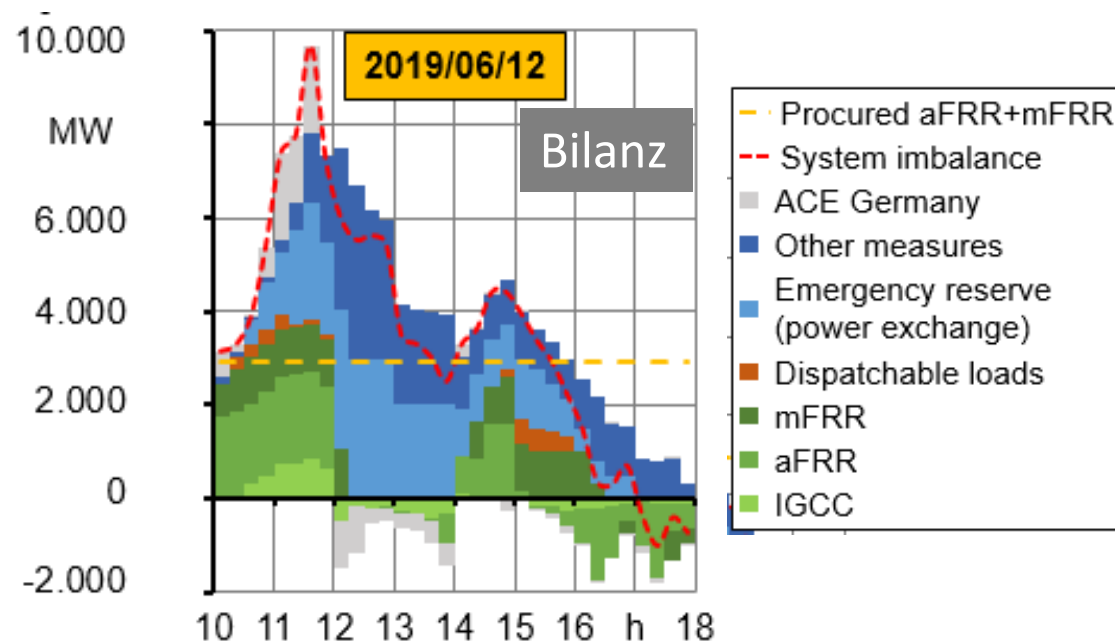
→ Analysen legen den Verdacht nahe, dass mit niedrigen Imbalance-Preisen spekuliert wurde!



Jüngste Frequenzphänomene – Markteffekte

Beispiel 12.06.2019, DE

→ Fehlbilanz bis > 9000 MW!!! → Alle Reserven ausgeschöpft!



Quelle: Amprion

Jüngste Frequenzphänomene – 23.04.2019

Beispiel **Trennung der Türkei 23. April 23, 9:03 – 9:39**

Ablauf der Ereignisse:

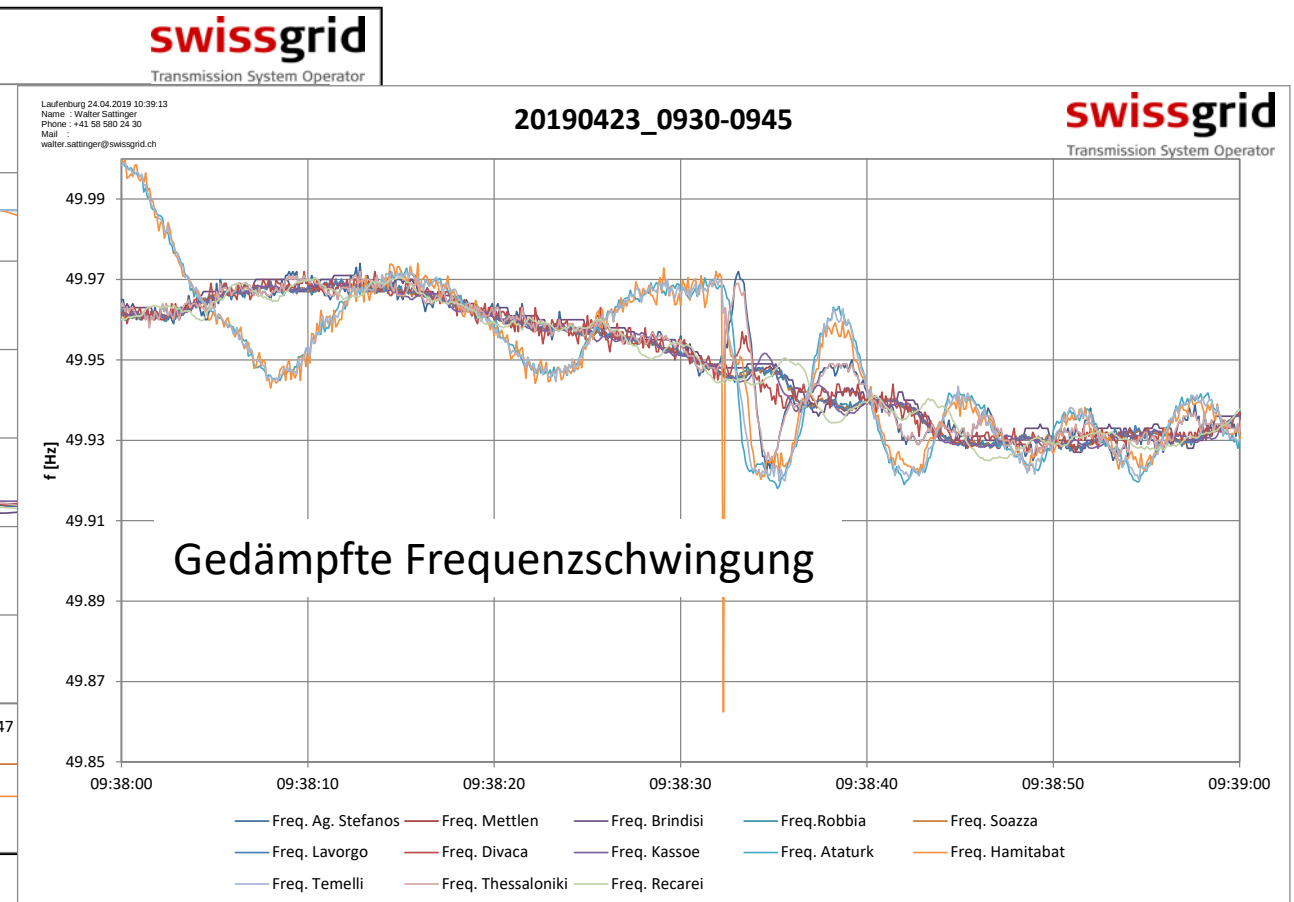
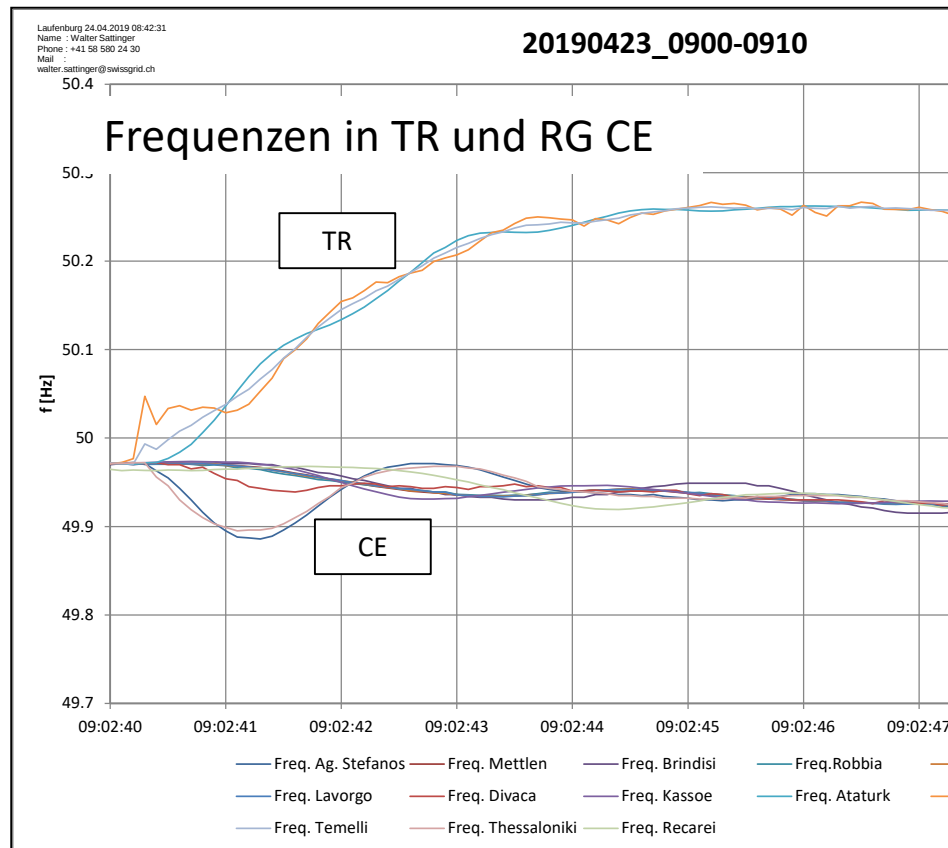
- Planmäßige Abschaltung der Verbindungsleitung zwischen TR und GR
- Planmäßiger Export aus TR: 250 MW
- Falsche Verbrauchsprognose - fehlende “tea-peak load” (→ 1000 MW Überschuss – 500 MW in 3 min) wegen eines vergessenen Feiertages
- Ausfall zweier Verbindungsleitungen zwischen TR und BG durch Überlast
- Trennung des TR-Netzes von RG CE

Resultat:

- Synchronbereich RG CE: $\Delta f = -40$ mHz mit einem Frequenzgradienten (RoCof) von 8 mHz/s
- Synchronbereich TR: $\Delta f = +260$ mHz mit einem Frequenzgradienten von 83 mHz/s

Jüngste Frequenzphänomene – 23.04.2019

Trennung der Türkei 23. April 23, 9:03 – 9:39



Jüngste Frequenzphänomene – Power Swings

Mit der Größe des Synchronbereichs steigt die Schwingungsneigung (Schwankungen der Frequenz bzw. auch der Spannung zwischen Netzteilen, d.h. Generatorgruppen pendeln gegeneinander).

Problematisch sind generell geografisch ausgedehnte Netze mit großen Erzeugungsquellen/-senken im peripheren Bereich.

03.12.2017: Pendelungen zwischen Norden und Süden des RG CE-Netzes (Südtalien gegen den Rest)

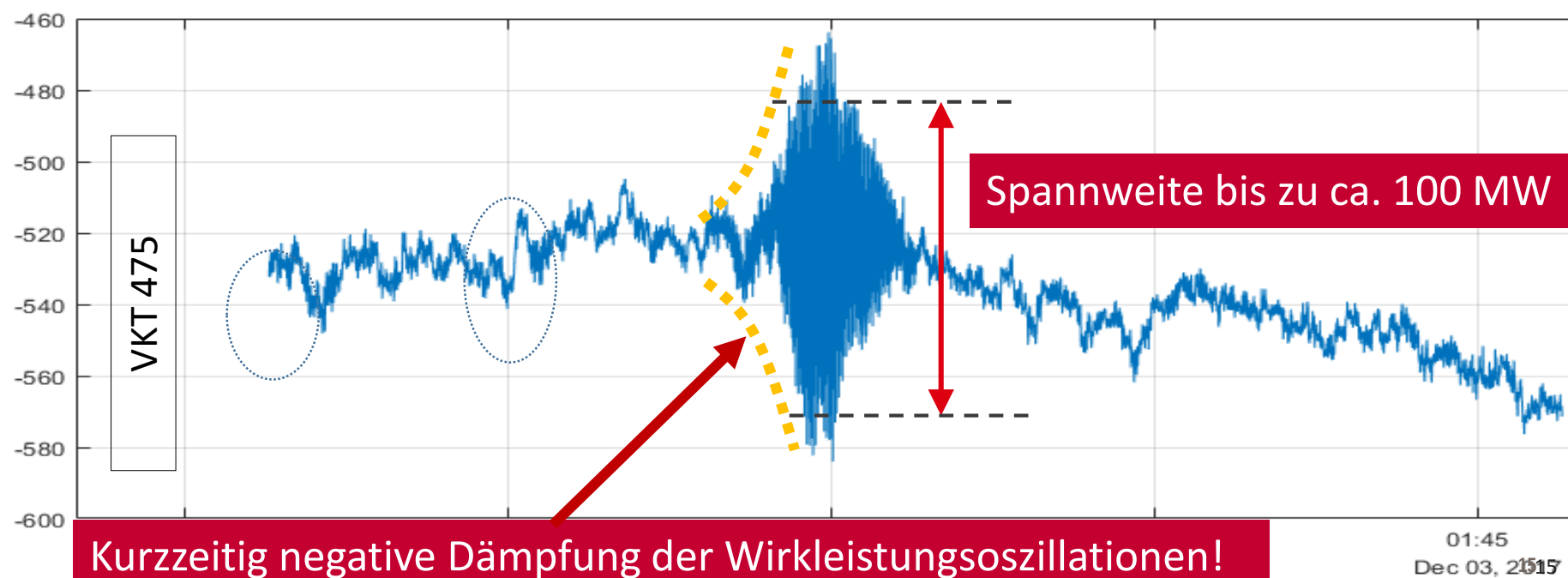
- dominante Eigenfrequenz: ca. 0,3 Hz
- APG, Swissgrid und ELES in einer Art „Übergangszone“ zwischen IT und dem Rest von RGCE - daher
→ hohe Wirkleistungsoszillationen im Süden der RZ APG, besonders in Westtirol, Lienz, Kainachtal
- Alarmierung der diensthabenden Bereitschaft in der Hauptschaltleitung durch di/dt-Meldungen der PSTs Lienz und Greuth

Stark vereinfachtes Masse-Feder System:



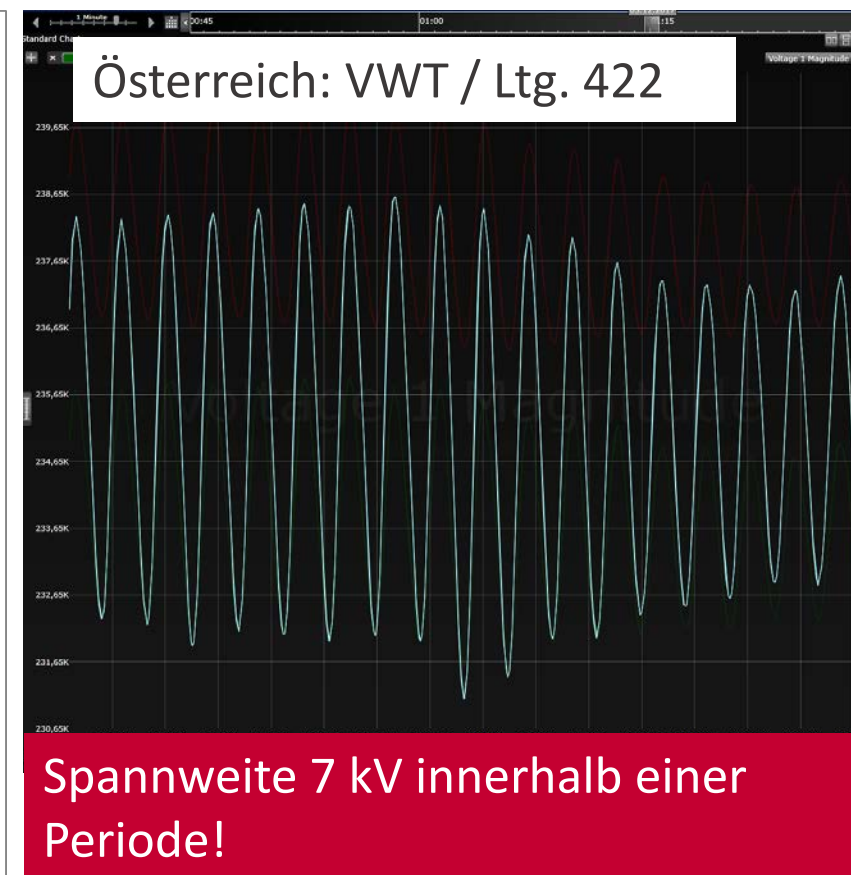
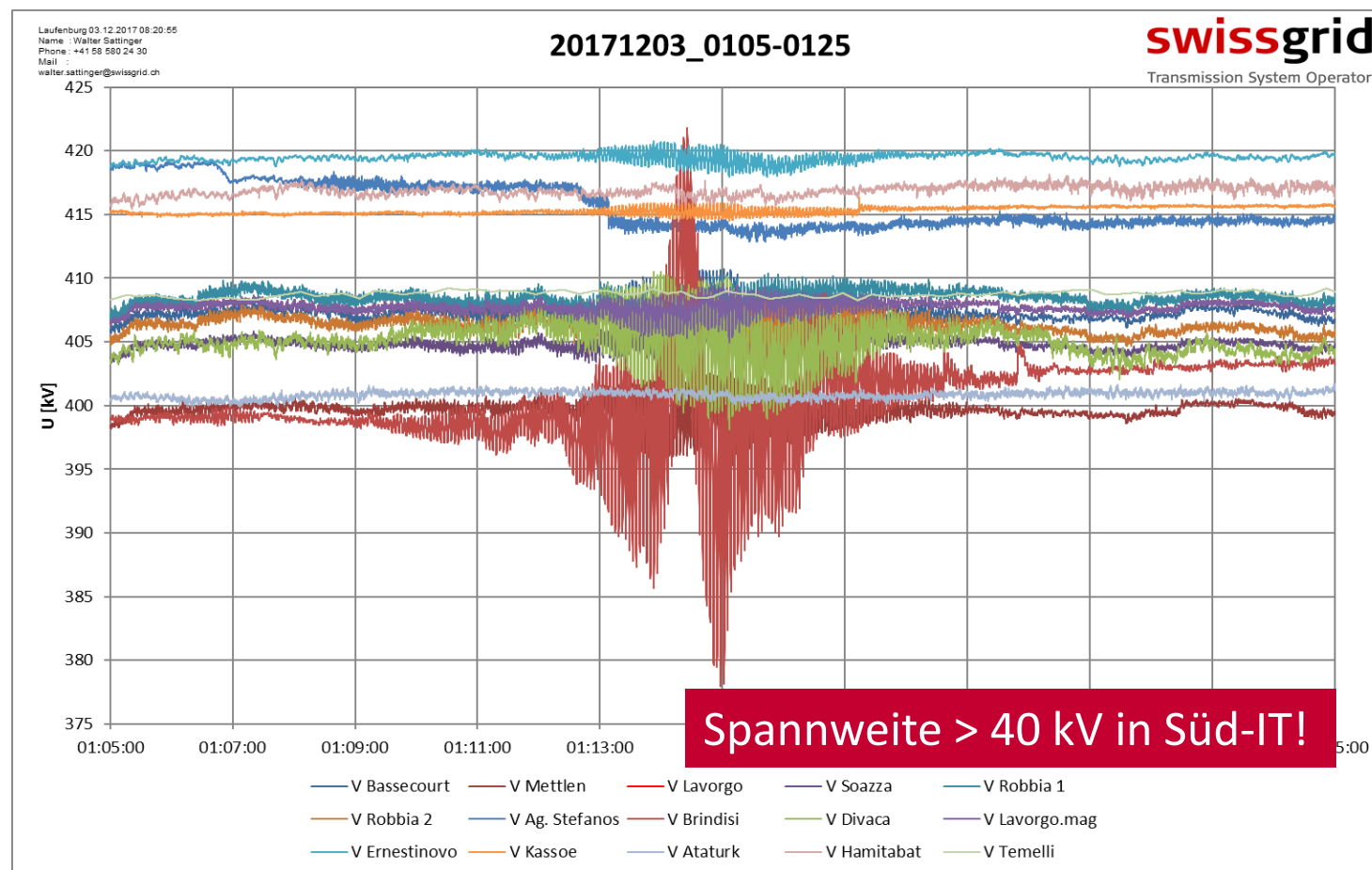
Jüngste Frequenzphänomene – Power Swings

1) Wirkleistungssoszillationen: in Österreich (Kainachtal) bis zu 100 MW



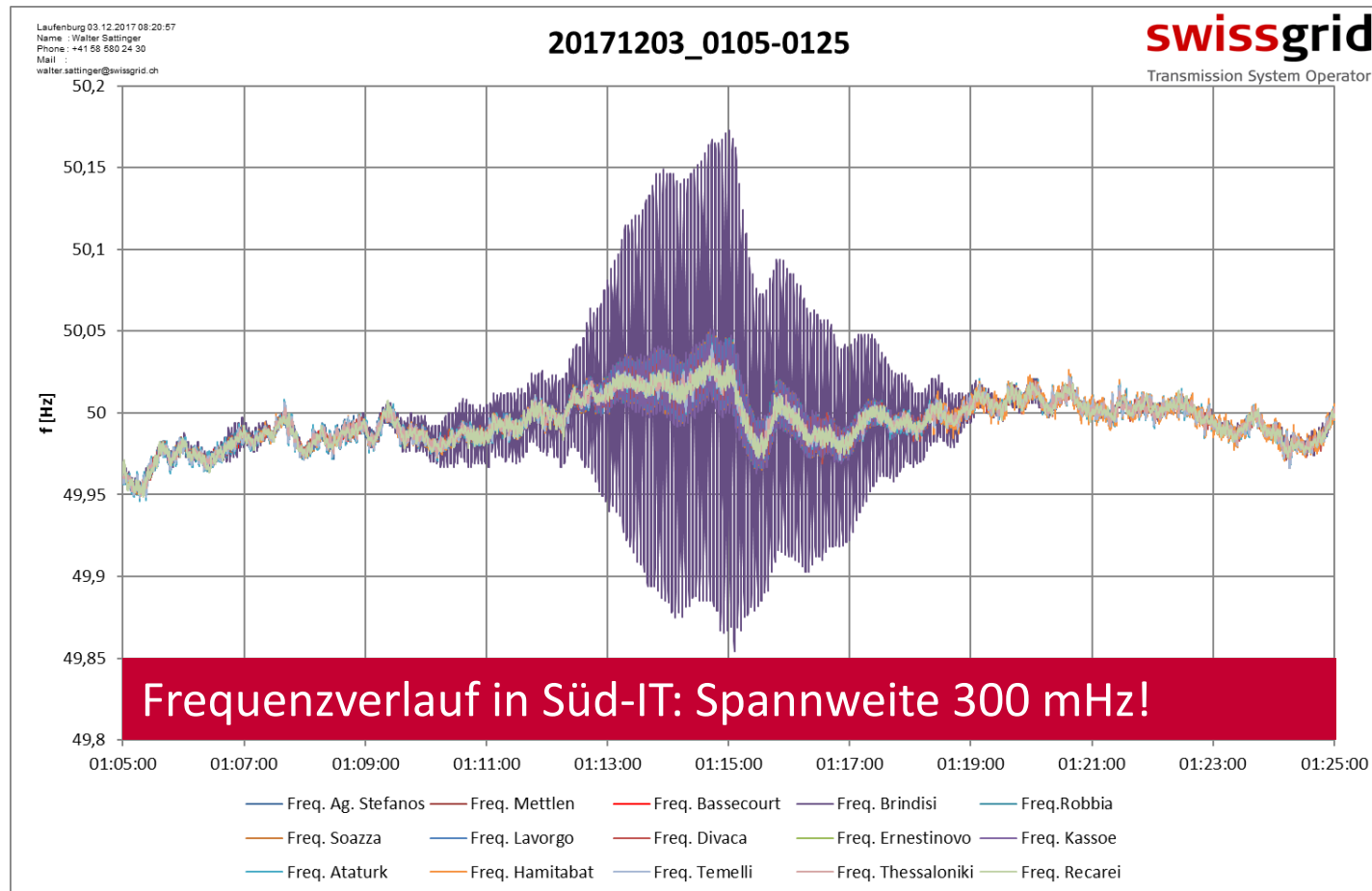
Jüngste Frequenzphänomene – Power Swings

2) Spannungssoszillationen in RG CE: besonders in Südtalien sehr hoch - Vgl. Österreich



Jüngste Frequenzphänomene – Power Swings

3) Frequenzoszillationen in IT:

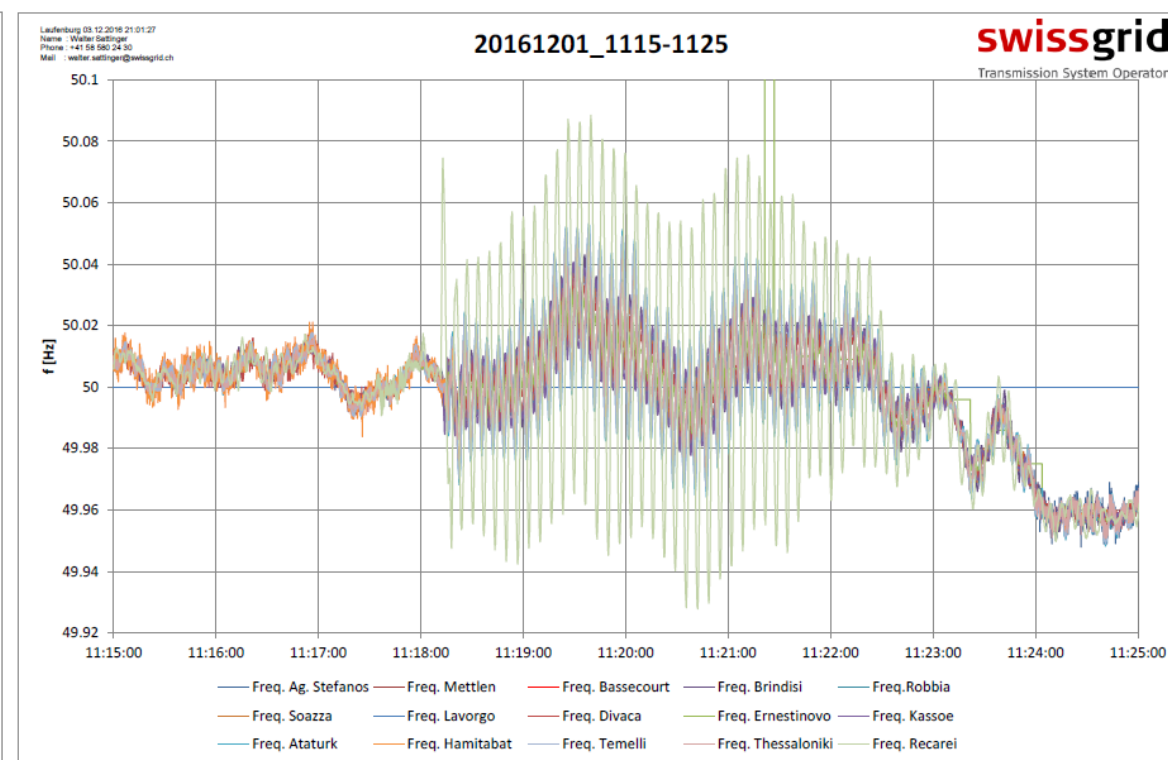
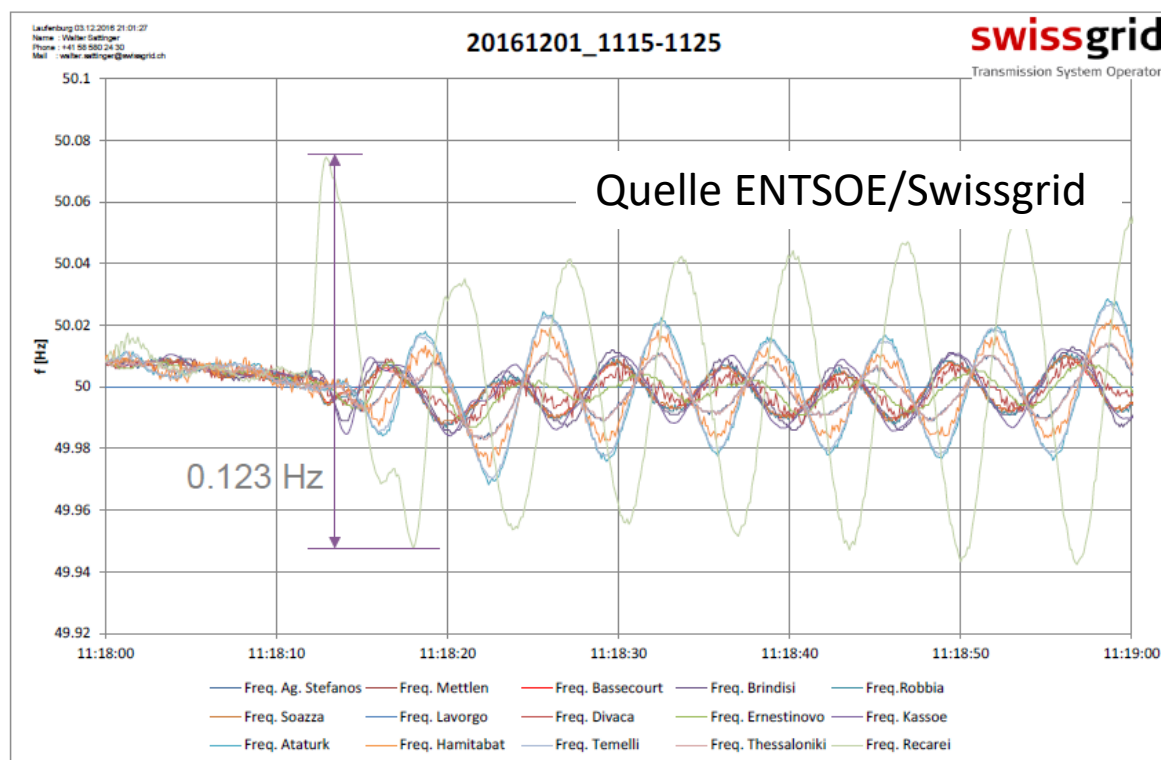


Jüngste Frequenzphänomene – Power Swings

Beispiel: 01.12.2016

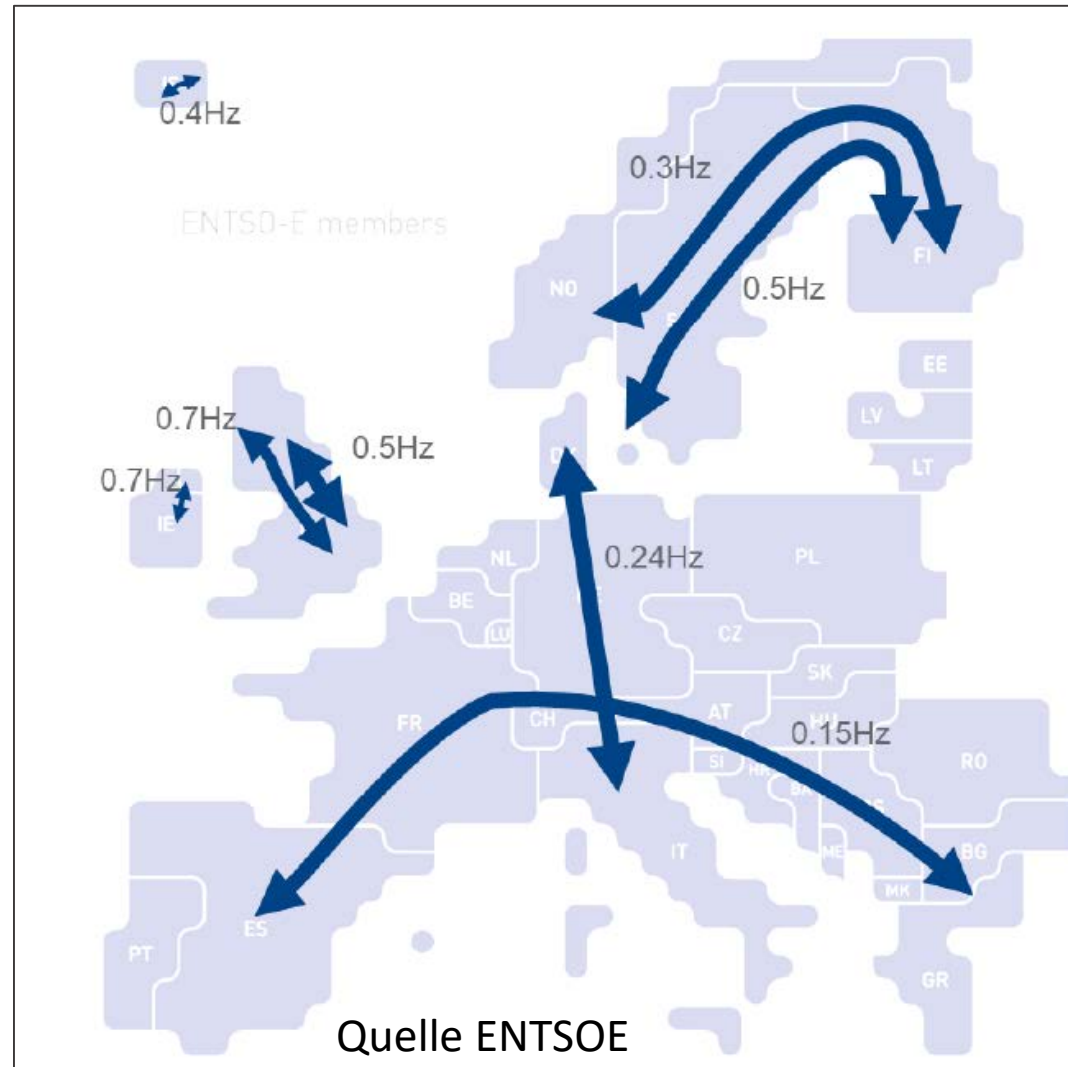
Ursache: Ausfall einer Verbindung zwischen Spanien und Portugal; > 2000 MW Export Richtung Frankreich

Auftretende Frequenz-Schwingung schlecht gedämpft → Reduktion des Exports → Dämpfung der Schwingung



Jüngste Frequenzphänomene – Power Swings

Aufgetretene Power Swings
Die Frequenz hängt von der
Konstellation ab.



Inertia (Schwungmasse)

Die rotierende Schwungmasse im Netz hat einen Stabilisierungseffekt (Trägheit)

Zunahme von Anlagen mit Umrichter (Power Electronic Interface Power Sources – PEIPS – z.B. PV) bewirkt:

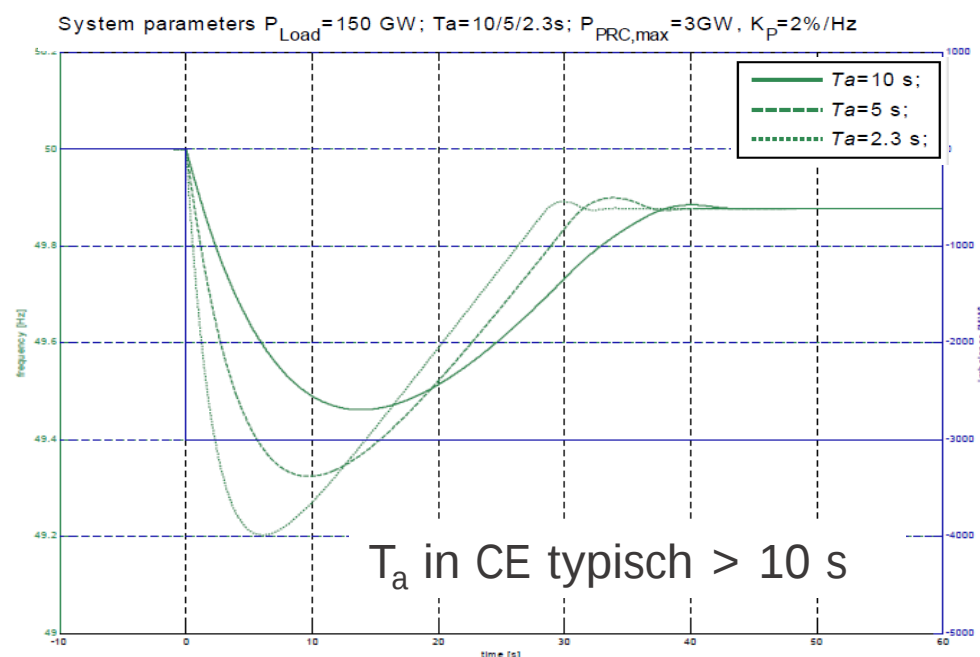
- Weniger rotierende Generatoren (= Schwungmasse) am Netz
- Stabilisierendes Element für die Frequenz geht verloren (=Netzanlaufzeitkonstante T_a sinkt)
- Gradient der Frequenzabweichung bei Störungen des Gleichgewichts steigt
- Aktivierung der Primärregelreserve/FCR könnte zu langsam sein!

Wesentlicher Parameter:

Rate of Change of Frequency

(**RoCof**)

$$\text{RoCoF}_{\max} = \frac{df}{dt_{\max}} = \frac{\Delta P_{\text{Imbalance}}}{P_{\text{Load}}} * \frac{f_0}{T_N}$$



Inertia (Schwungmasse)

Beispiel:

London-Black-Out am 9.8.2019:

Ausfall zweier Kraftwerksblöcke

→ sehr starke Frequenzabsenkung

→ automatische Lastabwurf zur
Stabilisierung notwendig



Beispiel Irland: Penetration von PEIPS zeitweise schon über 50%!

→ Kosten zur Systemstabilisierung 2020 schon mit bis zu über 25% der Stromkosten geschätzt

Beispiel GB: für 100% PEIPS wäre ca. 9000 MW rotierender Maschinen ohne Energieeinspeisung
(Synchronous Compensators – SC; in Dänemark bereits angewendet) erforderlich

Inertia (Schwungmasse)

Alternative zu rotierenden Massen: **Synthetic Inertia**

Idee: Nachbildung der Schwungmasse mittels Umrichter

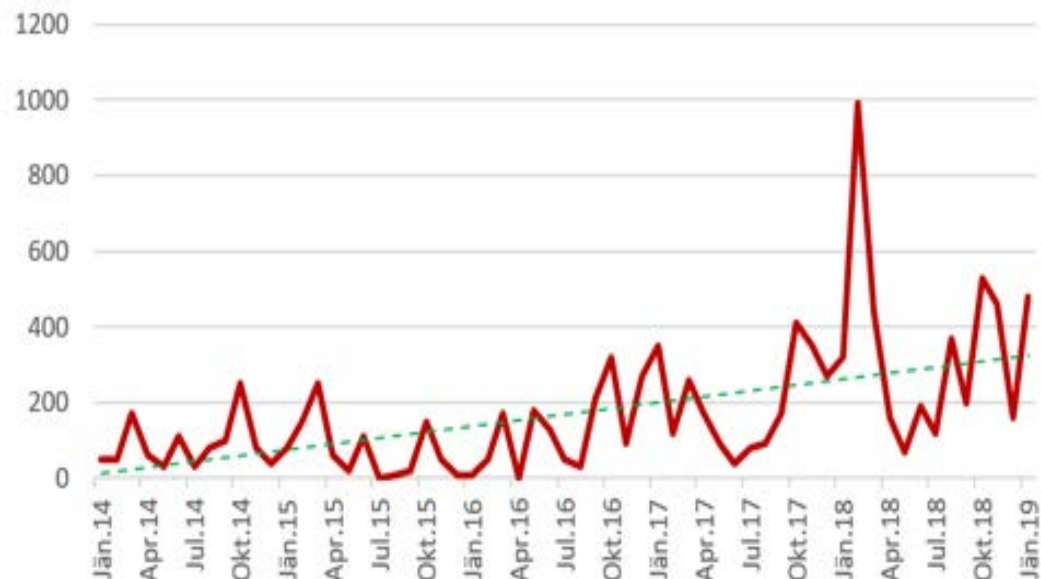
ABER: Wie genau soll das funktionieren?

- Trigger für die Aktivierung (RoCof, Δf)?
- Wie kann die Triggergröße ausreichend schnell und genau gemessen werden?
- Soll es ein Totband geben - welches?
- Soll es eine Hysterese geben – welche?
- Wie soll die Aktivierung nach dem Trigger genau erfolgen?
- Reicht eventuell auch schnelle Reserveaktivierung (*Fast Frequency Response*)?

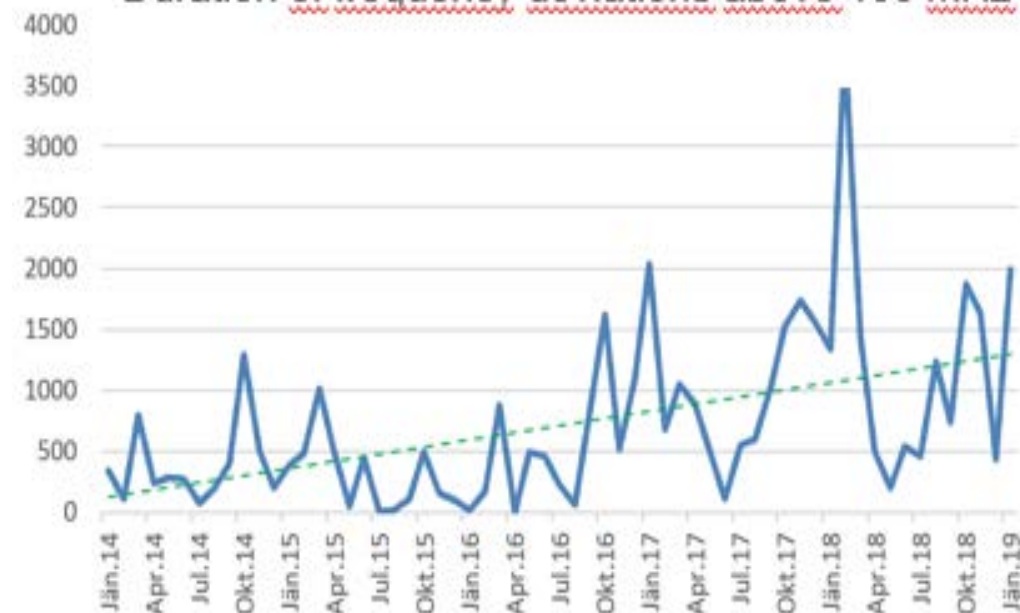
Trend der Frequenzqualität

Besser wird's nicht!

Number of frequency deviations above 100 mHz



Duration of frequency deviations above 100 mHz



Beitrag der Verbraucher zur Frequenzstabilität

Was können Verbraucher anbieten - grundsätzliche Sichtweisen:



Regelreserven

Aktuelle Regelreserven haben sich aus dem historischem Bedarf entwickelt, aber die Rahmenbedingungen ändern sich

→ Welche zusätzlichen Maßnahmen werden wir in Zukunft brauchen?

- Synthetic Inertia zur Nachbildung der rotierenden Massen?
- Enhanced Frequency Response (schnellere Stabilisierungsreserve)?
- Kompensationsreserve gegen marktgetriebenes Verbraucherverhalten?
- Gewollt frequenzabhängiges Verbraucherverhalten?
- ...

→ Wie kann man die Qualität der Regelreserven auch in Zukunft sicherstellen?

- Immer mehr Anbieter mit Klein-/Kleinstanlagen – wie funktioniert das Monitoring?
- Bisherige Grundverpflichtungen zur Bereitstellung (z.B. F, IT) werden durch Markt ersetzt
- Wie kann man hochdynamische Reserven überhaupt präqualifizieren bzw. monitoren?
-

WAMS, neue Messsysteme/-Möglichkeiten

Die Definition geeigneter Stabilisierungsmaßnahmen setzt entsprechende Beobachtungen des Frequenzverhaltens voraus

Wide **A**rea **M**easurement **S**ystem

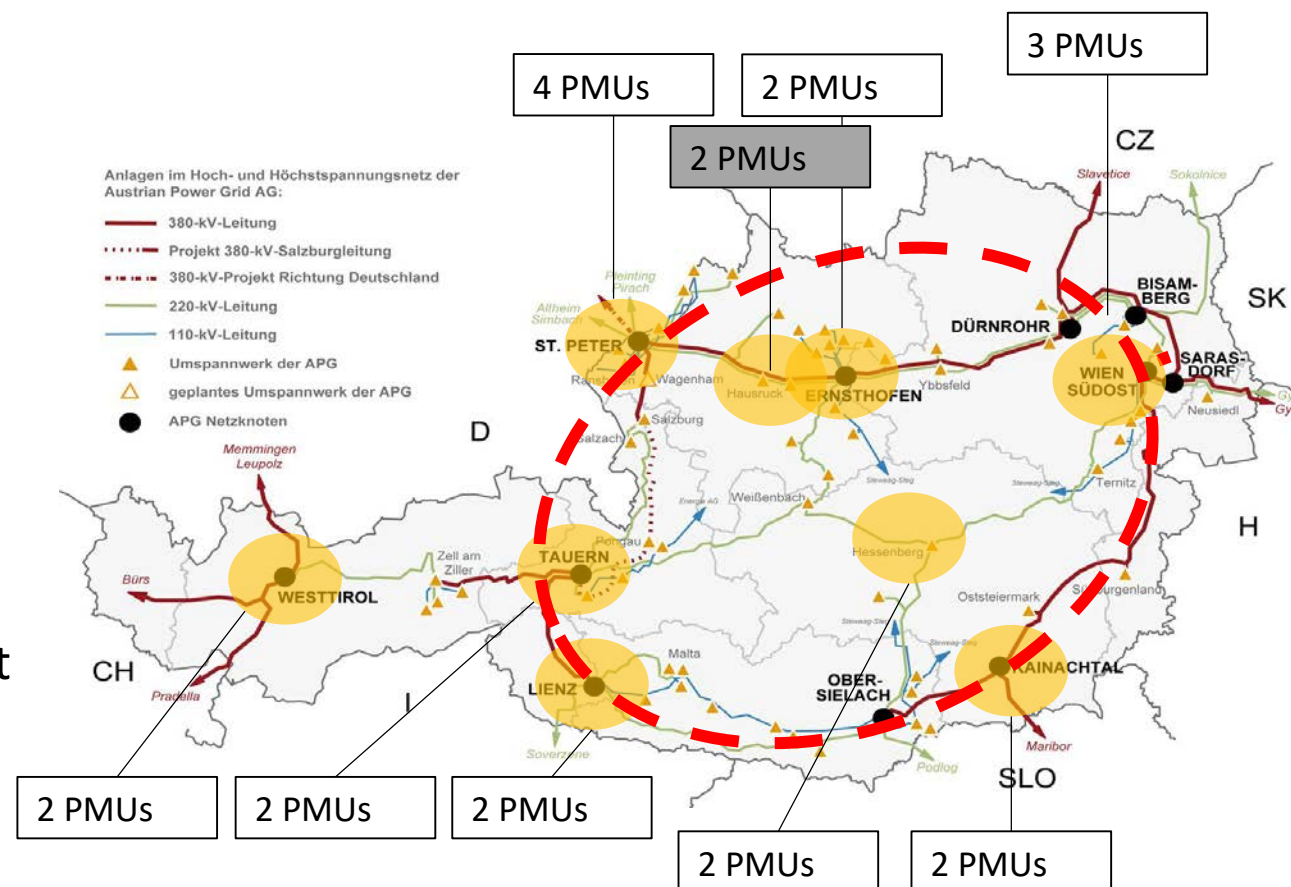
Messung elektrischer Größen mit sehr hoher Auflösung mittels geeignet verteilter

Phasor **M**easurement **U**nits (PMUs)

APG: 21 APG-PMUs (+ PMUs von RGCE TSOs)
seit Anfang 2016 in Betrieb

Verwendung derzeit im Back-Office zur ex-post Analyse der rohen Messwerte

→ Weiterentwicklung für den online-Betrieb



WAMS, neue Messsysteme/-Möglichkeiten

Data-Server (PDC):

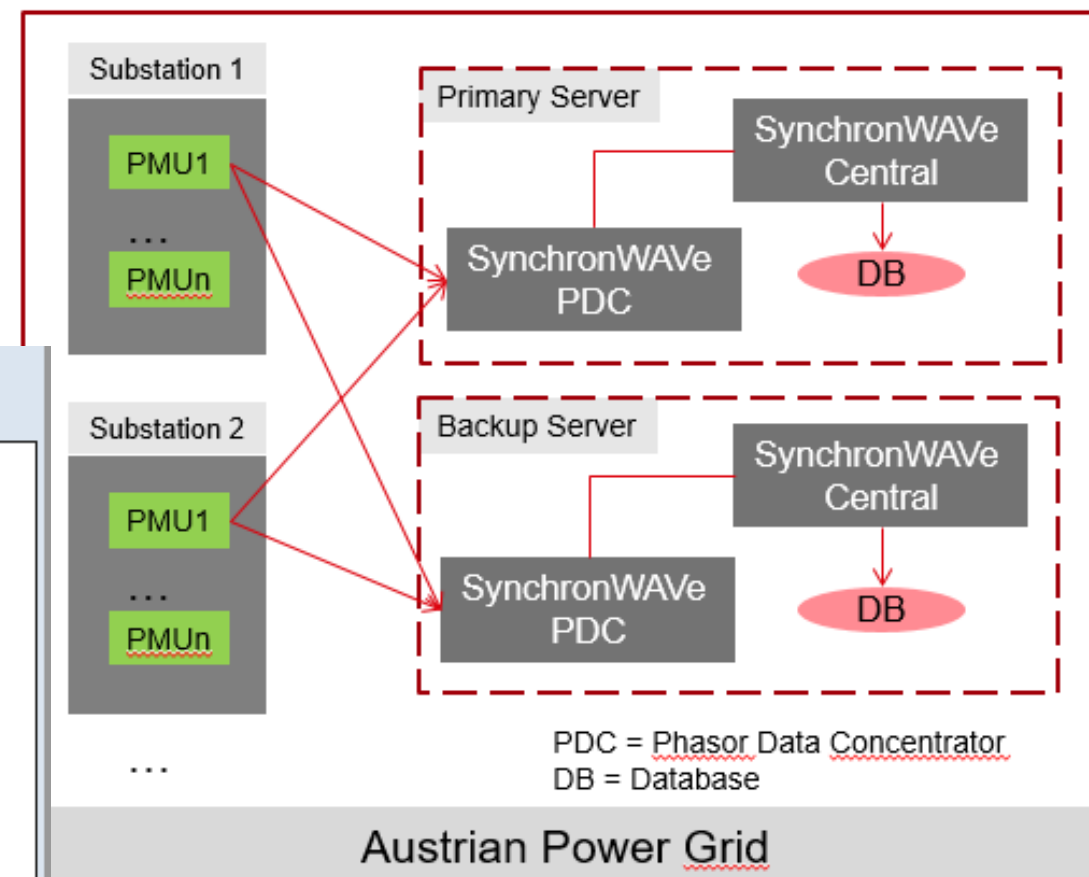
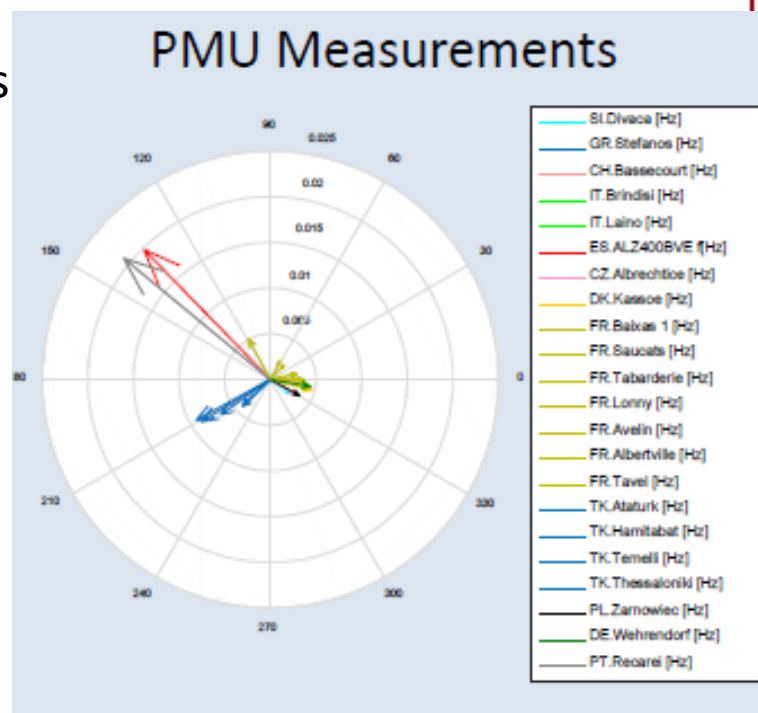
- Primary
- Backup

Data exchange rate per PMU:

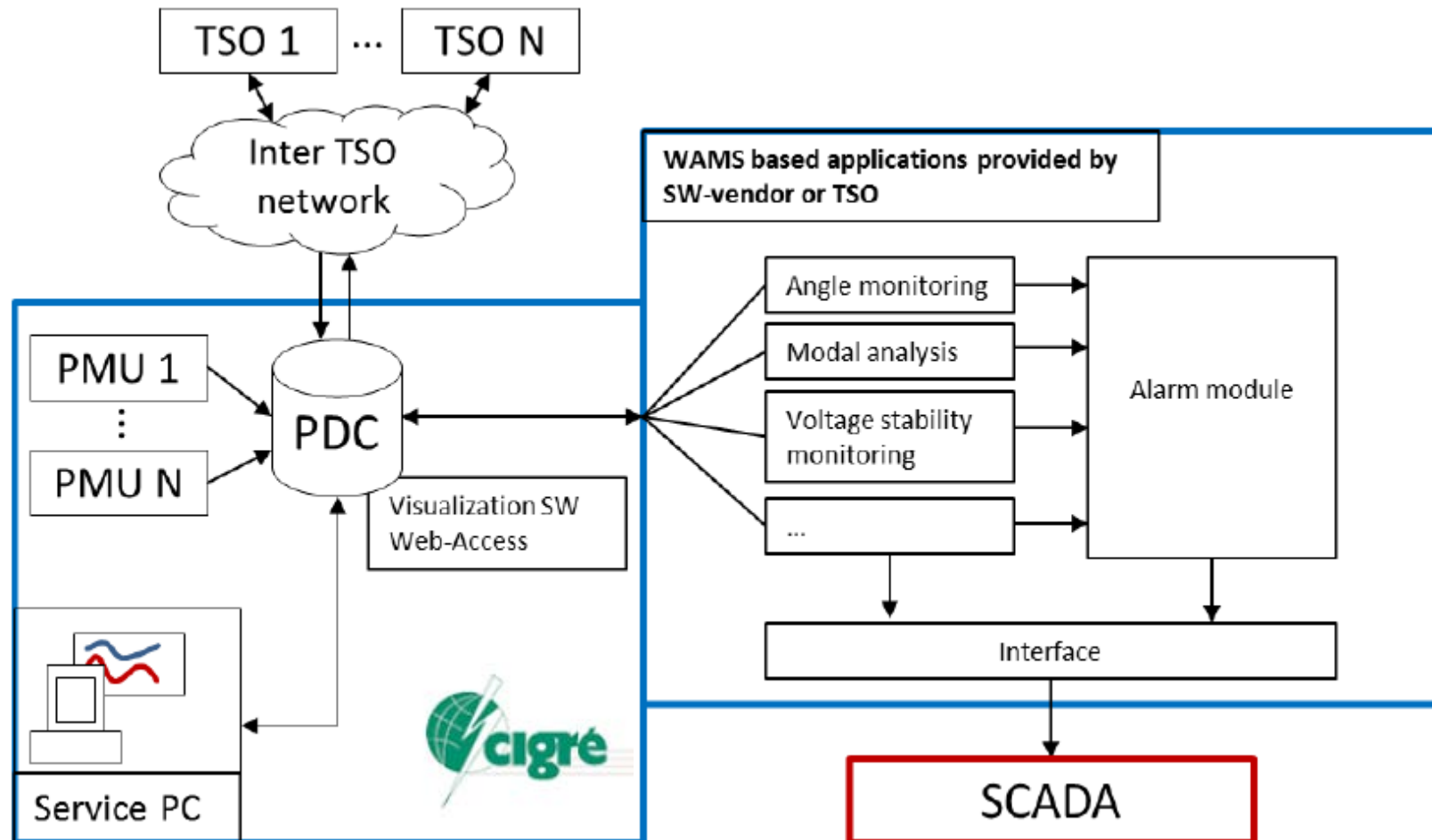
- 25 msg/s = 40 ms sampling

Data Communication:

- Own process network
- TCP/IP @0,67 - 4 Mbit/s
- Protocol IEEE C37.118-2005



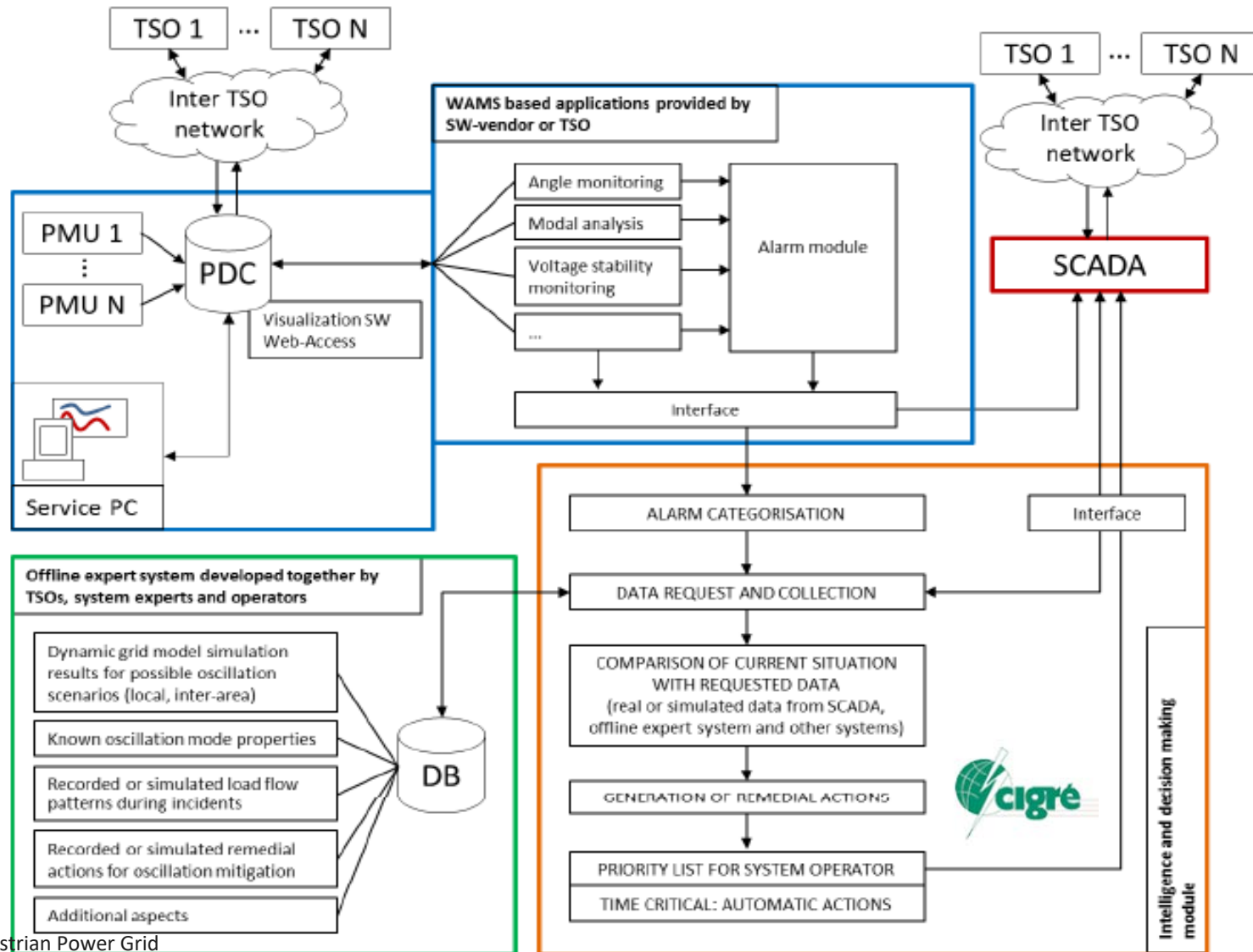
WAMS, neue Messsysteme/-Möglichkeiten



Anwendungen

- Inselbetrieb/Netzwiederaufbau
- Schwingungsmonitoring
- Dämpfungsmonitoring
- Störungsmonitoring

WAMS, neue Messsysteme/-Möglichkeiten



Erweiterte Funktionalitäten, z.B.:

- Alarmkategorien
- Prioritätenliste von Abhilfemaßnahmen für den online-Betrieb

LETZTE MEDLUNG!

07.10.2019

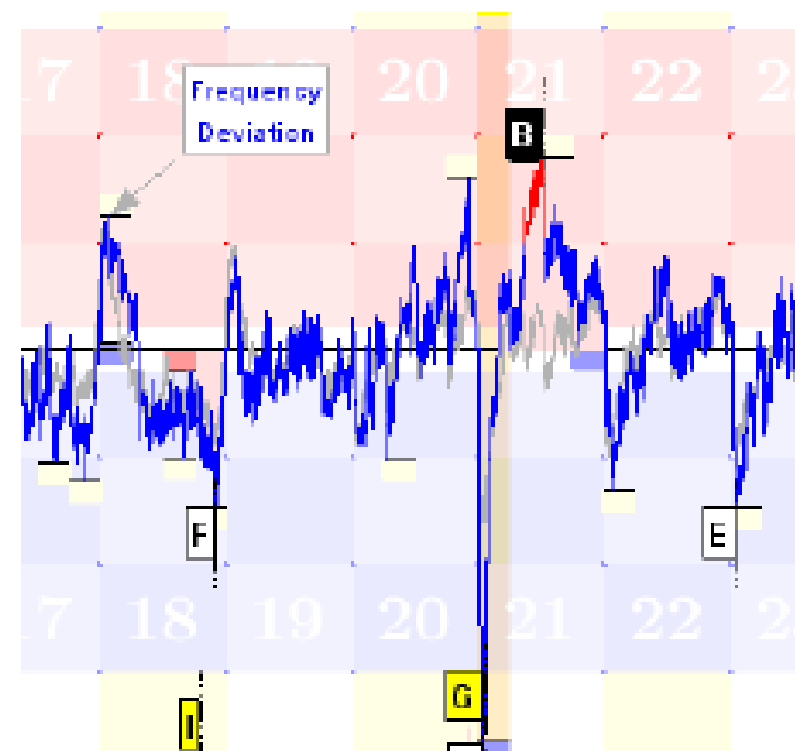
Frequenz-Peak: 49,81 Hz!

**Bei 49,8 Hz ist die
Primärregelreserve aufgebraucht!**

Ursachen:

- DfD
- Gleichzeitiger Ausfall von 900 MW in Frankreich

Manueller Lastabwurf in Frankreich von 1200 MW





50 Hz – ein nicht selbstverständliches und kostbares Gut

Alexander Stimmer/UBM-Operational Standards