



#016189524 **ORCA**®
#018265372 **DMP**®
#018265380 **KRI**®
#018417183 **DNPS**®



Reg.No. 5,899,472 **ORCA**®
Reg.No. 7,532,392 **DNPS**®

Fette
Competence in Energy

Digital Nonlinear Power Systems

Blackout Spanien/Portugal

Hamburg, Juli 2025

Michael Fette

Fette
Competence in Energy

Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen

- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung



red eléctrica
Una empresa de Redeia

Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

18/06/2025

System Operation Division
June 2025

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
 17.06.2025 - 21:16 Uhr

[Artikel anhören 05:13](#)



asten in der Nähe von Ronda, Spanien: War der große Blackout zu verhindern? Foto: REUTERS

Madrid. Die spanische Regierung hat die Ursachen des historischen Stromausfalls im April ermittelt. Grund für den stundenlangen Blackout in Spanien und Portugal sei eine zu hohe Spannung im Netz gewesen, sagte Spaniens Ministerin für den ökologischen Wandel, Sara Aagesen, in Madrid.

Das spanische Stromnetz war am 28. April in weniger als einer Minute zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

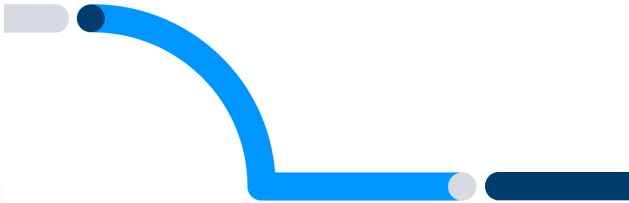
Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen

- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung



red eléctrica
Una empresa de Redeia



Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

Es war eine PV-Anlage!

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
 17.06.2025 - 21:16 Uhr

[Artikel anhören 05:13](#)



astan in der Nähe von Ronda, Spanien: War der große Blackout zu verhindern? Foto: REUTERS

Madrid. Die spanische Regierung hat die Ursachen des historischen Stromausfalls im April ermittelt. Grund für den stundenlangen Blackout in Spanien und Portugal sei eine zu hohe Spannung im Netz gewesen, sagte Spaniens Ministerin für den ökologischen Wandel, Sara Aagesen, in Madrid.

Das spanische Stromnetz war am 28. April in weniger als einer Minute zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen

- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung

red eléctrica
Una empresa de Redeia

Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

Es war eine PV-Anlage!

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
17.06.2025 - 21:16 Uhr

[Artikel anhören 05:13](#)



Schlechte Planung für die Netzsicherheit!

asten in der Nähe von Ronda, Spanien: Vor der große Blackout zu vermindern. Foto: REUTERS

Madrid. Die spanische Regierung hat die Ursachen des historischen Stromausfalls im April ermittelt. Grund für den stundenlangen Blackout in Spanien und Portugal sei eine zu hohe Spannung im Netz gewesen, sagte Spaniens Ministerin für den ökologischen Wandel, Sara Aagesen, in Madrid.

Das spanische Stromnetz war am 28. April in weniger als einer Minute zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Blackout - Auswertungen

- red eléctrica – ÜNB
- Regierungsbericht
- Eigene Auswertungen
- Zusammenfassende Analyse der verfügbaren Unterlagen
 - KI-System – pdf-File erzeugt
 - 2-tes KI-System – Audio-Zusammenfassung



Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025

Es war eine PV-Anlage!

Schlechte Planung für die Netzsicherheit!

Systemisches Versagen! Reproduzierbar!

Audiozusammenfassung durch Dr. Thomas Fritsch

Blackout

Spanien macht Netzbetreiber und Energiekonzerne verantwortlich

Die spanische Regierung hat ihre Untersuchung zu den Ursachen des Stromausfalls auf der Iberischen Halbinsel abgeschlossen. Wichtige Fragen aber bleiben ungeklärt.

Sandra Louven
17.06.2025 - 21:16 Uhr

Artikel anhören 05:13



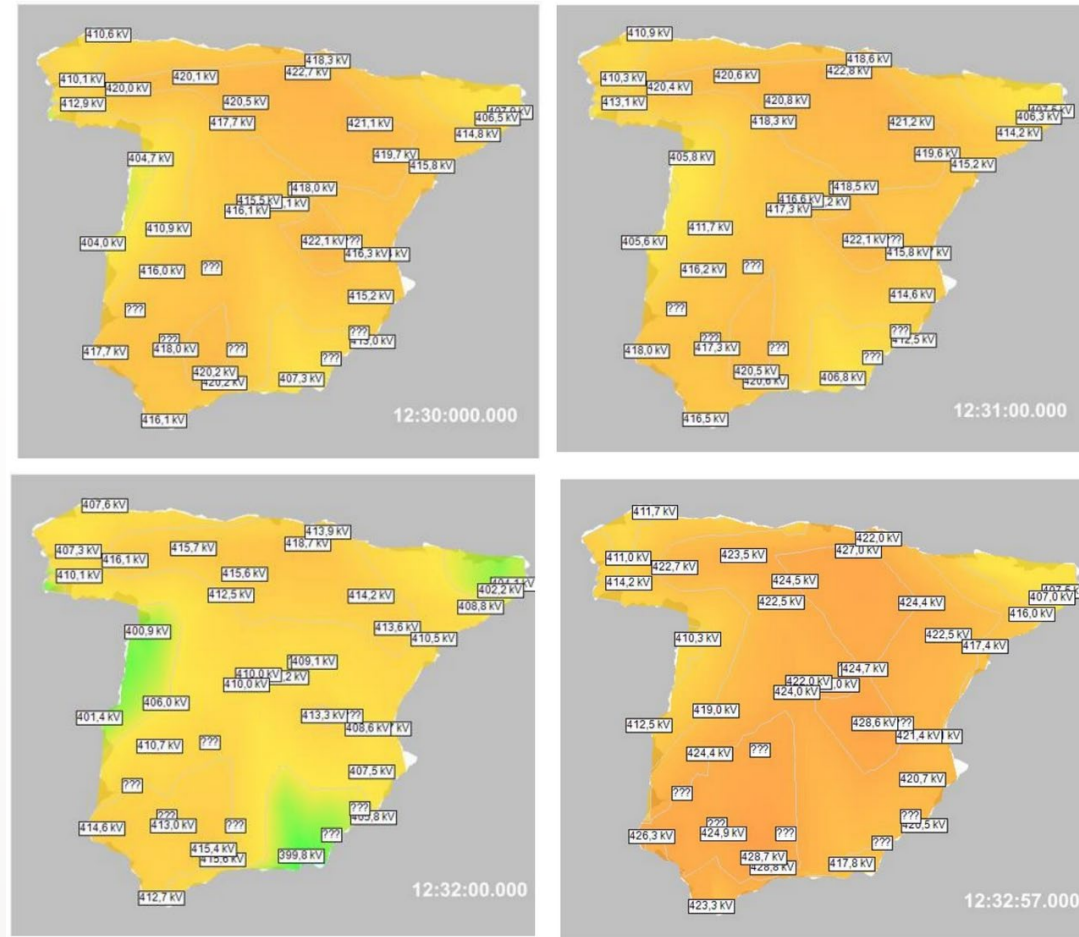
ausfalls im
ugal sei
n

zusammengebrochen, mehr als 50 Millionen Menschen im ganzen Land und im benachbarten Portugal waren in der Folge ohne Strom. Er konnte zum Teil erst am

Spannungsprofile

- Leiter-Leiter-Spannungen im 400-kV-System
- Zeitliche Abfolge von 12:30:00 Uhr bis 12:32:57 Uhr

Dynamic voltage control?

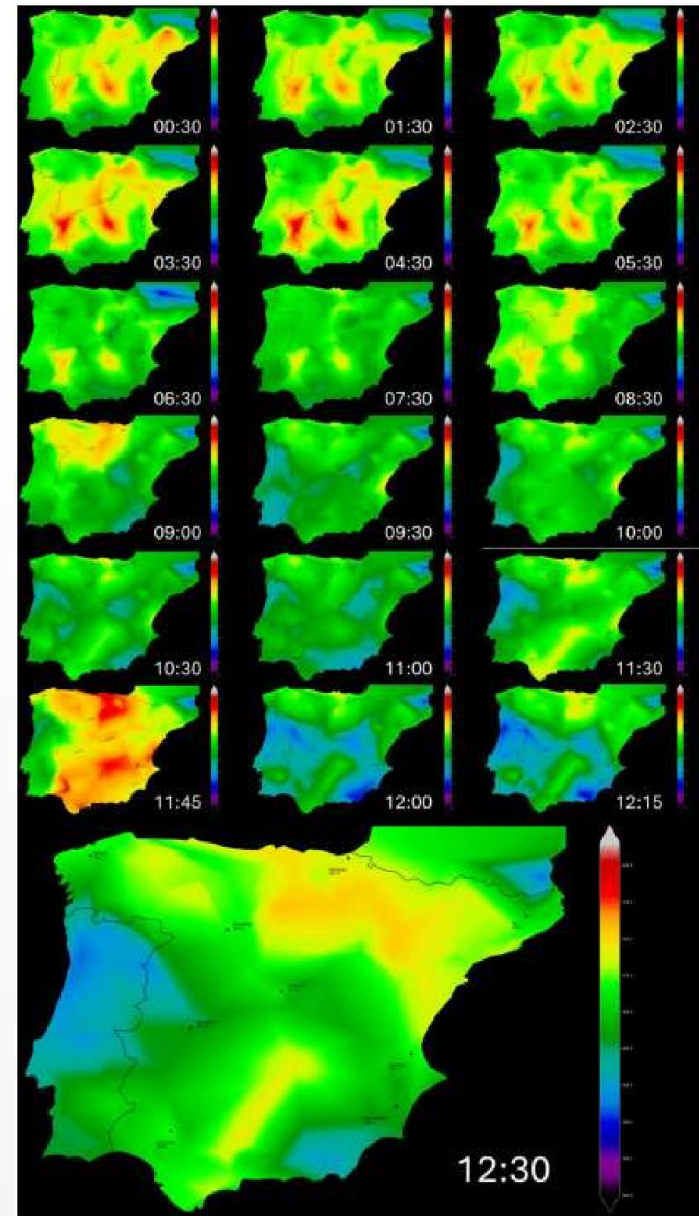


Quelle: red eléctrica – Blackout in Spanish Peninsular Electrical System of 287h of April 2025

Spannungsprofile

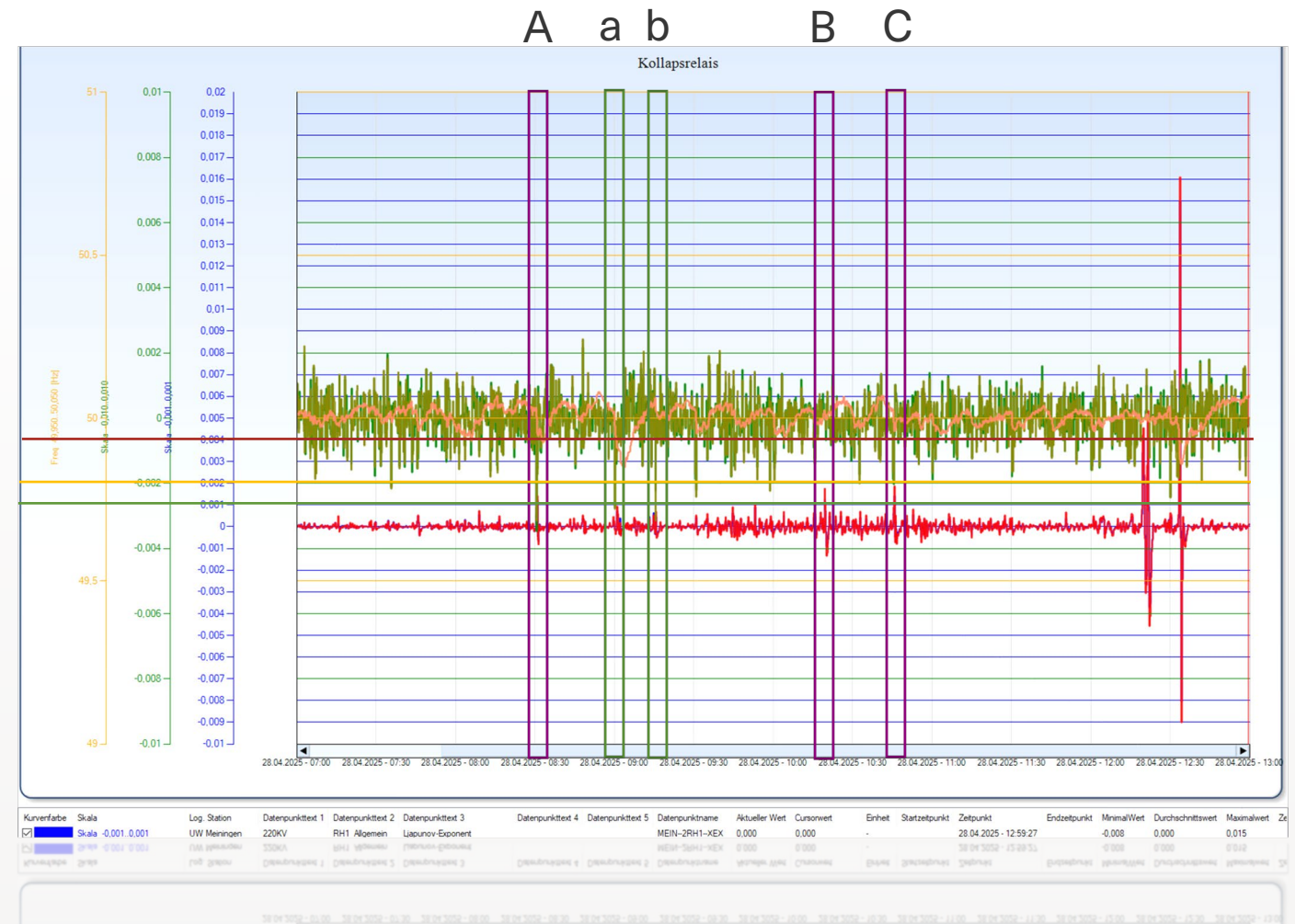
- 400-kV-Netz red eléctrica
- Zeitraum 28.04.2025
- o:30 Uhr – 12:30 Uhr

Quelle: Nationaler Report



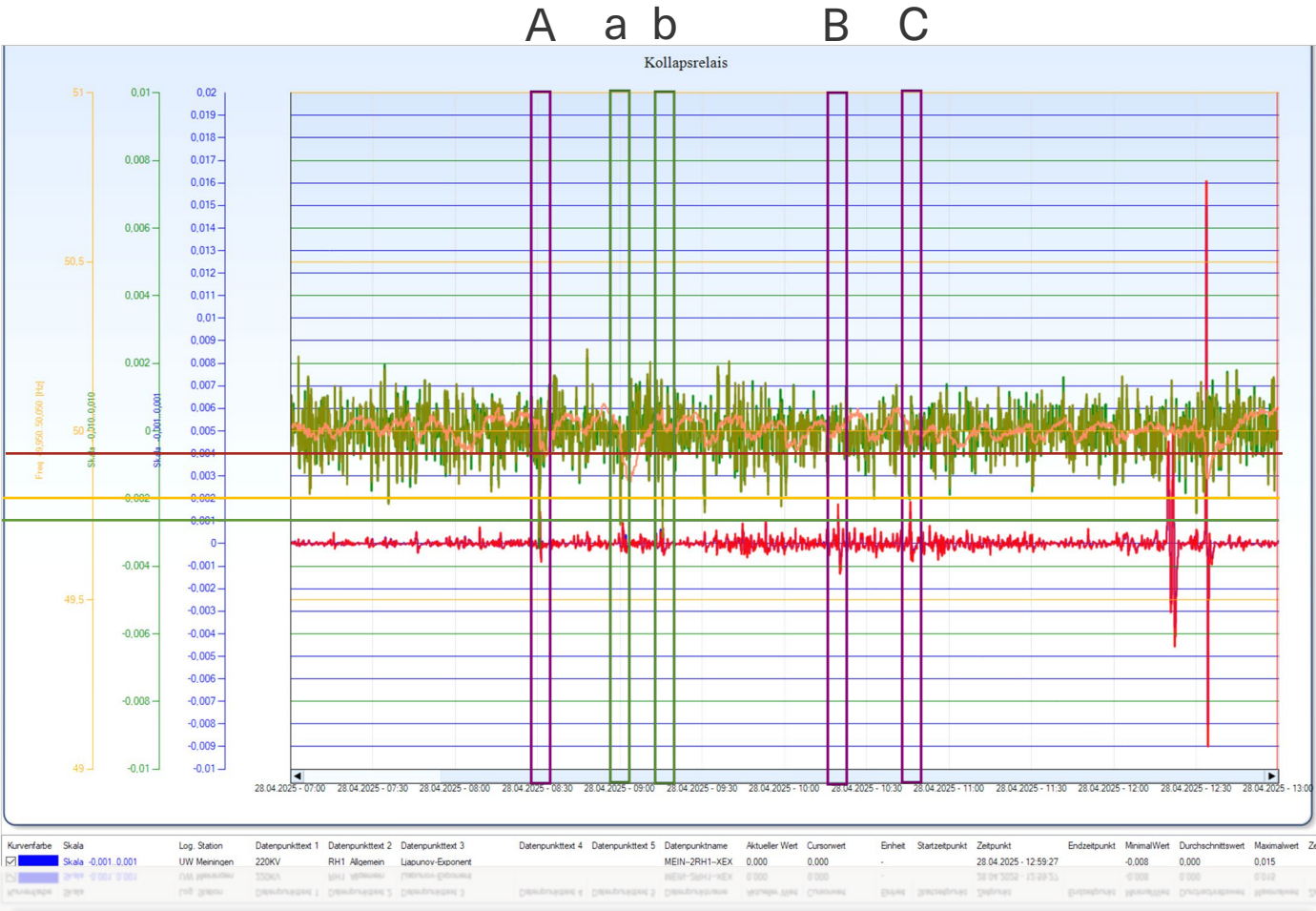
Messungen – CPR-D 220-kV-Netz

- A: 8:30 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - **größter Wert** des Frequenzgradienten
- B: 10:22 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - aufklingendes Dynamikniveau
- C: 10:46 Uhr
 - Alarmlevel 2



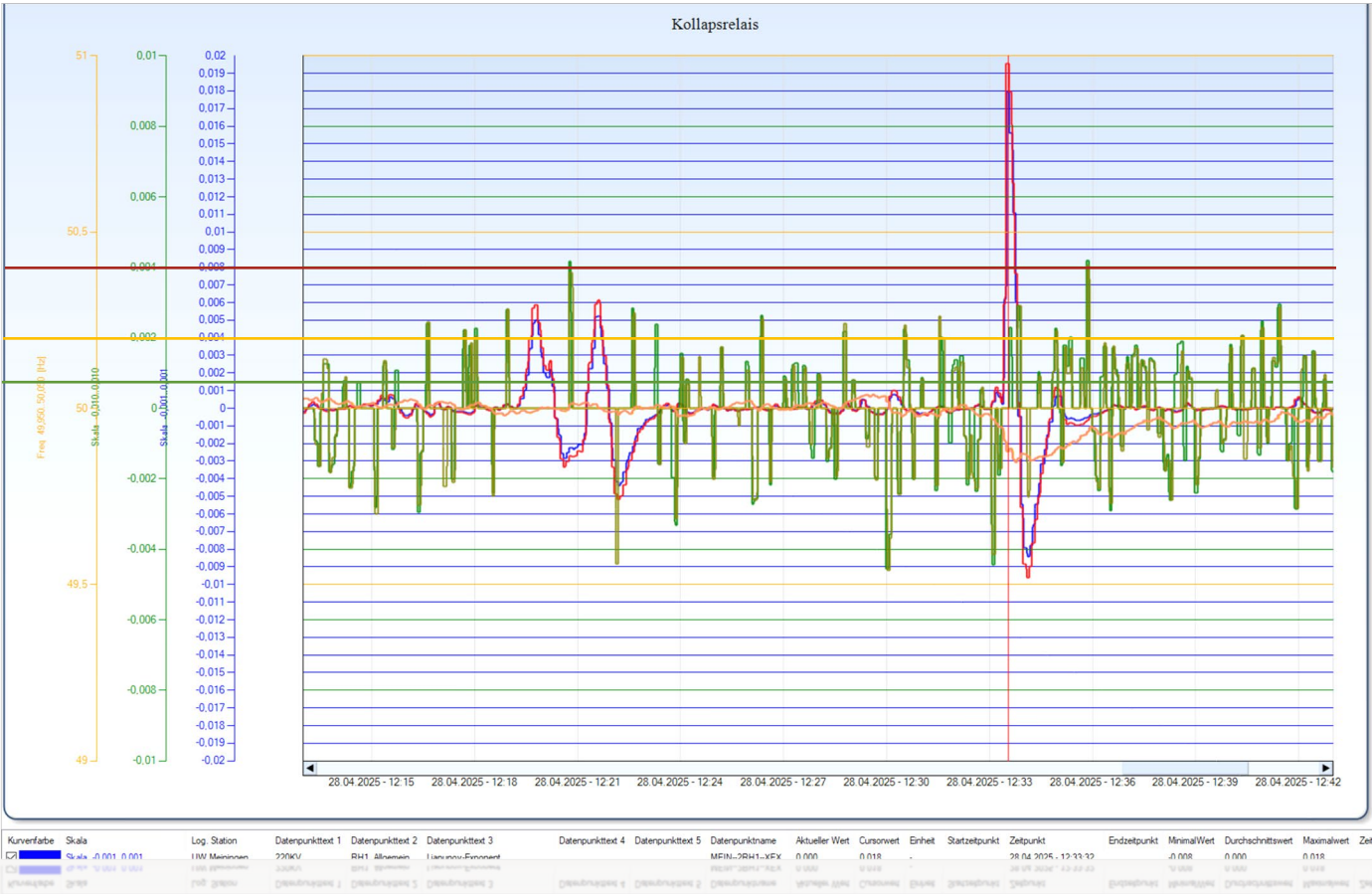
Messungen – CPR-D 220-kV-Netz

- A: 8:30 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - **größter Wert** des Frequenzgradienten
- B: 10:22 Uhr
 - Alarmlevel 1
 - aufklingendes Dynamikniveau
- C: 10:46 Uhr
 - Alarmlevel 2
- a: 9:15 Uhr
 - Frequenzgradienten
- b: 9:30 Uhr
 - Frequenzgradienten



Messungen – CPR-D 220-kV-Netz

- Die letzten 15 Minuten!



Unser damaliges Motto

Get time to react!

Aber wie?

Relationship between the static model and the dynamic model

Static model and dynamic model

- Static model (1) and dynamic model (2)

$$0 = g(x, \lambda) \quad (1)$$

$$\dot{x} = f(x, \lambda) = h(g(x, \lambda)) \quad (2)$$

where $h(0) = 0$

the solutions of (1) are equilibria of (2)

Classical approach:

Load flow equations as solutions of (1)

Power system model

- A dynamic model with generator swing dynamics and load dynamics is:

$$\dot{\delta}_G = \omega$$

$$\dot{\omega} = g_1(\delta_G, y) - \Delta\omega$$

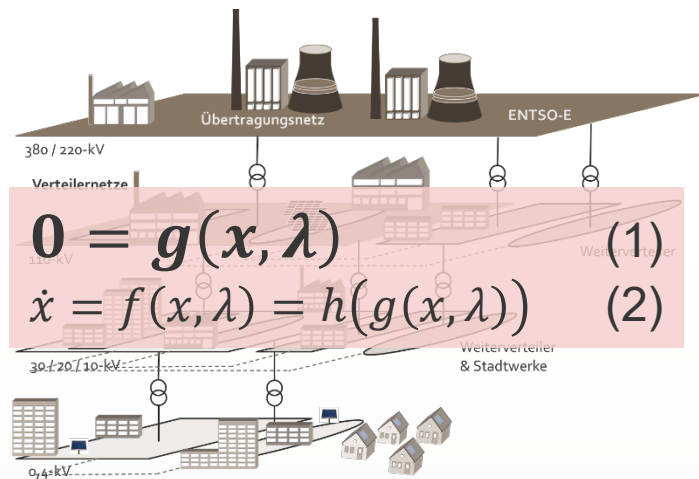
$$\dot{y} = h_2(g_2(\delta_G, y, \lambda), \omega)$$

with static load flow equations:

$$0 = g_1(\delta_G, y)$$

$$0 = g_2(\delta_G, y, \lambda)$$

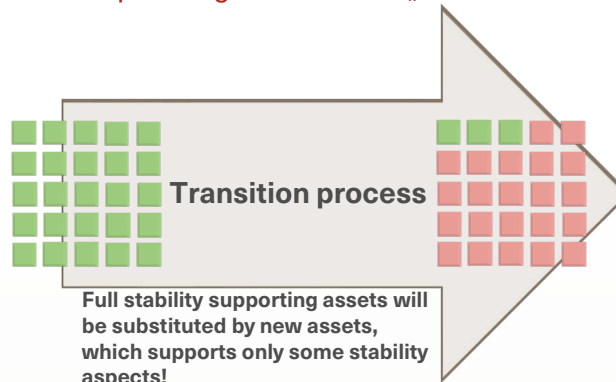
Transformation of the grid – from a „passive“ and static system towards an „active“ guided dynamical nonlinear system – with responsibility to the system even for DSO's



$$0 = g(x, \lambda) \quad (1)$$

$$\dot{x} = f(x, \lambda) = h(g(x, \lambda)) \quad (2)$$

Current impressing inverters are „not suitable“!



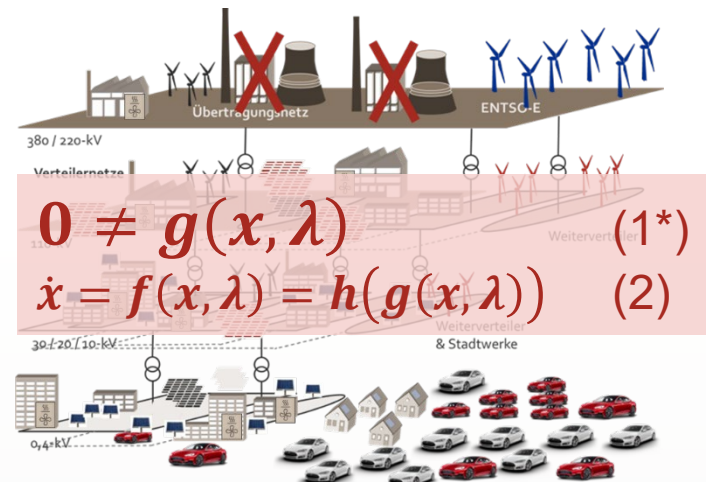
A substitution of „power blocks“ is not the solution!
The system can not be operated by this!

Hamburg, July 2025

13

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

Fette
Competence in Energy



$$0 \neq g(x, \lambda) \quad (1^*)$$

$$\dot{x} = f(x, \lambda) = h(g(x, \lambda)) \quad (2)$$

Which is the technology, which helps to solve this dilemma?

Measures for system design – requirements given by customers

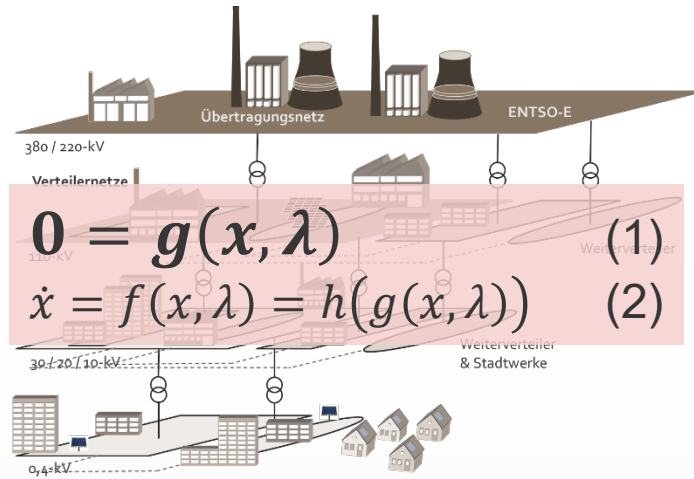
- Short circuit power
- Active and reactive power
- Displacement factor $\cos \phi$
- Voltage /-profil
- Power Quality (rating in sums – no polluter principle)
- Static considerations – dynamics (TSO-level) focussed on nominal frequency, in DSO-level dynamics and interchanging processes play no role
- Single set-up – in general no „readjustment“
- Design after power quantities
- Assumption „global stability“
- Assumption of simple sources of errors – normally switch-off the faulted source

Measure of the future: the dynamical damping of the system

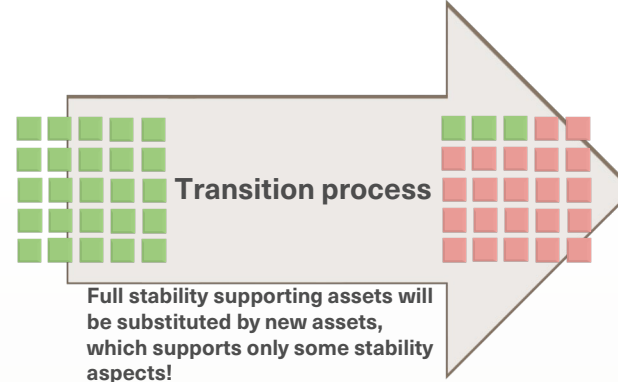
Measures for system design – responsibility for the system

- ~~Short circuit power~~ no more a suitable measure!
- Active and reactive power
- ~~Displacement factor $\cos \phi$~~ not usable!
- Voltage /-profil – individually controlled by customer plants, also
- Power Quality (polluter principle)
- Static / dynamic considerations – according to the polluter
- Adaption / adjustment depending on system status
- Design for system services / reliability
- Local stability – to be created actively during system operation
- Complex considerations of errors – system support / no switch-off

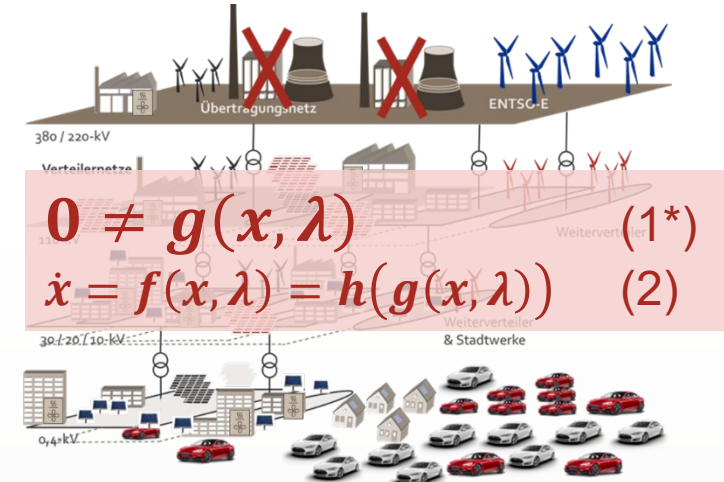
Transformation of the grid – from a „passive“ and static system towards an „active“ guided dynamical nonlinear system – with responsibility to the system even for DSO's



Current impressing inverters are „not suitable“!



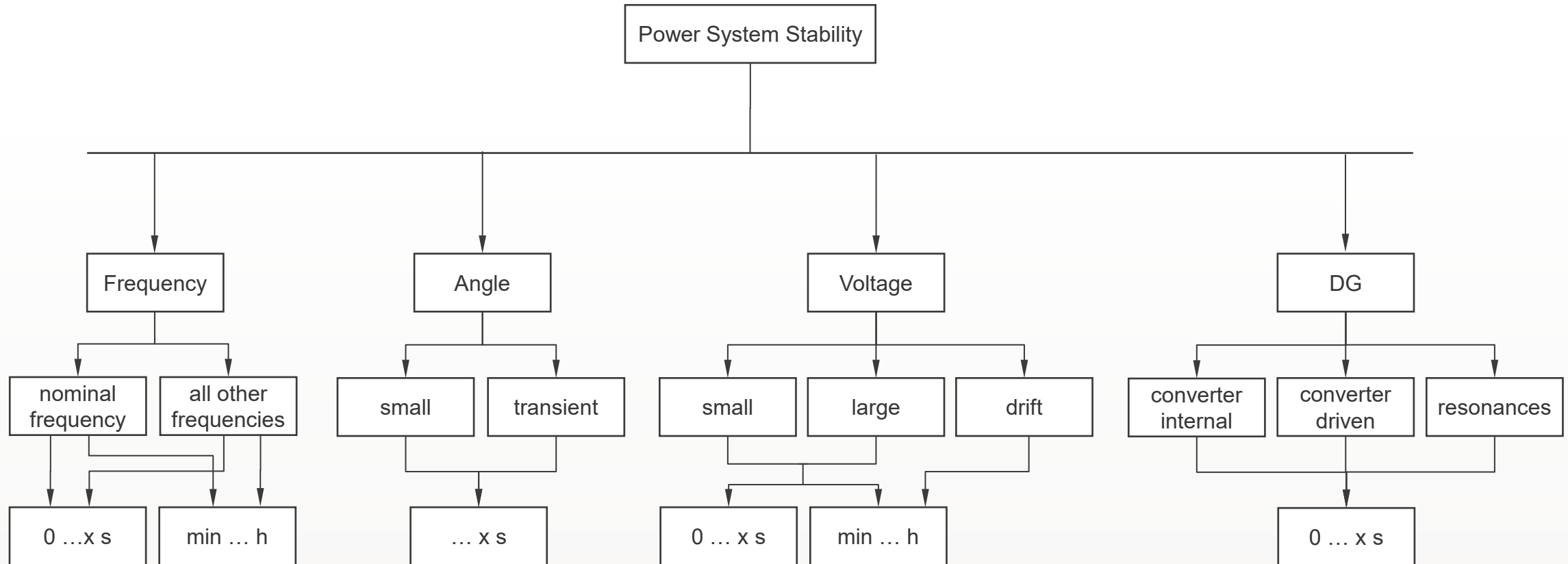
A substitution of „power blocks“ is not the solution!
The system can not be operated by this!



Which is the technology, which helps to solve this dilemma?

- At the moment, the used controller technologies require a strong grid.
- The exchange of classical synchronous machines (Type 1 – EC-Grid-Code) with - state of the art - inverter based plants (PV, Wind, Storage, ... - Type 2 – EC Grid-Code) is from the point of view to ensure all stability aspects not a solution.
- At the moment, most on the feeding assets are optimized to fulfill market requirements – The stability provider is the grid, the big machines!!!
- The different feeding assets must be managed from different point of view
 - Stability ...
 - Protection settings ...
 - Controller settings ...
 - Coordination of settings ...
 - Coordination of voltage levels ...
 - ...

... for nonlinear dynamical systems



Relationship between the static model and the dynamic model

What does it mean physically!

$$0 = g(x, \lambda) \quad (1)$$

- *All other dynamical processes are fast and stable, so that they can be neglected – this is an inherent behavior*
- *The overall system behaves as a „dissipative system“, which has the ability, to reach stable operating points*
- *All other dynamical process like „power quality“ could be separated, they are processes by their own, locally restricted with no impact on the overall dynamics.*
- *There are no interacting processes between grids or devices, or ... (if, they are stable – see above)*

What happens if ...

$$0 \neq g(x, \lambda) \quad (1^*)$$

Low frequency dynamics will dominate the overall stability behavior!

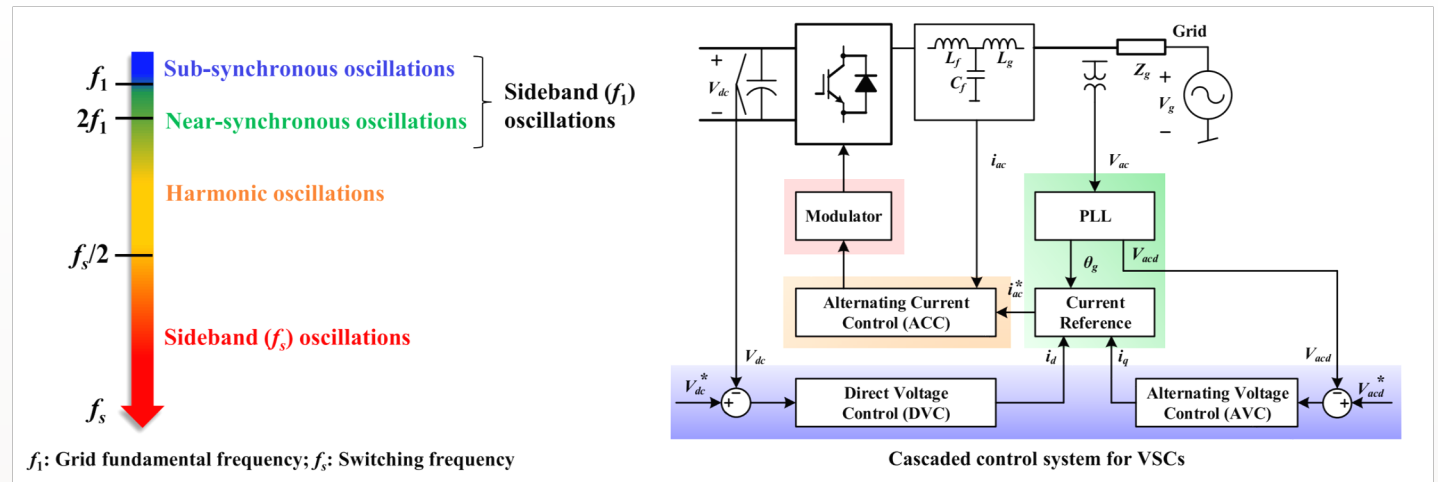
Classical tools???

Stability Aspects of self-commutated Voltage-Source Converters (VSC's)

- VSC's are dominately found in the present power electronic based power systems, e.g.
 - Renewable power plants
 - Traction power networks,
 - Microgrids
- with multiple-timescale control dynamics.

VSC's control loops are designed with different bandwidth, which interact with grid impedance, leading to the harmonic instability phenomena from sub-synchronous frequencies to multiple kilohertz (kHz)

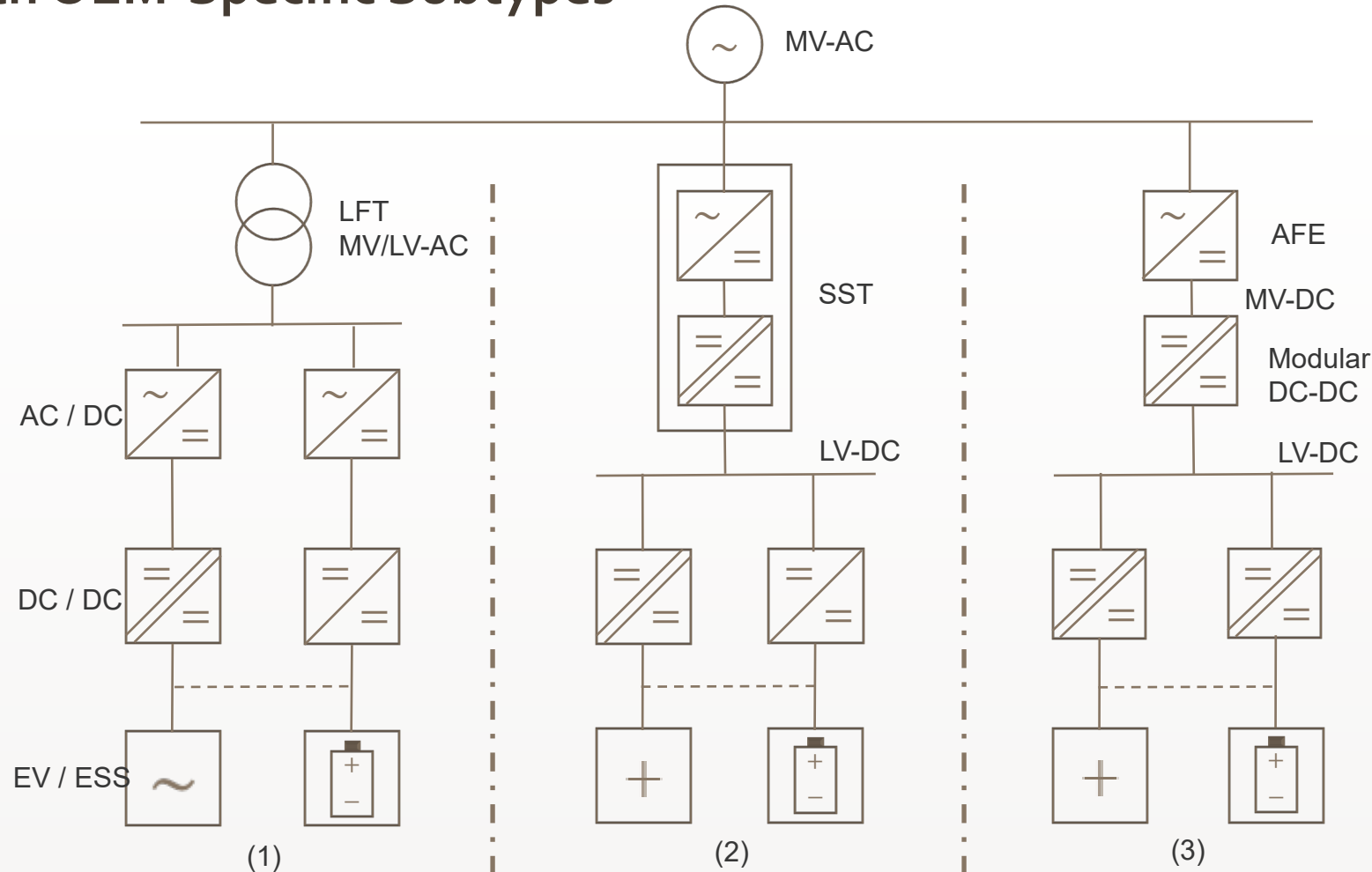
The grid impedance changes its characteristic due to local grid conditions



- Aalborg University
 Wang, Xiongfei; Blaabjerg, Frede
 Harmonic Stability in Power Electronic Based Power Systems – Concept, Modeling, and Analysis
 IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 10, No. 3, May 2019

Different car manufacturers use different technological solutions, even within the OEM-specific subtypes.

Three Principal Different EV Charging Infrastructures with OEM-Specific Subtypes



Hybrid Modular Multilevel
Converters for
High-AC/Low-DC
Medium-Voltage
Applications

EV: electric vehicle
ESS: energy storage system
LFT: line-frequency transformer
SST: solid state transformer
AFE: active front end

MV: medium voltage
LV: low voltage

AC: alternating current
DC: direct current

What happens, if a (H)MMC-Converter is connected to a weak grid with less short-circuit power?

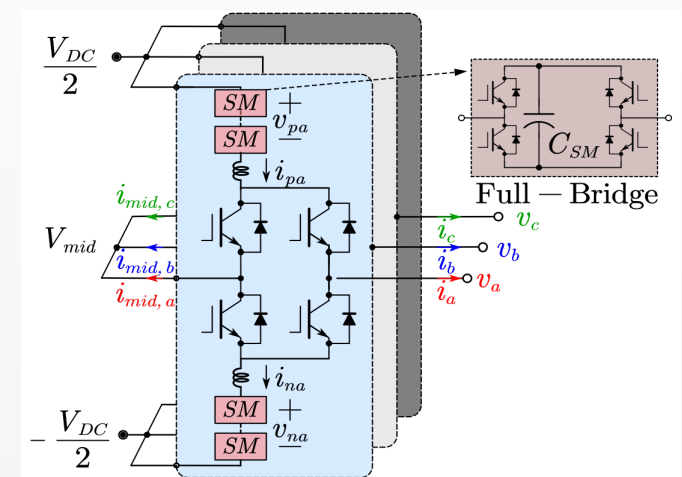
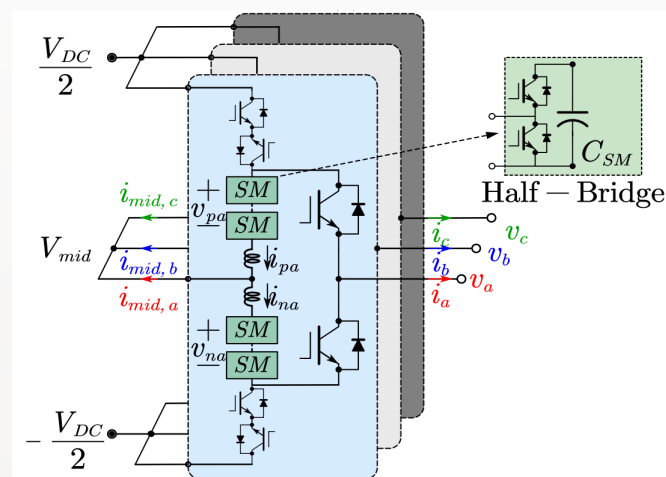
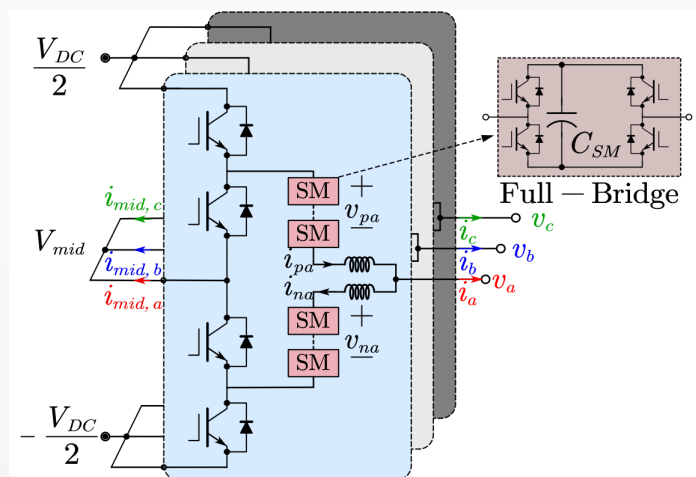
What happens, if grid-forming capabilities are required?

What happens, if mixed grid-forming and grid-following technologies interact?

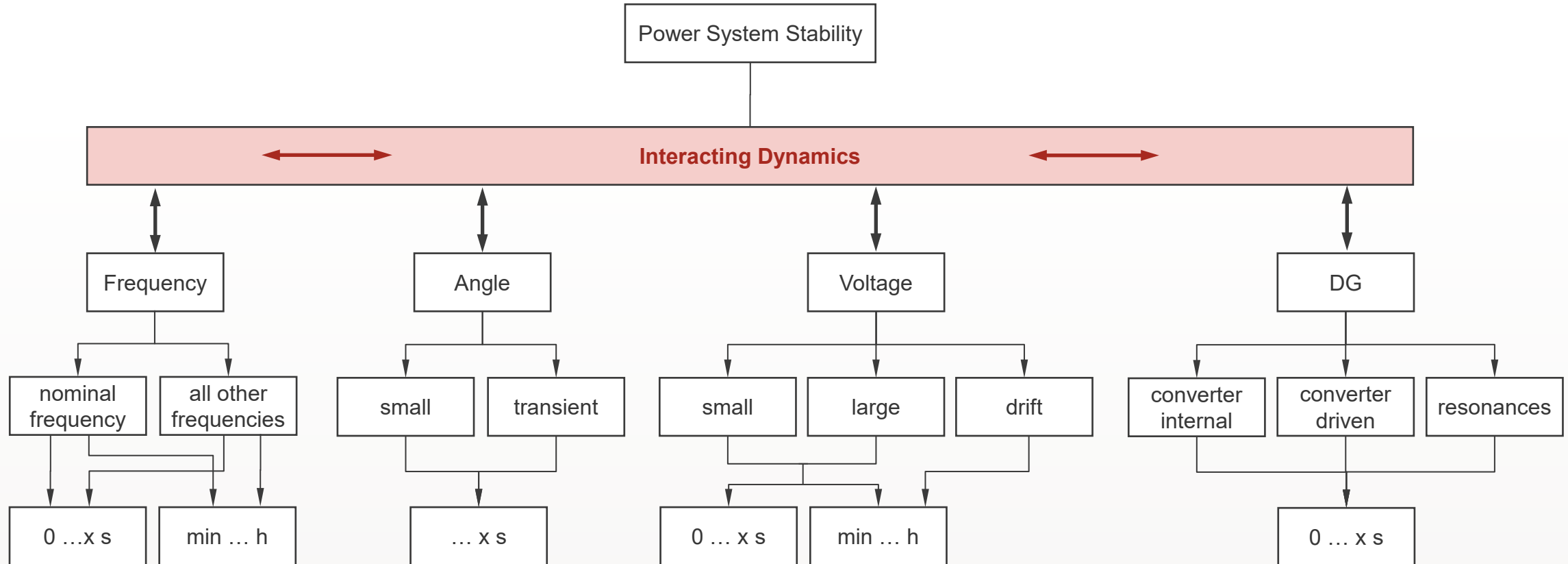
What happens, if ... (isolated grounding, non-isolated grounding, general „earth“ grounding) ...

Different (Hybrid) Modular Multilevel Converter (HMMC) Topologies

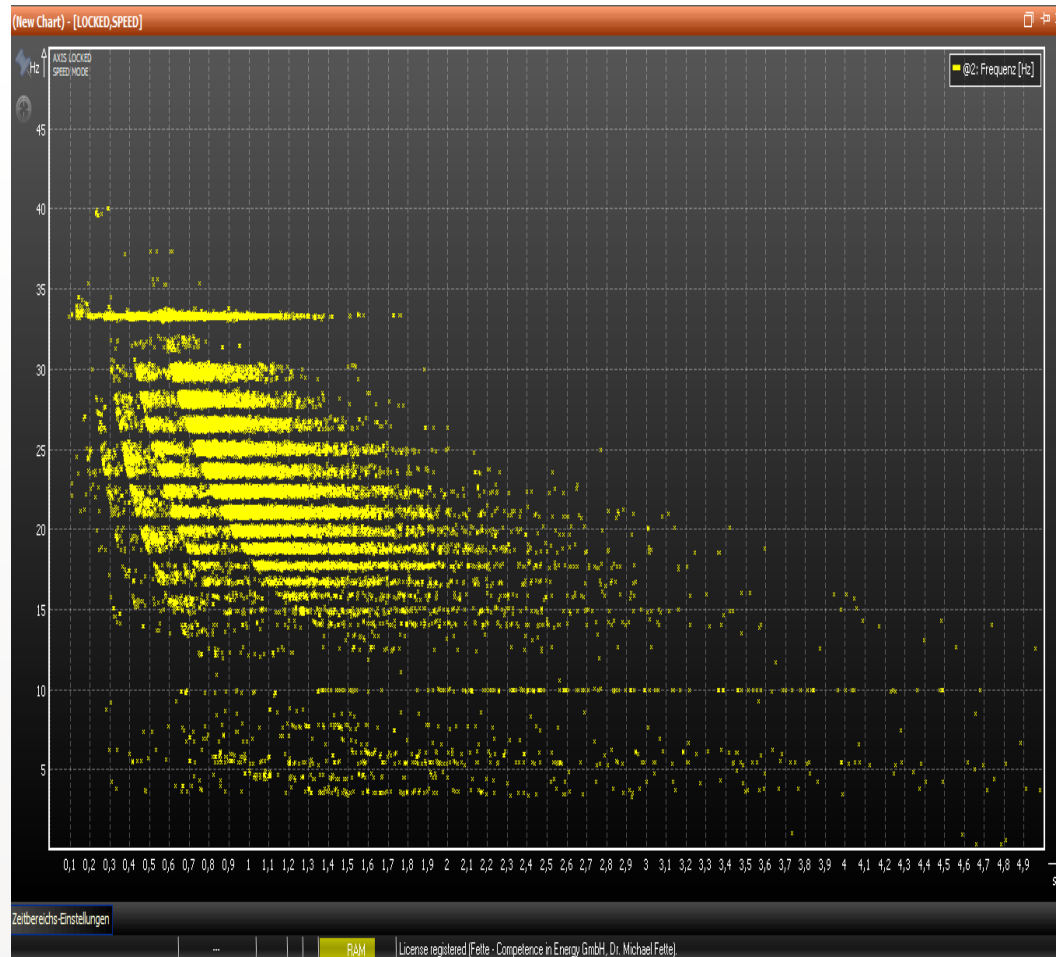
- Different (H)MMC-Topologies with different dynamical behavior, that means:
 - Different (limited) gradients di/dt , dv/dt , df/dt (RoCoF-capabilities)
 - Different oscillation behavior – especially incoupling of low-frequency oscillations
 - Different resonance behavior
 - Different robustness on unsymmetrical AC-three-phase voltages
 - Different synchronization behavior
 - ...



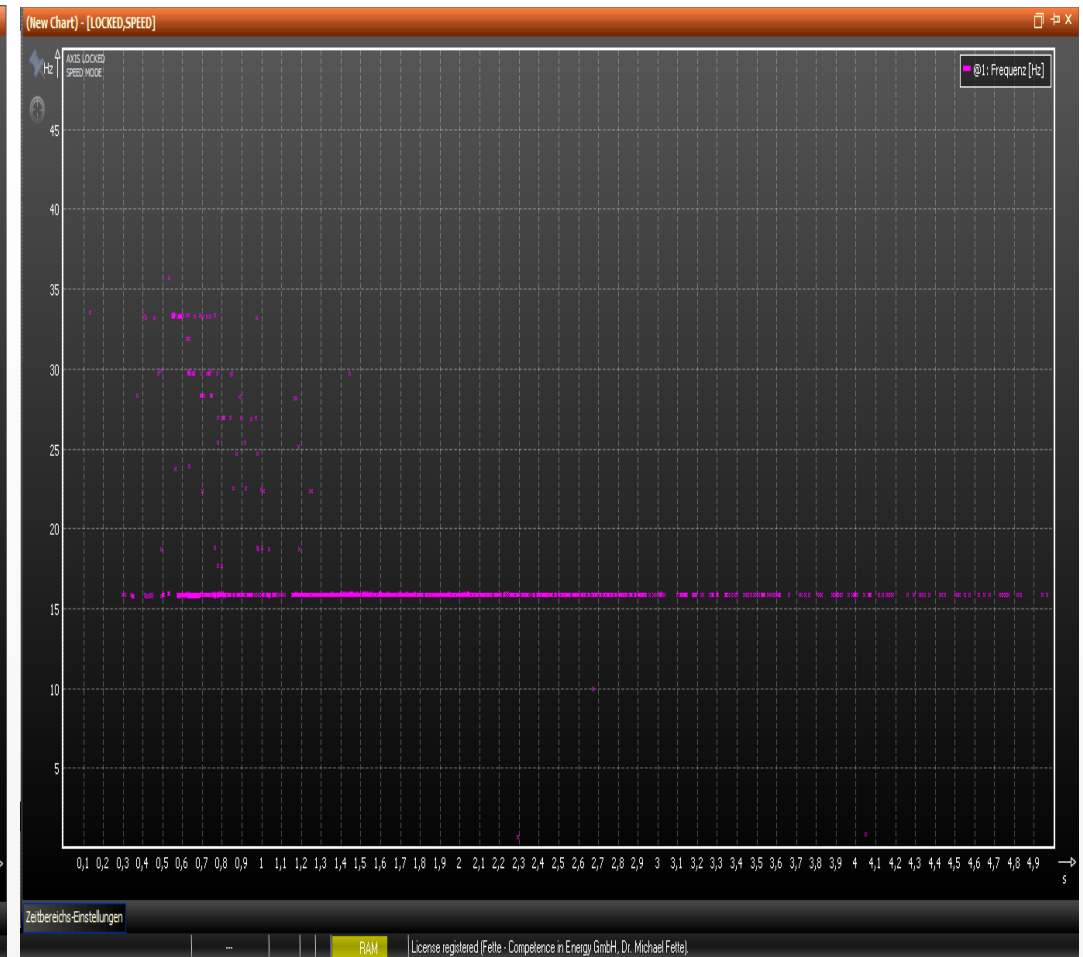
Erinnerung: jetzt gilt $0 \neq g(x, \lambda)$ (1*)



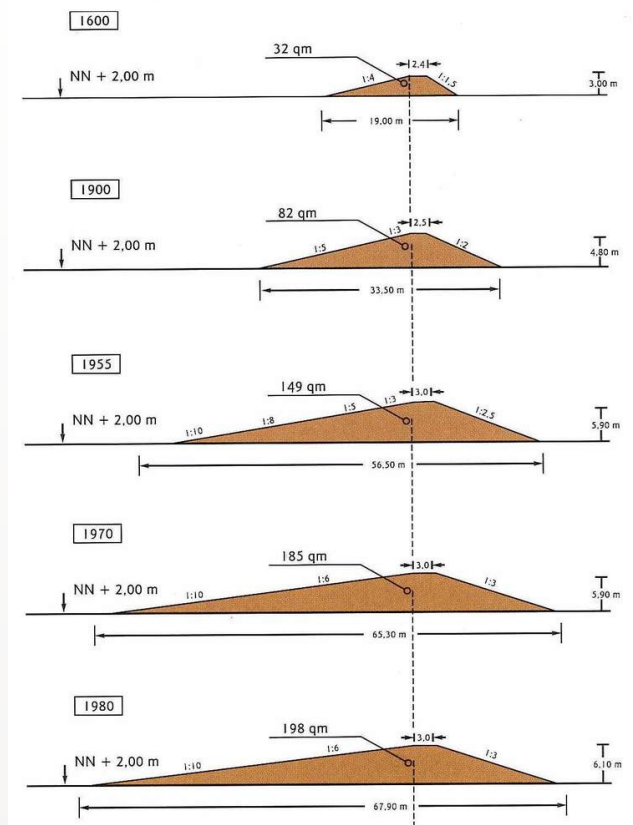
Messungen im November



Netzversuch – Verinselung (Aggregat)



Betrachtung von Wellenvorgängen



Auf eine Mauer treffen die Wellen mit voller Wucht!



Die Wellen laufen aus und verlieren ihre Kraft!

Das sollten Wechselrichter auch können!

Hamburg, July 2025

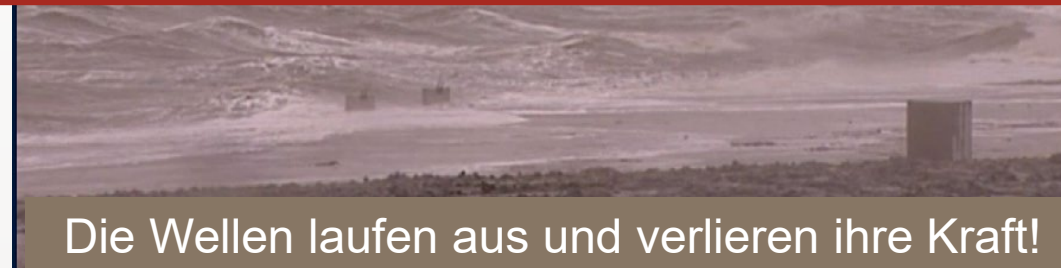
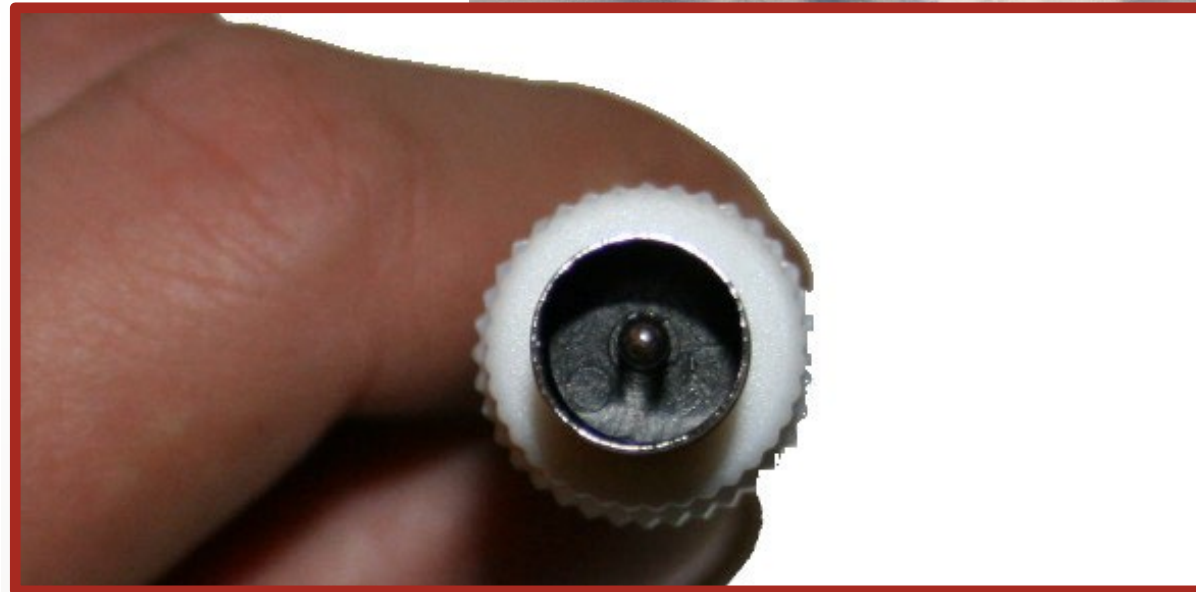
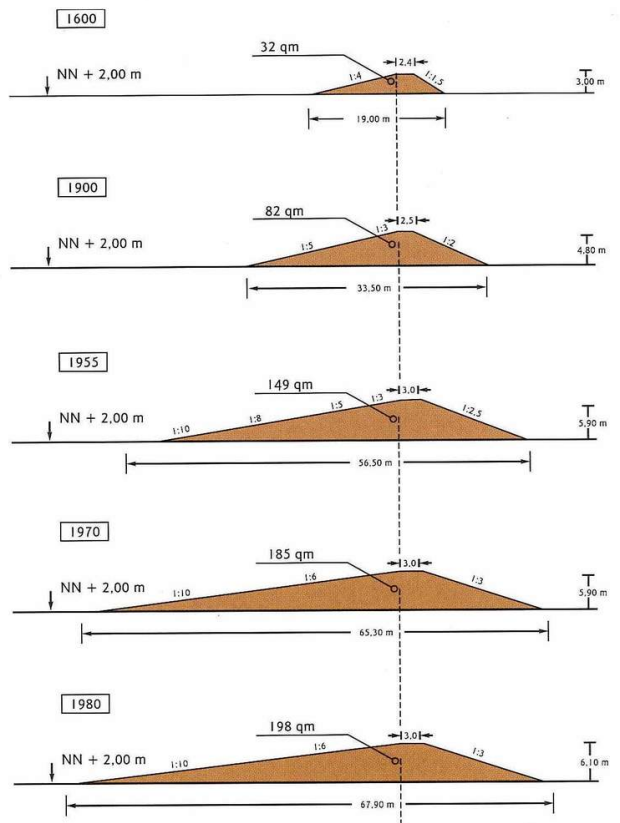
Michael Fette

Digital Nonlinear Power Systems

23

Fette
Competence in Energy

Relexionsfreiheit bei Nutzung des Wellenwiderstandes



Bundesnetzagentur 18.03.2025

- Genehmigtes Modell zur Methode für die Durchführung der probabilistischen FCR-Dimensionierung

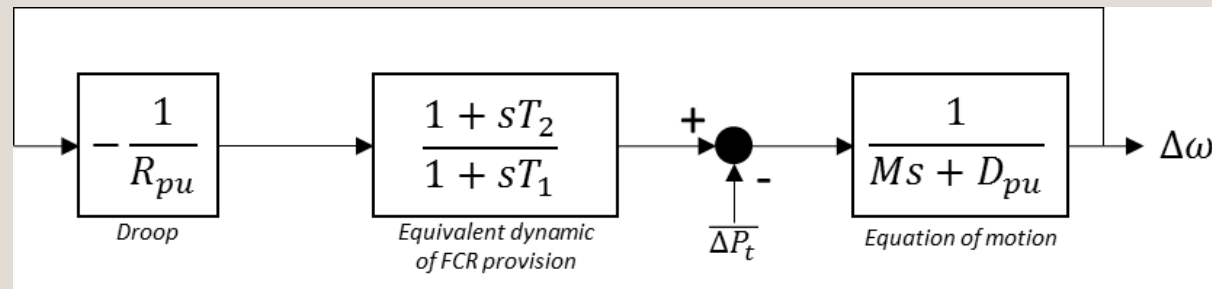


Abbildung 8: Vereinfachtes dynamisches Einfach-Sammelschienen-Modell des Übertragungsnetzes Kontinentaleuropas

Source: Bundesnetzagentur: Genehmigung der Methode der probabilistischen Dimensionierung von Frequenzhaltungsreserven für das Synchrongebiet Kontinentaleuropas nach Art. 153 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, 18.03.2025

Dabei gilt:

- Bewegungsgleichung:** stellt die Reaktion des Stromnetzes in Bezug auf die Momentanreserve und die Selbstregulierung der Last dar,
- Regelabweichung:** stellt die statische Reaktion der FCR dar (siehe Abbildung 4),
- Äquivalente Dynamik der FCR-Bereitstellung:** stellt die durchschnittlichen kombinierten Effekte der dynamischen Reaktion aller FCR-Anbieter dar.

Bundesnetzagentur 18.03.2025

Dynamisches

Einfach-Sammelschienen-Modell

- Genehmigtes Modell zur Methode für die Durchführung der probabilistischen FCR-Dimensionierung

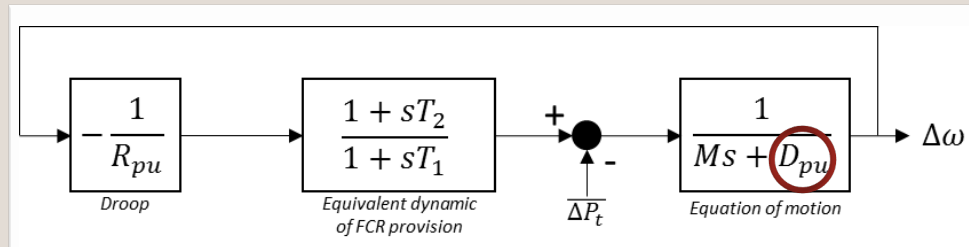


Abbildung 8: Vereinfachtes dynamisches Einfach-Sammelschienen-Modell des Übertragungsnetzes Kontinentaleuropas

Source: Bundesnetzagentur: Genehmigung der Methode der probabilistischen Dimensionierung von Frequenzhaltungsreserven für das Synchrongebiet Kontinentaleuropas nach Art. 153 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, 18.03.2025

Parameter (Kopie aus dem Bericht)

$$R_{pu} = \frac{1}{En. Reg.} \cdot \frac{P_n}{f_n} [pu_P / pu_{\Delta f}]$$

Regelabweichung in pu (*En. Reg.* (entspricht einer bestimmten MW/Hz-Kurve und wird in [MW/Hz] ausgedrückt))

$$T_1 [s]$$

Polzeitkonstante aus Mittelwert der FCR-Dynamik

$$T_2 [s]$$

Nullzeitkonstante aus Mittelwert der FCR-Dynamik

$$D_{pu} = \frac{D}{f_n} [pu_P / pu_{\Delta f}]$$

Selbstregelleffekt der Lasten (*D* wird ausgedrückt in [pu/Hz])

$$M = 2 \cdot H [s]$$

Systemäquivalentes Impulsmoment (2*Momentanreserve)

$$P_n [MW]$$

Last im Synchrongebiet

$$f_n$$

Nennfrequenz (50 Hz)

Die Ausgabe des Diagramms ($\Delta\omega$) ist die Frequenzabweichung in pu.

Bundesnetzagentur 18.03.2025

Dynamisches

Einfach-Sammelschienen-Modell

- Genehmigtes Modell zur Methode für die Durchführung der probabilistischen FCR-Dimensionierung

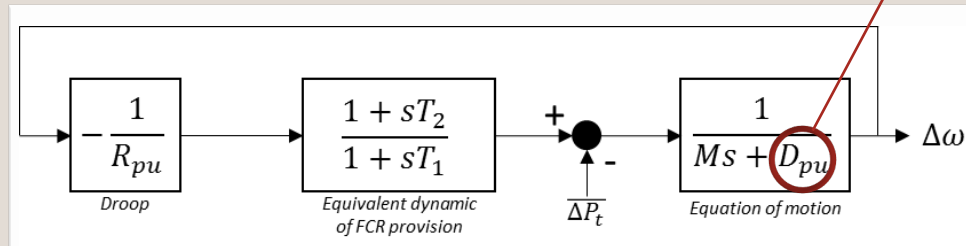


Abbildung 8: Vereinfachtes dynamisches Einfach-Sammelschienen-Modell des Übertragungsnetzes Kontinentaleuropas

Source: Bundesnetzagentur: Genehmigung der Methode der probabilistischen Dimensionierung von Frequenzhaltungsreserven für das Synchrongebiet Kontinentaleuropas nach Art. 153 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, 18.03.2025

Durch leistungselektronische Lasten ist der Selbstregelleffekt „fast“ verschwunden!

ABER: Mit frequenzgesteuerten dynamischen Tarifen können „aus der Fläche“ Stabilitätsreserven marktorientiert generiert werden!

Parameter (Kopie aus dem Bericht)

$$R_{pu} = \frac{1}{En. Reg.} \cdot \frac{P_n}{f_n} [pu_P / pu_{\Delta f}]$$

Regelabweichung in pu (*En. Reg.* (entspricht einer bestimmten MW/Hz-Kurve und wird in [MW/Hz] ausgedrückt))

$$T_1 [s]$$

Polzeitkonstante aus Mittelwert der FCR-Dynamik

$$T_2 [s]$$

Nullzeitkonstante aus Mittelwert der FCR-Dynamik

$$D_{pu} = \frac{D}{f_n} [pu_P / pu_{\Delta f}]$$

Selbstregelleffekt der Lasten (D wird ausgedrückt in [pu/Hz])

$$M = 2 \cdot H [s]$$

Systemäquivalentes Impulsmoment (2*Momentanreserve)

$$P_n [MW]$$

Last im Synchrongebiet

$$f_n$$

Nennfrequenz (50 Hz)

Die Ausgabe des Diagramms ($\Delta\omega$) ist die Frequenzabweichung in pu.

Frequenzabhängige dynamische Tarife

- Proof of Concept in Feldversuchen durchgeführt
- Nutzung von Flexibilitäten zur Bildung von Eigenschaften des Selbstregeleffektes
- Marktliche Beschaffung von Systemeigenschaften

Durch leistungselektronische Lasten ist der Selbstregeleffekt „fast“ verschwunden!

ABER: Mit frequenzgesteuerten dynamischen Tarifen können „aus der Fläche“ Stabilitätsreserven marktorientiert generiert werden!

2 Eigenstabilisierung

Nutzung des Balance Indicator zur Eigenstabilisierung.

- $BI = 1 \rightarrow 0 \text{ kW}$ (all off)
- $BI = 0 \rightarrow 1.5 \text{ kW}$ (avg. load)
- $BI = -1 \rightarrow 3 \text{ kW}$ (max. load)

Easy Smart Grid:

Geräte interpretieren das Signal als Preis und versuchen, sich - unter Berücksichtigung der Randbedingungen (Temperatur- und Laufzeittoleranzen) - wirtschaftlich zu optimieren.

→ einheitlicher Grenzpreis



Frequenzabhängige dynamische Tarife

- Proof of Concept in Feldversuchen durchgeführt
- Nutzung von Flexibilitäten zur Bildung von Eigenschaften des Selbstregeleffektes
- Marktliche Beschaffung von Systemeigenschaften

Durch leistungselektronische Lasten ist der Selbstregeleffekt „fast“ verschwunden!

ABER: Mit frequenzgesteuerten dynamischen Tarifen können „aus der Fläche“ Stabilitätsreserven marktorientiert generiert werden!

3 SRL Stabilisierung

- Das SRL-Signal (Deutschland 2019) wird in der Simulation als Störleistung durch andere Netzanschlüsse in der Regelzone interpretiert.
- SRL-Signal wird auf ca. 50% der Peak-Leistung der Kühlgeräte skaliert.
- Kühlgeräte gleichen die Abweichungen weitgehend aus.
- Balance Indicator als Repräsentanz des Grenzpreises passt sich aufgrund der Leistungsabweichung an.



Frequenzabhängige dynamische Tarife

- Proof of Concept in Feldversuchen durchgeführt
- Nutzung von Flexibilitäten zur Bildung von Eigenschaften des Selbstregelleffektes
- Marktliche Beschaffung von Systemeigenschaften

Durch leistungselektronische Lasten ist der Selbstregelleffekt „fast“ verschwunden!

ABER: Mit frequenzgesteuerten dynamischen Tarifen können „aus der Fläche“ Stabilitätsreserven marktorientiert generiert werden!

4 SRL Stabilisierung

- SRL-Signal wird auf ca. 100% der Peak-Leistung der Kühlgeräte skaliert.
- Langfristiger Energiemangel kann nicht mehr von Kühlgeräten aufgenommen werden
- Balance Indicator sinkt, Grenzpreis steigt
- Aktivierung teurerer Regelleistung durch andere Geräte



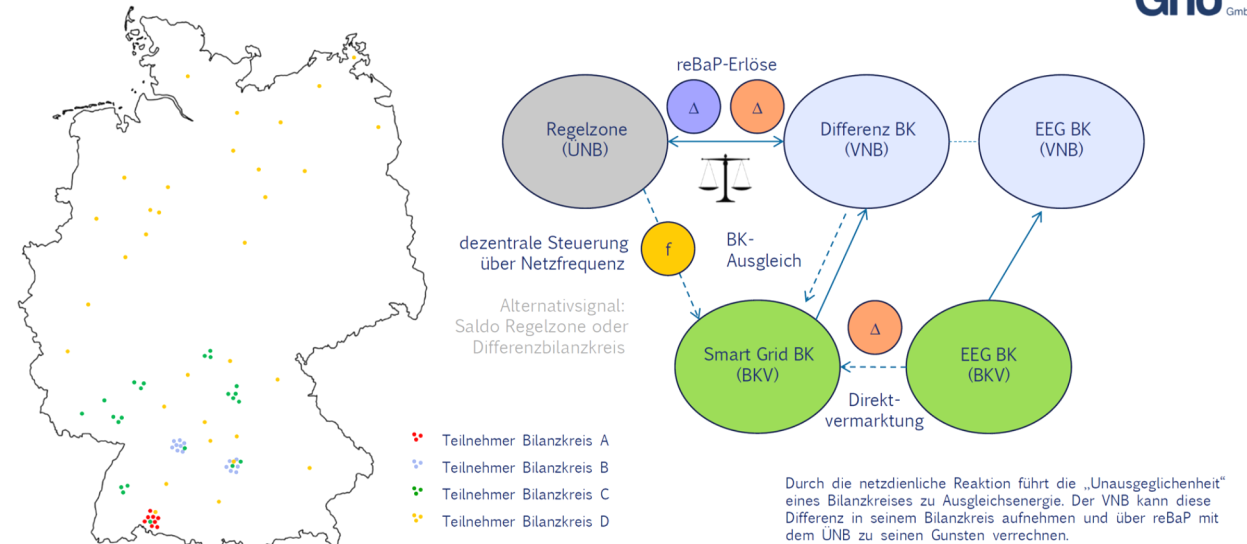
Intelligente Lösungen – statt Nutzung angreifbarer Kommunikationsstrukturen

Frequenzabhängige dynamische Tarife

- In Feldversuchen getestet
- Gebäude, Areale, Fabriken zu Micro-Grids entwickeln – flexible Akteure reagieren auf Balance-Indicator (BI)
- Wärmepumpen, “Elektrospeicherheizungen”, ...
- Nutzung der Frequenz:
 - Cybersecurity gewährleistet
 - Ausfall von Kommunikationsinfrastrukturen spielt keine Rolle
 - Verfügbarkeit des Steuersignals
 - Resilienz der Lösung

Instantane Reaktion!

Bilanzkreise mit Echtzeitpreisen Vorschlag zur Einbindung in den Strommarkt



Deutschland

- 50Hertz führt neuen Markt für Blindleistung ein!

Ein neuer Markt für
Systemdienstleistungen

bis Ende Juni 2025 eingeführt!

Koordinierungsmechanismen???



PRESSEINFORMATION | Berlin, 2. April 2025



Pünktlich zum 1. April: 50Hertz hat als erster Netzbetreiber neuen Markt für Blindleistung erfolgreich gestartet

- Vorgabe der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Blindleistung wurde vorfristig umgesetzt.
- Erneuerbare Energien, Batteriespeicher und Elektrolyseure sollen zur Netz- und Systemstabilität beitragen.
- Stefan Kapferer: „Der neue Markt ist ein Anreiz, vorhandene und zukünftige Potenziale kosteneffizient zu erschließen.“

Als erster deutscher Übertragungsnetzbetreiber hat 50Hertz die marktliche Beschaffung von Blindleistung zur Spannungshaltung erfolgreich eingeführt. Nach Ende von Angebots- und Zuschlagsfrist ist die Erbringungsphase erfolgreich und wie geplant am 1. April gestartet. Der Blindleistungsmarkt löst die bisherige Praxis der bilateralen Verträge mit Kraftwerksbetreibern ab. Mit der Einführung dieses neuen Marktes für Systemdienstleistungen setzt 50Hertz eine Vorgabe der Bundesnetzagentur (BNetzA) früher als vorgegeben um, wonach bis Ende Juni 2025 ein solcher Markt von den Hoch- und Höchstspannungs-Netzbetreibern mit Blindleistungsbedarf eingeführt werden muss.

Mathematisches Experiment

- Zerlegung großer Systeme in dezentrale Subsysteme

Ist das die Lösung?

Mathematisches Experiment

Michael Fette

Ein kleines mathematisches „Experiment“ führt auf grundsätzliche Anforderungen, die beim Umbau der Netze hin zu Smart Grids beachtet werden müssen.

- ➔ Beschreibung eines linearen dynamischen Systems mit:

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

- ➔ mit A := Systemmatrix; B := Eingangsmatrix;

x := Zustandsvariablen; u := Eingangsvariablen

Die Systemmatrix hat dabei folgende allgemeine Struktur:

$$A := \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \dots \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \dots \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{pmatrix}$$

Die Determinante einer Matrix beschreibt ihr „Gewicht“

$$\det(sE - A) = 0$$

Mathematisches Experiment

Zerlegung großer Systeme in dezentrale Subsysteme

Ist das die Lösung?

Michael Fette

Mathematisches Experiment

Der Aufbau der Elektroenergiesysteme führt zu Eigenschaften, die der Endkunde unter Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung täglich erlebt.

- ➔ Die Besetzungsstruktur und die Elemente einer Systemmatrix ist für ein Elektroenergiesystem direkt durch die Topologie und den Systemelementen (Generatoren, Leitungen, Transformatoren, usw.) gegeben.
- ➔ Also: Das Gewicht der Matrix ist gegeben durch das „Arrangement“ von:
 - ▶ Einspeisungen
 - ▶ Lasten
 - ▶ Transformatoren
 - ▶ Netzwerk (mit Verlusten)
- ➔ Diese „Komposition“ der Systemelemente führt zu einem Energieversorgungssystem mit Eigenschaften, z.B.:
 - ▶ Leistungsstärke, z.B. Kurzschlussleistung
 - ▶ Qualitätsparameter, z.B. nach DIN EN 50160, Dämpfungsmaße
 - ▶ Verfügbarkeit
 - ▶ Zuverlässigkeit
 - ▶ ...

Mathematisches Experiment

Zerlegung großer Systeme in
dezentrale Subsysteme

Ist das die Lösung?

Mathematisches Experiment

Michael Fette

Ein Vergleich des bisherigen Elektroenergiesystems und der Umbau hin zu dezentralen Strukturen bringt folgende Beschreibung

→ Das bisherige „zentrale“ System wird beschrieben durch:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}_{\text{bisher}} \mathbf{x} + \mathbf{B}_{\text{bisher}} \mathbf{u} \quad \mathbf{A}_{\text{bisher}} := \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \dots \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \dots \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{pmatrix}$$

→ Das „dezentrale“ System hat folgendes Aussehen:

$$\tilde{\dot{\mathbf{x}}} = \tilde{\mathbf{A}}_{\text{dezentral}} \tilde{\mathbf{x}} + \tilde{\mathbf{B}}_{\text{dezentral}} \tilde{\mathbf{u}} \quad \tilde{\mathbf{A}}_{\text{dezentral}} := \begin{pmatrix} \tilde{a}_{11} & 0 & 0 & \dots \\ 0 & \tilde{a}_{22} & 0 & \dots \\ 0 & 0 & \tilde{a}_{33} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{pmatrix}$$

oder in einer verallgemeinerten „Blockdiagonal-Struktur“

Mathematisches Experiment

Zerlegung großer Systeme in
dezentrale Subsysteme

Ist das die Lösung?

Mathematisches Experiment

Das kleine mathematische Experiment zeigt auf, was jetzt im dezentralisiertem System erreicht werden muss

- Wenn das bisherige „zentrale“ System „dezentralisiert“ werden und dabei wichtige Eigenschaften erhalten bleiben sollen, also im Betrieb das System in ein anderen überführt werden soll mit entsprechenden „dezentralen“ Strukturen, dann muss gelten:

$$\det(sE - A_{\text{bisher}}) \stackrel{!}{=} \det(sE - \tilde{A}_{\text{dezentral}})$$

- Was bedeutet das für einen Netzbau?
- ▶ Deckung der Bedarfe der einzelnen „Akteure“
 - Systemparameter, Hilfsgrößen (z.B. Blindleistung)
 - Einhaltung der Versorgungssicherheit
 - Einhaltung von Qualitätsparametern
 - Dazu haben und mussten alle Systemelemente spezielle Charakteristiken aufweisen und erfüllen (z.B. DVG-Kennlinie für Kraftwerke)
 - Früher: Charakteristik der Lasten -> „Selbstregelleffekt“
 - Heute: Einfluss der Leistungselektronik: Individualisierung der Lastcharakteristiken, mit dem Ziel den Endprozess in der Qualität zu verbessern.

Mathematisches Experiment

Zerlegung großer Systeme in
dezentrale Subsysteme

Ist das die Lösung?

Mathematisches Experiment

Michael Fette

Dezentrale Strukturen müssen die Eigenschaften des „Gesamtsystems“ übernehmen, wenn die Eigenschaften erhalten bleiben sollen

→ Quintessenz:

- ▶ Dezentrale Strukturen müssen zumindest ähnliche Eigenschaften besitzen, um ein Mindestmaß an Kompatibilität mit dem System zu gewährleisten
- ▶ Wesentlicher Aspekt – vor allem der momentan hinterlegten Regelungsstrategien der Netze – setzt auf die Disponierbarkeit und Verfügbarkeit der Erzeuger
- ▶ Allgemeines Ziel bleibt:
 - Qualität der Versorgung erhalten
 - Verluste minimieren
 - Integrierte „Vor-Ort“-Versorgungsstrukturen (Areal-Netze usw.) einbinden
- ▶ Intelligente „Vor-Ort“-Lösungen mit einer Kompatibilität zum Gesamtsystem sind gefordert.
- ▶ „Vor-Ort“ müssen Systemaufgaben übernommen werden, die bisher im System „vererbt“ wurden.

Michael Fette

Dezentrale Systeme – etwas Theorie

- ➔ „Input-Output Analysis of Large-Scale Interconnected Systems – Decomposition, Well-Posedness and Stability“

M. Vidyasagar
(Lecture Notes in Control and Information Sciences, Springer-Verlag, 1981)

„A subsystem level analysis can produce sufficient conditions for stability and sufficient conditions for instability, but not necessary and sufficient conditions.“

- ➔ Untersucht wurden lineare Systeme.
- ➔ Die Idee und die Konsequenzen werden separat ausführlich diskutiert.
(zusätzliche Tischvorlagen)

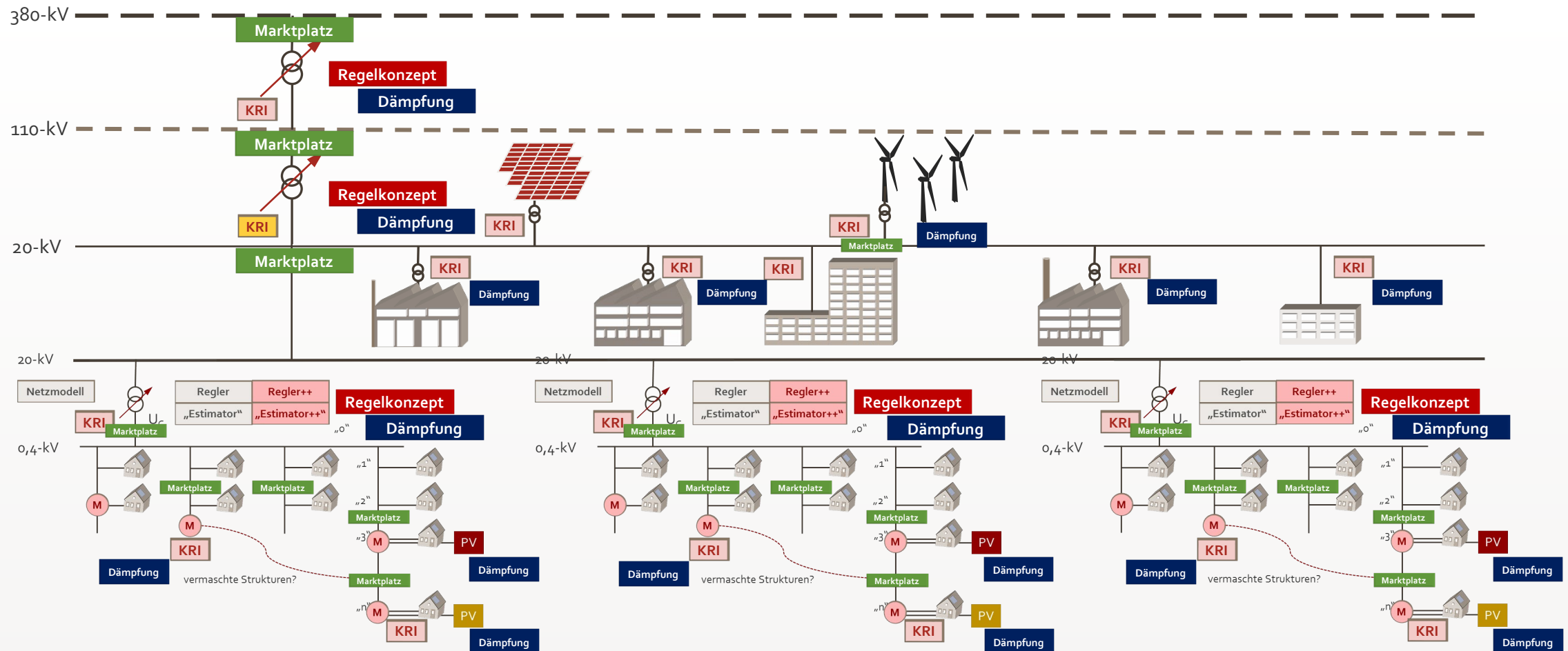
Analyse auf Sub-System-Ebene

Es reicht nicht aus, wenn jedes dezentrale System für sich stabil ist.

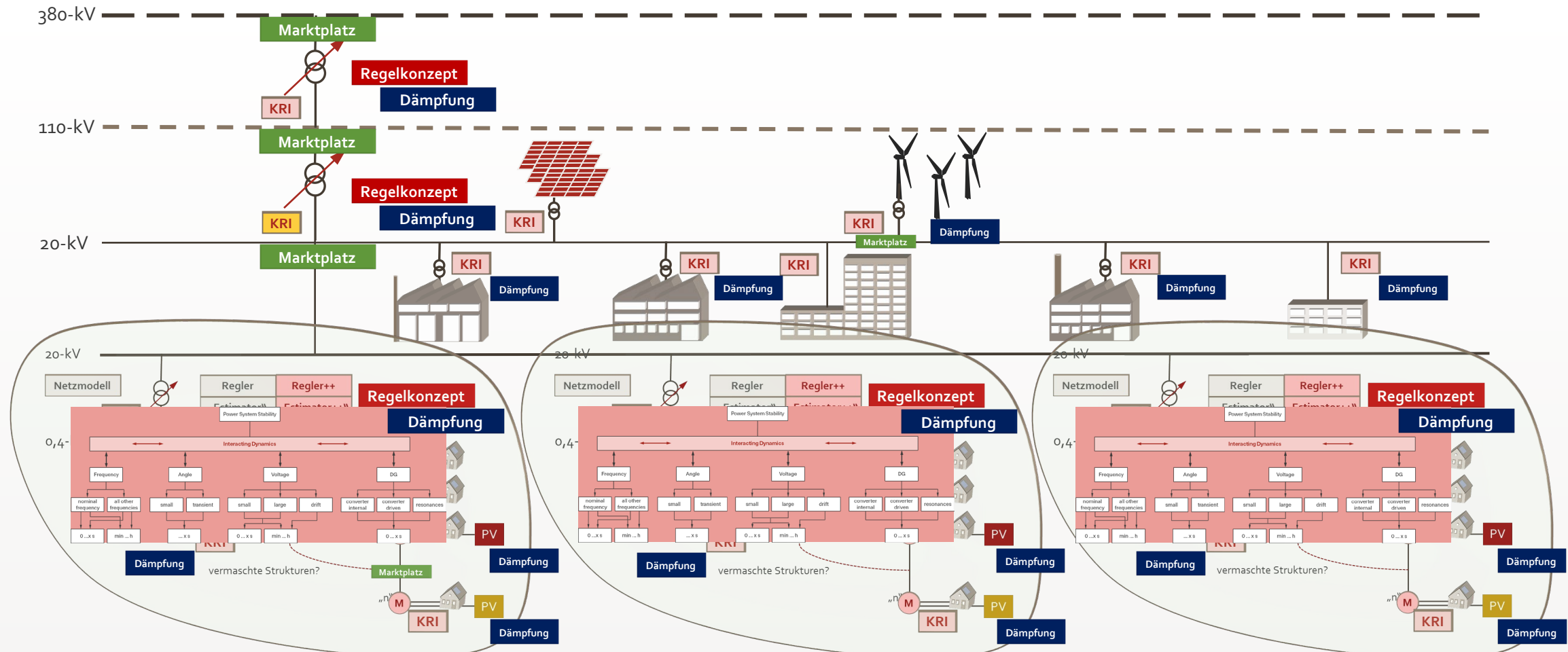
Eine Koordinierung der Sub-Systeme ist notwendig!

(Das gilt schon für lineare Systeme!)

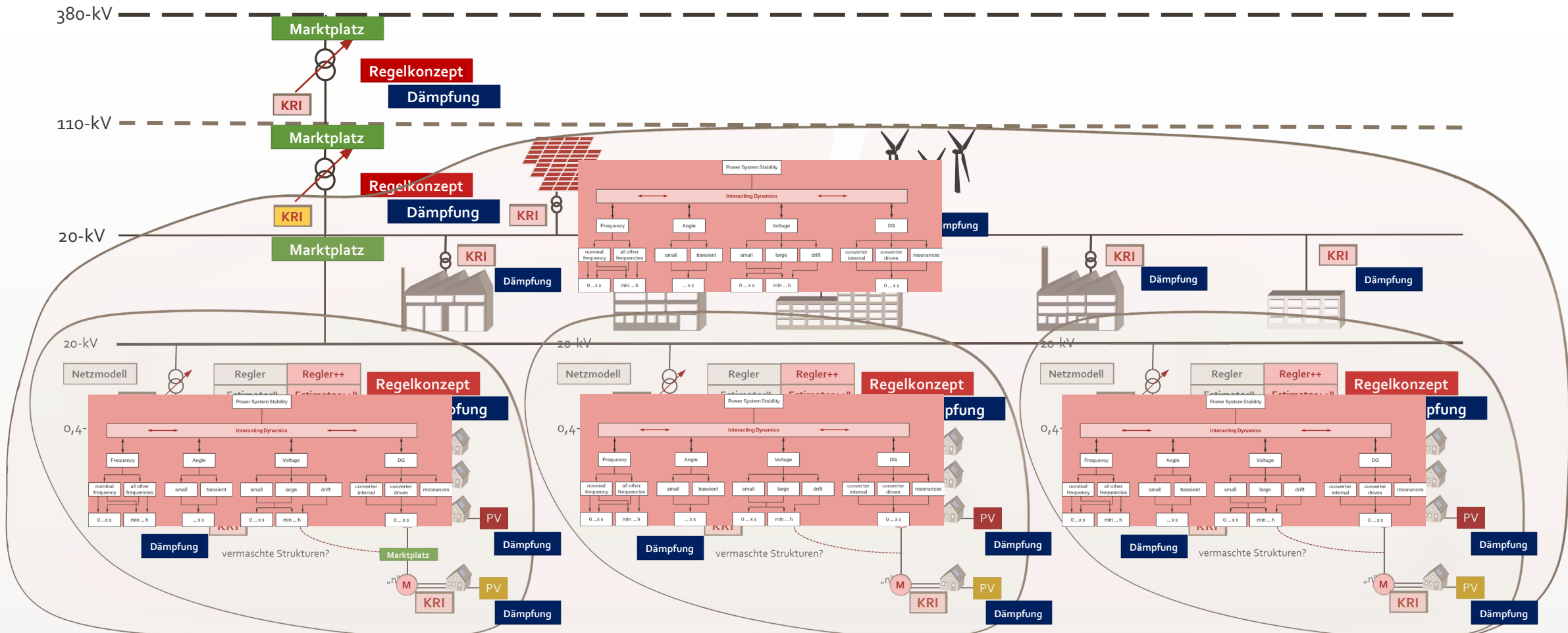
Spannungsebenen – Leistungsklassen nach TAR und Regelungsaufgaben



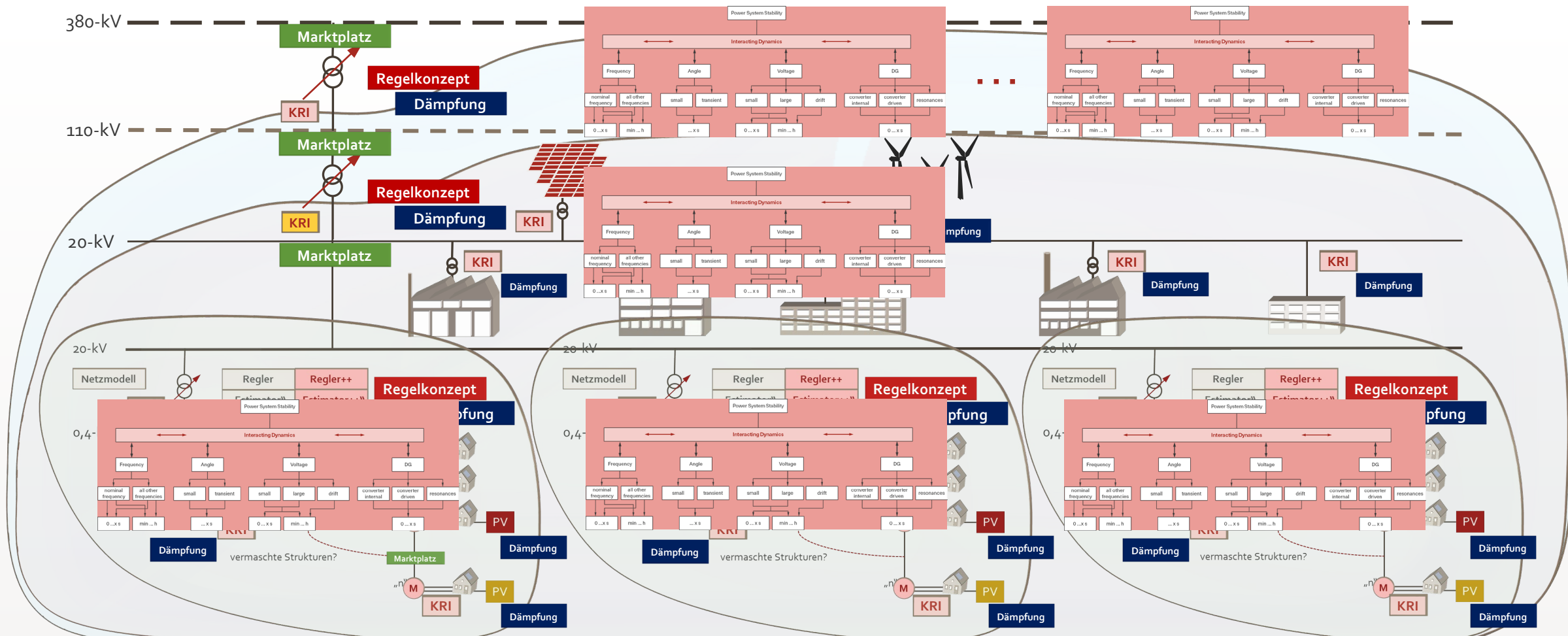
Spannungsebenen – Leistungsklassen nach TAR und Regelungsaufgaben



Spannungsebenen – Leistungsklassen nach TAR und Regelungsaufgaben



Spannungsebenen – Leistungsklassen nach TAR und Regelungsaufgaben



Summary on the impact of EV integration on grid stability

▪ Voltage stability

- EV charging presents different load characteristics as compared to conventional loads. Integration of EVs can negatively affect the voltage stability of the grid, which depends on the location, penetration level, EV charging time.



▪ Frequency stability

- Uncertainty of EV connection point, level of penetration, and the period of the connection and disconnection cause increased level of load demand. This may have detrimental impact on the frequency stability of the grid. However, EV can be operated as controlled load and with faster ramp rate can participate in grid frequency regulation.



▪ Oscillatory stability

- Characteristics of EV load are significantly different from conventional loads. The negative exponential EV load characteristics have more impact on the power system oscillatory stability compared to conventional system loads.



Challenges of EV integration about the power quality

- Fluctuation in voltage

- Impact on voltage fluctuations depends on the integration level and charging rate of Evs. As the penetration and charging rate increases the impact increases



- Voltage unbalance impact on voltage unbalance increases with the increased EV single-phase charging

Losses

- Power loss increases with a high number of uncontrolled and single-phase EV charging systems. Overloading and losses in distribution transformer increase with high penetration of EVs



- Voltage unbalance impact on voltage unbalance increases with the increased EV single-phase charging

Harmonic

- Impact on harmonics due to EV penetration varies with the penetration level, the impact increases as the penetration level and charging rate increase. Also, the harmonics increases with random unregulated EV charging.



Approaches to mitigate the impact of EV on the power quality

- ... on voltage profile

Traditional voltage regulators

- Use of devices such as capacitor bank and tap changes



- ... on voltage profile

Charging management of EVs

- Adopting smart load management by coordinating EV charging



- ... on voltage profile

Control strategies of active and reactive power

- Charging and discharging of EVs can be controlled optimally and in accordant manner to regulated network voltage



Approaches to mitigate the impact of EV on the power quality

- ... on voltage unbalance

Voltage regulators

- Energy storage units, feeder capacitors bank, dSTATCOMs, and so on can be used to reduce voltage unbalance



- ... on voltage unbalance

EV charging/discharging management

- Optimisation of EV charging/discharging rate can reduce voltage unbalance



- ... on voltage unbalance

Phase reconfiguration approach

- Phase reconfiguration method, for example time of use (ToU) tariff, can be adopted to reduce voltage unbalance



Approaches to mitigate the impact of EV on power loss

- Coordinating EV charging/discharging

- Optimal coordinated operation of EVs can be used for peak shaving and minimising power loss. By scheduling EV charging in the LV distribution network, power loss can be minimised.



- Coordinating with distributed generators

- EV charging demand can be coordinated with distributed RE sources to reduce power loss.



Approaches to mitigate the impact of EV on harmonics

- Traditional filters

- Use of power factor correction devices and active filters for EV charging stations to mitigate harmonic distortions



- Absorbing or injecting harmonic currents

- EVs can participated in ancillary services for harmonics and reactive power



- Coordinating with wind generators

- EV loads can be coordinated with wind generators to consume the harmonics produced by a wind generator.



Summary on the impact of PV integration on grid stability

- | | |
|--------------------------|---|
| ▪ Voltage stability | ▪ Intermittency of a PV system can result in voltage rise and fluctuations, which turns worse as the integration of PV systems increases. This effect is more prominent when large scale PV system is connected near the end of long, lightly loaded feeders. |
| ▪ Transient stability | ▪ Integration of PV systems may pose both negative and positive impacts on the power grid transient stability depending on PV penetration level, system topology, location of PV integration, type, and location of the disturbance (fault or loss of generator) experienced by the grid. |
| ▪ Small signal stability | ▪ As the PV penetration into the power grid increases, grid inertia decreases due to the retirement of conventional synchronous generators, which cause a detrimental impact on the damping ration of the critical modes of the system. Consequently, the system response become oscillatory following a grid disturbance. |
| ▪ Frequency stability | ▪ With the increased PV penetration into the power grid, the conventional synchronous generators undergo retirement and consequently, the grid inertia decreases. The reduction in system inertia makes the grid highly sensitive to grid disturbances, and the RoCoF becomes very high, which may significantly increase the risk of grid frequency instability. |



Approaches for mitigating the voltage and power problems of PV integration

Adjusting transformer tap changer	Major problem of this approach is that the tap cannot be altered many times, it is needed to regulate the voltage	
Upgrading the conductors	expensive	
Reducing transformers short circuit resistance and feeder impedance	expensive	
Capacitor bank	Simple and inexpensive. In distribution networks with $R > X$, voltages are less responsive to reactive power. Also, higher power losses and current can be consequences of reactive power control. This method cannot improve voltage rise.	
Dump load	Simple and inexpensive. This method cannot improve the voltage drop. Also, higher power losses and current can be consequences of this method.	
dSTATCOM	This method can decrease the maintenance cost of the transformer. The large size of dSTATCOM significantly reduces the voltage violation, although it can be expensive.	

Approaches for mitigating the voltage and power problems of PV integration

Dynamic voltage regulator	Mitigating voltage sag or swell through active power injection or reactive power adsorption.	
Unified power quality conditioner (UPQC)	Mitgating voltage sag and swell issue.	
Battery storage units	Expensive. Two storage units: (I) a large slow unit for energy shifting, and (II) a small fast charging unit for smoothing.	
Reactive power control of the PV inverters	Apparent power (capacity) of the inverters must be increased.	
Active power control of the PV inverters (the active power curtailment)	Control of PV inverters requires excessive communication, computation, and complicated control algorithms	
Power management system	Control of PV inverters in coordination with diesel generators and ESS in a microgrid	

Approaches for mitigating the voltage and power problems of PV integration

- Virtual impedance control
- Virtual impedance control method can be applied for FRT-requirements



Approaches for eliminating the harmonics of PV integration

▪ Passive power filters	▪ LCL filters	
▪ dSTATCOM	▪ Solar-dSTATCOM reduced current and voltage THD to 0.7 and 0.5 %, respectively, which meet the standard	
▪ UPQC	▪ Solar-shunt active filter reduced the current THD 30.39 – 3.11 %	
▪ Battery storage units (BSS)	▪ Current harmonics are reduced to less than 5 %	
▪ Multifunctional grid-tied inverter (MFGTI)	▪ Advanced MFGTI integrates PV system into the power grid and improves the quality of the grid as an auxiliary service.	
▪ Virtual impedance control method	▪ Optimal virtual impedance design and robust implementation are an important factor to use this method	

PV-EV integration to the grid

Voltage and frequency regulation	One of the major problems experienced in the LV network due to the integration of PV is the voltage rise. The coordination between EV loads and PV system can solve the voltage rise problem	
Voltage ride-through	- When coordinated between each other, PVs and Evs are capable of injecting both active and reactive power to support the grid during voltage ride-through conditions. Also, during PV transients, EVs can reduce the transient tension on the grid by injecting active power. - Is was shown, that by regulating the charging EVs, the voltage transients arising due to PV output power fluctuation while cloud covering can be mitigated.	
Power regulation	- High penetration of EV charging loads can cause overloading of distribution transformer and their loss of life. - If PVs and EVs are coordinated, the stress on the transformer can be reduced, and ist life can be extended.	
Voltage fluctuation and harmonics	- PVs and EVs in combination could reduce voltage fluctuation, although PVs and EVs increase the total harmonic distortion on voltage. [171] - However, EVs and PVs can reduce current harmonics through absorbing or injecting harmonic currents from or to the network. [172]	

PV-EV integration to the grid

▪ Potential grid stability benefits of integrating PV and EV	▪ Individually, PVs and EVs can have detrimental impacts on grid stability. ▪ If PVs and EVs are coordinated together properly, they can be used to improve grid stability. [61]	
▪ Economic benefits of integrating PV and EV	▪ PVs and EVs with high penetration are considered as new players in the electricity market. ▪ An optimization problem was formulated to minimise energy trading cost for EV charging station solved by a mixed-integer programming technique. With the reduced price of rooftop PV and increase in EV penetration in end-user houses or building, a revolution has occured in the structure and management of the home electricity systems.	
▪ Application of PVs and EVs for ancillary services	▪ The PV powered EV charging station can participated in ancillary service markets such as reactive power, real-time EMS, and harmonic ancillary service markets.[27], [180], [181]	
▪ Coordinated Control of PV and EV	▪ It is evident that with the increased penetration of PV and EV the power grid is expected to experience a higher degree of uncertainty and intermittency both in the generation and load, which negatively impact the grid stability and power quality. ▪ Coordinated control of IoT enables EV charging station to neutralise the sudden dip and rise in load and demand in the PV penetrated distribution network and enhance the reliability of the power grid.	

PV-EV integration to the grid

Conclusion I	- Coordinated or combined operational strategies of PV systems and EVs can mitigate the negative impacts on power quality and grid stability. - As the power grid is going through a transition from the conventional power grid with traditional synchronous generators and loads towards a modern power grid with high penetration of non-synchronous RE sources (such as PV systems) and controllable loads (EVs), grid operators are required to re-evalute and re-investigate this transition. - Modern power grid needs efficient and sufficient ancillary services to maintain the grid reliability, and harmonics supports to ensure power quality.	
Conclusion II	- Investments in the roll-out of PVs and EVs, as well as their coordinated operation, can bring long term benefits for both the operators and consumers. - The benefits include a reduction in energy price, reduced reliance on fossil-fuel-based energy sources and less GHG emission.	
Conclusion III	Also, they can be optimally regulated and coordinated among themselves to participate in the enhancement of grid stability (voltage and frequency) and power quality	

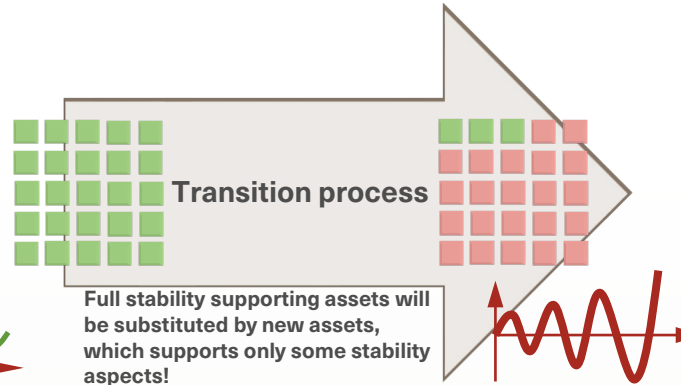
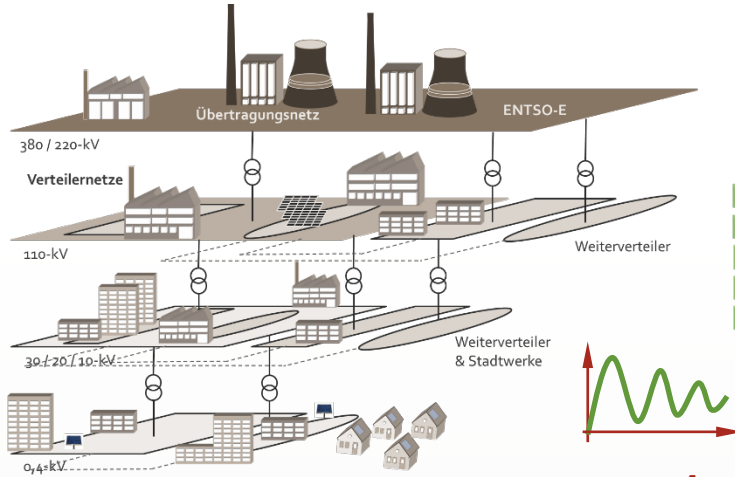
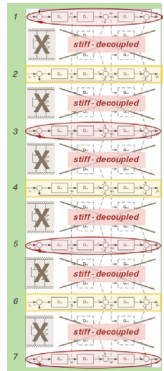
From passive participation to active contributions - at all levels

Hamburg, July 2025

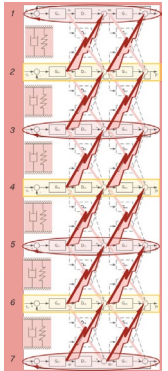
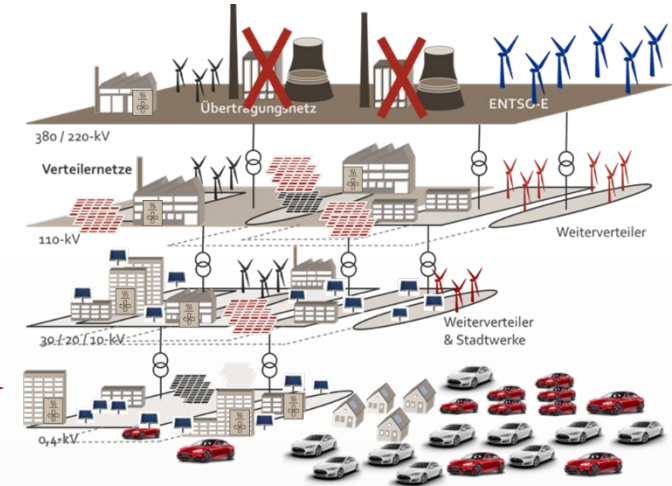
56

Michael Fette
Digital Nonlinear Power Systems

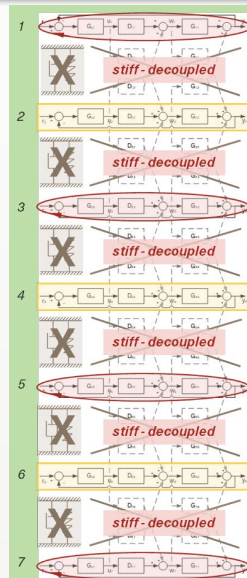
Fette
Competence in Energy



**A substitution of „power blocks“ is not the solution!
The system can not be operated by this!**



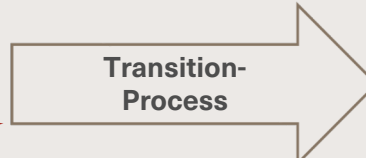
(⊙) It will be an abrupt „non-smooth“ transition



Dynamically **decoupled** system levels



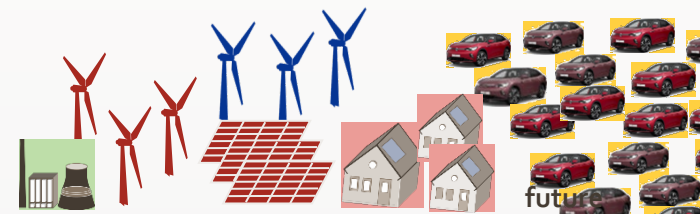
history



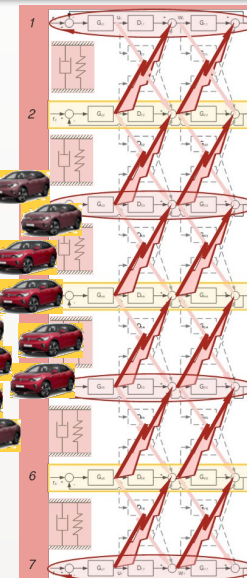
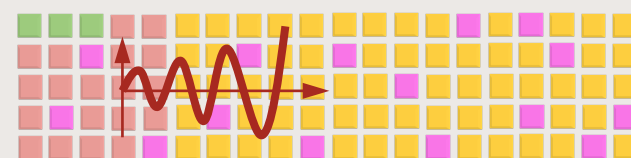
Transition-
Process

Dynamically **decoupled** system levels

+ Grid forming technologies



future



To discuss, one have to consider a complex and very sophisticated case in power system dynamics.

Why does it work in history?

Important Paper

- The irrelevance of electric power system dynamics for the loading margin to voltage collapse and its sensitivities
 Ian Dobson, Nonlinear Theory and Its Applications, IEICE, Vol. 2, No. 3, pp. 263 – 280, 2011

„We analytically justify the use of static models to compute loading margins and their sensitivities and explain how the results apply to underlying dynamic models.

...

This result enables commercial software used by the power industry to monitor and avoid voltage collapse blackouts.“

Remarkable Result

- „The paper shows that the load power margin is independent of dynamics and we suspect that this useful property is also shared by the energy function index.

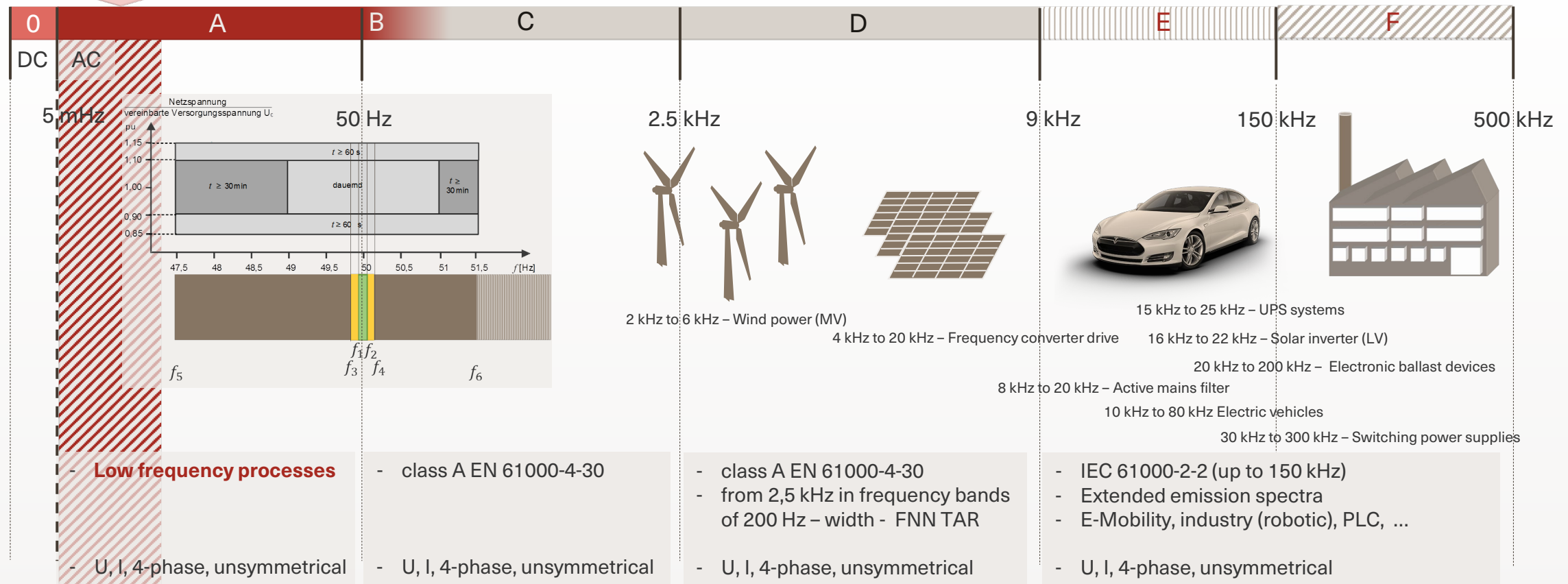
...

Therefore these indices require for a power system model either a full set of differential equations or differential-algebraic equations **with the assumption or knowledge that the algebraic equations are enforced by underlying dynamics that are both fast and stable.**“

The new EC-Grid-Codes gives a framework for devices and operation of grids in all situation from emergency to regular operation – all voltage levels

Hier spielt die Musik!
Unbeachtet von Netzbetreibern!

Frequency Range of VDE|FNN TAR / EC-Grid-Codes *plus Extended Range*



Zwischenfazit = FAZIT *keine Korrektur der bisherigen Aussagen*

- Aktuell vorliegende Messdaten weisen auf einen „prototypischen“ Blackout hin, der alle Merkmale der nichtlinearen Theorie zu Kollaps-Vorgängen (Spannungs-Kollaps) erfüllt.
- Das grundlegende Problem wird im Spannungs-/Blindleistungshaushalt des Netzes liegen.
- **Abstimmung der diversen Reglereinstellungen / Schutzeinrichtungen müssen verbessert / koordiniert werden. Dämpfungsverhältnisse müssen verbessert werden!**

Das ist zukünftig ein permanenter Prozess – und nicht nur einmalig im Netzanschlussverfahren!

- **Der Störfall ist reproduzierbar!**

Balancieren der Spannungsprofile! – Unternehmensübergreifend
Abstimmung der Dämpfungsverhältnisse – Unternehmensübergreifend
Koordinierung der Reglereinstellungen – Unternehmensübergreifend
Koordinierung der Schutzeinstellungen – Unternehmensübergreifend

Hamburg, July 2025

Michael Fette

Digital Nonlinear Power Systems

60

Fette
Competence in Energy

Zwischenfazit = FAZIT *keine Korrektur der bisherigen Aussagen*

- Aktuell vorliegende Messdaten weisen auf einen „prototypischen“ Blackout hin, der alle Merkmale der nichtlinearen Theorie zu Kollaps-Vorgängen (Spannungs-Kollaps) erfüllt.
- Das grundlegende Problem wird im Spannungs-/Blindleistungshaushalt des Netzes liegen.
- **Abstimmung der diversen Reglereinstellungen / Schutzeinrichtungen müssen verbessert / koordiniert werden. Dämpfungsverhältnisse müssen verbessert werden!**

Das ist zukünftig ein permanenter Prozess – und nicht nur einmalig im Netzanschlussverfahren!

- **Der Störfall ist reproduzierbar!**

Transition der niederfrequenten Dynamiken durch die Integration überwiegend leistungselektronischer Einspeiser, Speicher und Lasten

Verbogen, nichtlinear – aber „statisch“



Quelle: Kartoffeln (pixabay)

Verbogen, nichtlinear – aber „instabil“



Foto: House of Food / Bauer Food Experts KG

Die Konsequenz dieser Transition ist weder rechtlich noch regulatorisch noch technisch noch organisatorisch abgebildet!

Transition der niederfrequenten Dynamiken durch die Integration überwiegend leistungselektronischer Einspeiser, Speicher und Lasten

Verbogen, nichtlinear – aber „statisch“



Jeder Netzbetreiber hat seine eigene TAB!

Bezogen auf den Anschluss!

Quelle: Kartoffeln (pixabay)

Verbogen, nichtlinear – aber „instabil“



Es gibt nur eine TAB!

Bezogen auf das Systemverhalten!

Foto: House of Food / Bauer Food Experts KG

EU-Kommission verschiebt neue EU-Grid-Codes auf unbestimmte Zeit!

- Grid Codes 2.0 beinhalten:
 - Weitergehende Stabilitätsanforderungen
 - Integration
 - Systembildende Wechselrichter
 - Speichersysteme
 - E-Fahrzeuge
 - Wärmepumpen
 - ...
 - Systemdienstleistungen
 - Flexibilitäten
 - ...

Das ist eine Katastrophe!

Das schafft maximale Unsicherheit!

Die Unternehmen der EU drohen im Wettlauf mit anderen Nationen abgehängt zu werden.

Die Grid-Codes sind aktive Industriepolitik!

- Vor 3 Jahren gestartet, durch alle ACER-Gremien durchlaufen und in vielen Workshops abgestimmt.

Nach Angaben der EU benötigt man ca. 6 Wochen, um die Grid Codes zu bewerten und freizugeben – die Zeit hat man aktuell nicht. Zudem hat die Automobil-Industrie eine eigene Agenda!

Intelligent Nonlinear Systems are our Profession

Preserving the tried and tested – shaping the new!



KRI® die Anwendungen und Algorithmen, die das System benötigt, um das nichtlineare Systemverhalten zu erkennen und zu bewerten, Prozesse anzupassen und Entscheidungen zu treffen, damit das System jetzt und in Zukunft stabil und sicher betrieben werden kann - lokal und global. **KRI**® kodieren mit einer intelligenten Vorverarbeitung die Messdaten so, dass die auszutauschenden Datenmengen auf ein Minimum reduziert und die Relevanz der Information erkannt werden kann. - Komplementär zu bekannten Prozess-KPI.

DMP-EMCP® die EDGE-basierte Hardwareplattform, die die Messgrößen im gesamten Frequenz- und Zeitbereich in Zeit und Frequenz hochaufgelöst erfasst, Indikatoren für Einzelwerte oder komplexe Werte oder für komplexe Netzdynamiken auf Basis nichtlinearer Systeme ermittelt, kann direkt innerhalb von Steuerungs- und Schutzalgorithmen lokal oder in hierarchisch strukturierten Steuerungs- und Schutzkonzepten eingesetzt werden. CyberSecurity-Aspekte können traditionell implementiert werden, oder es können neue duale CyberSecurity-Lösungen durch intelligente Kodierung der Mess- und Auswertgrößen genutzt werden, um eine zukünftig nutzbare "low cost"-Kommunikation sicher und zukunftssicher zu machen.

Basiert auf **XAI** - EXplainable Artificial Intelligence – powered by Synergetics!

Pooling-Algorithmen und Marktplätze können direkt angedockt werden, intelligente Lösungen, bei denen z.B. E-Fahrzeuge auch als Speicher im Verteilnetz mit Dienstleistungen für das Übertragungsnetz eingesetzt werden, können realisiert und betrieben werden.

Der Betreiber von **ORCA**® erhält direkte Unterstützung im Rahmen von Unternehmenswerten mit den Perspektiven: Finanzen, Technik, Sicherheit, Qualität, Recht, Image, Umwelt, Organisation und Effizienz. Die **KRI**® identifizieren Probleme, zeigen Lösungen auf und begründen die Herausforderungen - immer im Sinne aller Unternehmenswerte, ... mit Nachweisen, so dass Klarheit für alle Beteiligten geschaffen wird!

... ein komplettes, streng modulares, hoch automatisiertes Systemmanagement - für

DNPS® Digital Nonlinear Power Systems

Intelligent Nonlinear Systems are our Profession

Preserving the tried and tested – shaping the new!



Fette - Competence in Energy GmbH develops solutions for system management and system operation of energy systems that meet future requirements with predominantly decentralized and converter-based plants.

- 35 years of experience in research and development of nonlinear systems
- Over 800 man-years of development power in IT systems, hardware and software solutions, algorithms, and analysis and evaluation methods - self-funded without third party rights or dependencies
- Over 350 projects in more than 30 countries in industrial, distribution and transmission networks (AC and DC), to determine and assess system dynamics - usually when there have been disturbances or destruction of equipment and networks, identifying causes and proposing solutions – evaluating theory and practice
- For more than 15 years permanent observation of the dynamics and change processes in the systems
- Over 100 projects for the development of customer-specific solutions
- Over 500 consulting projects

Publisher:
Fette – Competence in Energy GmbH
Hohenzollernring 30
22763 Hamburg
Germany
+49 155 588 49 807

Intelligent Nonlinear Systems are our Profession

Preserving the tried and tested – shaping the new!



Priv.-Doz. Dr.-Ing. habil.

Michael Fette

former Professor for
„Renewable Energy Systems and Automatic Control“
venia legendi in „System theory / System dynamics“

michael.fette@fette-competence-in-energy.com

Hinweis auf Urheberrechte

- Hiermit weisen wir darauf hin, dass die Unterlagen ein technisch/inhaltliches und auch unternehmerisch/organisatorisches Konzept beinhalten, das urheberrechtlich und unter juristischen Aspekten in jeder Hinsicht geschützt ist.
- Eine Weitergabe an „Dritte“ ist ausgeschlossen und kann nur mit unserer verbindlich schriftlichen Zustimmung weitergegeben werden.
- Falls Beteiligungsgesellschaften existieren, die rechtlich eigenständige juristische Personen sind, bitten wir Sorge zu tragen, dass die Gesellschaften Ihnen und uns die Nichtweitergabe der Unterlagen schriftlich bestätigen. Das gilt auch in dem Fall, wenn Sie Unterlagen weiter geben würden.

Vielen Dank!