

Möglichkeiten und Hindernisse von Windenergieanlagen bei der Erbringung von Systemdienstleistungen

ENERCON Sales - Grid Integration
Eckard Quitmann

18.5.2016, Göttinger Energietage

- 1. Erfahrungen**
- 2. Neue Fragestellungen**
- 3. Was braucht das Netz**
- 4. Die SDLs der Zukunft**



Technische Anforderung vor 1 ... 3 Dekaden:

- Wenn Spannung anormal
 - Wenn Frequenz anormal
- } Verteilte EE Erzeugung musste abschalten!

Netzbetrieb unterstellte permanente Dominanz von Synchrongeneratoren

Resultierende Probleme:

- Risiko MW...GW zu verlieren
- Nachrüstung von PV- und Windkraftwerken teuer, juristisch kritisch, technisch nicht immer möglich
- FRT Risiko ist im wesentlichen gelöst
- 50,2 Hz Risiko noch nicht gelöst, insbesondere PV



1984 – 1989
0,055 MW

50,2 Hz + FRT : mäßig erfolgreiche Erfahrungen



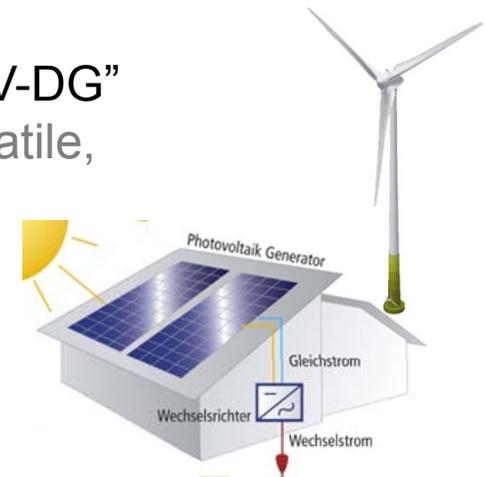
2007 +
7,5 MW

Neuer Charakter der erneuerbaren Energien (EE) Einspeisung

- Inverter-based (Vollumrichter u. DFIG*)
- Volatil
- Distributed Generation

- EE hat Priorität im Dispatch
(EEG und EU Direktive 2009/28/EC, Art.16 2b+2c)

Hier bezeichnet als: “IV-DG”
Umrichterbasierte, Volatile,
Dezentrale Erzeugung



Durchdringung von IV-DG steigt, Anteil der Synchrongeneratoren sinkt

- a) Kurzzeit Durchdringung: Sekunden ... Minuten
 - b) Langzeit Durchdringung: Minuten ... Wochen
- a) ist die Voraussetzung für b) !
- Verschiedene technische Herausforderungen

Wie wird das elektr. Energiesystem mit diesen Veränderungen funktionieren?

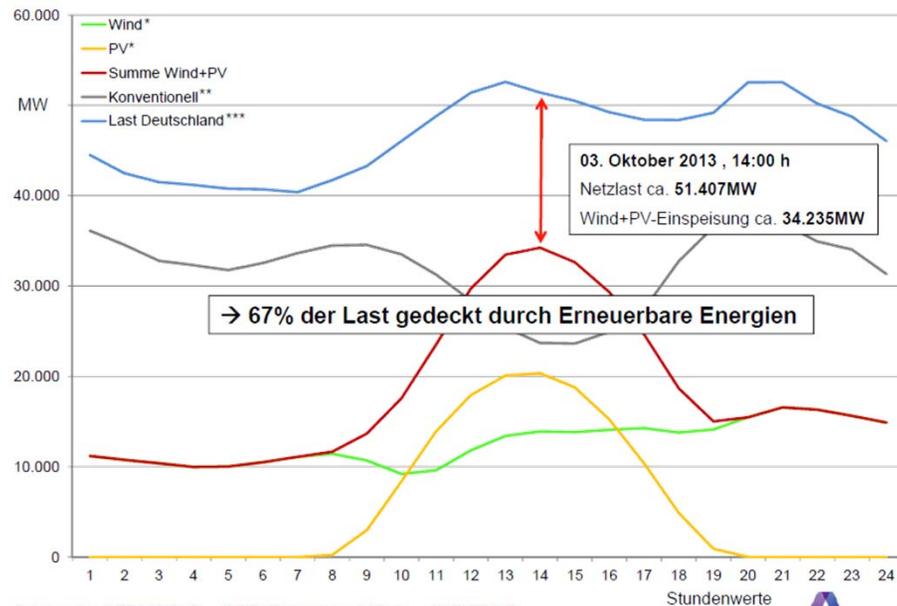
* DFIG = Doubly Fed Induction Generator = Doppeltgespeister Asynchrongenerator

Hohe Durchdringung von IV-DG ist möglich

DE als Land im europäischen Verbundnetz

Wind+PV-Einspeisung vs. Netzlast Deutschland

Zeitraum: Donnerstag, 03. Oktober 2013 (Tag der Deutschen Einheit)

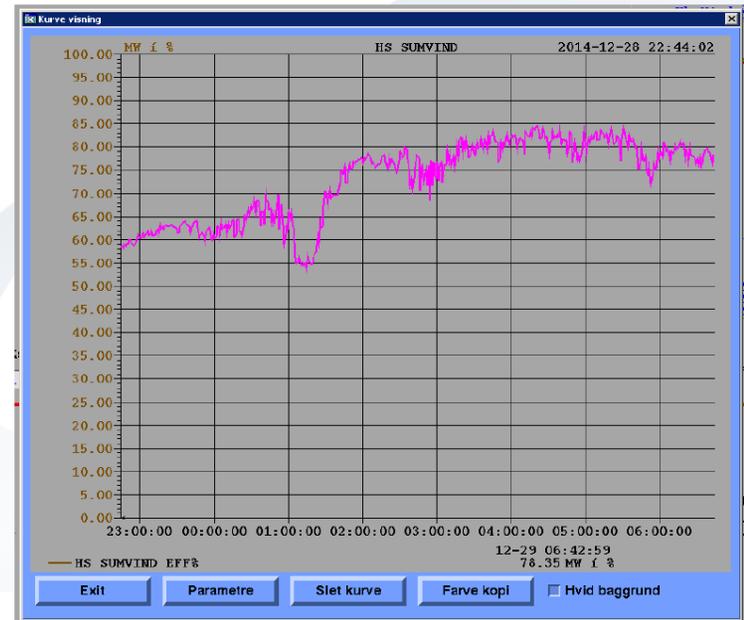


Datenquellen: * EEG/KWK-G ** EEX-Transparenzplattform *** ENTSO-E
31 Systemführung Netze Brauweiler | Analyse der Netzsituation 03.10.2013 | 08.10.2013 | © Amprion



Färöer als Inselnetz

>80% wind penetration for hours



6/8/2015

SEV er fólksins ogn 24



Kein *technischer* Grund nicht sehr nahe an 100% zu kommen

1. Erfahrungen
2. Neue Fragestellungen
3. Was braucht das Netz
4. Die SDLs der Zukunft



Neue Fragestellungen bei Dominanz von IV-DG

- Was ist die Frequenz f ?
- Was ist Massenträgheit?
- Was bedeutet Netzkurzschlussleistung S_k “?
- Wann ist ein Netzfehler zu Ende?
- Was sollte die kleinste, noch zu beherrschende Netzinsel sein?
- Wie vermeiden wir ungewollte Inselnetzbildung?
- Was bedeutet „netzbildend“?
- Wie viele „netzbildende“ Elemente braucht das Netz?

- Aufgabenverteilung ÜNB – VNB, Systemverantwortung wenn fast alle Erzeuger im Verteilnetz sind?
- Wer trägt welche Kosten?
- ...

Technische
Arbeitspakete

Organisatorische
Arbeitspakete

Umrichterbasierte Einspeisung ist determiniert durch ihre Software.
Softwareprogrammierung braucht klare Anforderungen

1. Erfahrungen
2. Neue Fragestellungen
3. Was braucht das Netz
4. Die SDLs der Zukunft



Was könnte zukünftig systemkritisch werden



- Massenträgheit ... schnelle Primärregelung *
- Glättung der Einspeisung und P-Gradienten
- Abbau von Gegensystemspannungen *
- Dämpfung niederfrequenter Oberschwingungen
- Dämpfung von Netzpendelungen *
- Schutzauslösung und vorauss. geringere KS Ströme
- Statische und transiente Stabilitätsgrenzen
- Netzwiederaufbau, Resynchronisation, Schwarzstart
- Modelle für alle o.g. Phänomene
-

Wann, wo, wie stark
wird welches Thema
systemkritisch?

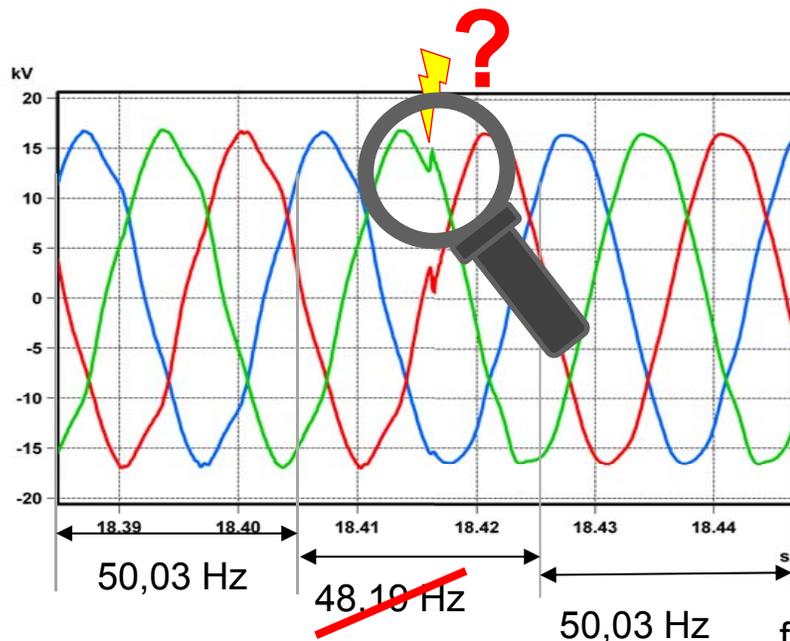
F&E erforderlich!

* Siehe folgende Folien

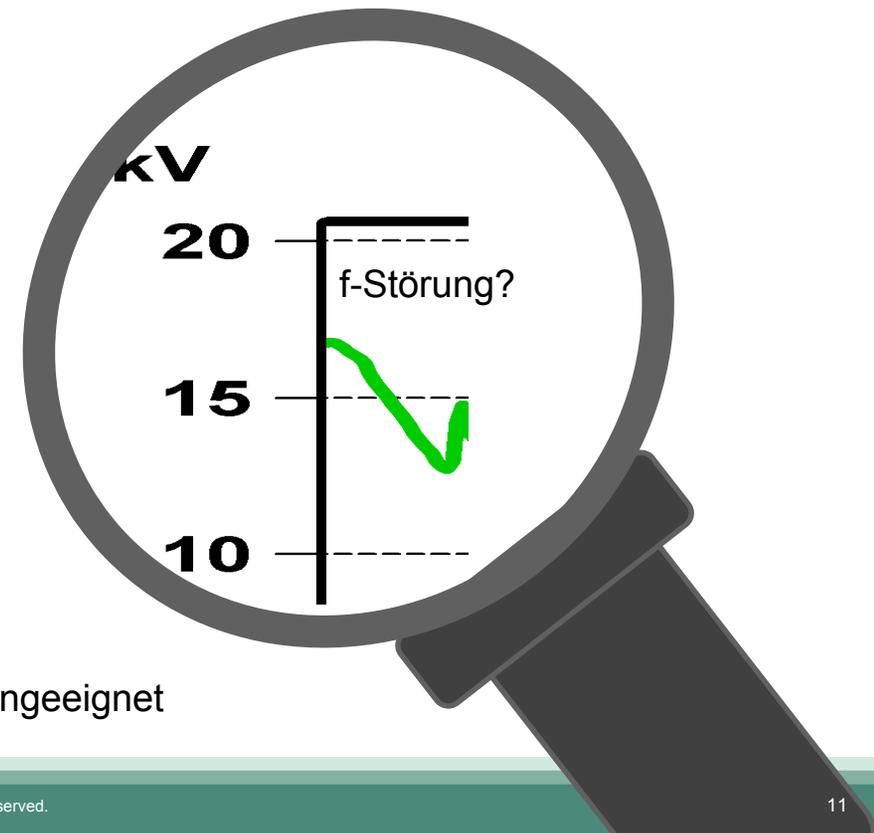


Beispiel 1: Massenträgheit oder Momentanreserve

- Um *schnell* auf f-Störungen zu reagieren – ähnlich physikalischer Massenträgheit – ist eine Definition der Frequenz erforderlich
- Ohne Definition des Triggers wird „synthetische Inertia“ nicht berechenbar für das System, unzuverlässig und als Produkte unvergleichbar



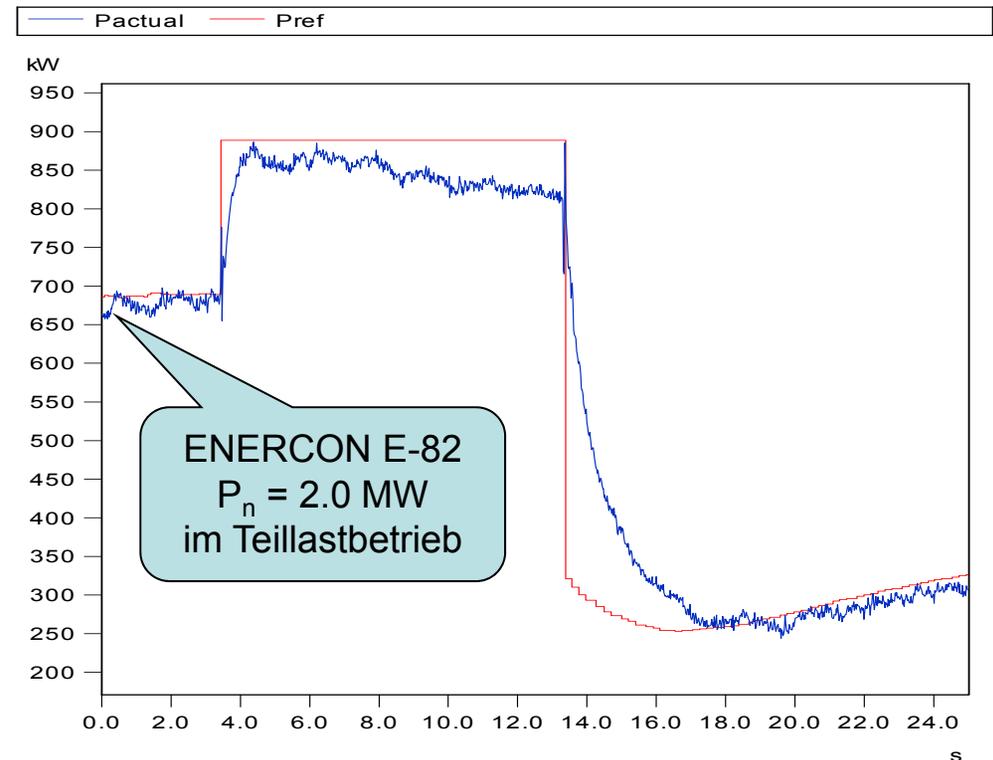
$f=1/T$ offensichtlich ungeeignet



Emulation von Massenträgheit durch IV-DG heute verfügbar (ENERCON u.a.)

Optional: Wirkleistungs-Boost durch die rotierende Masse des Rotors:

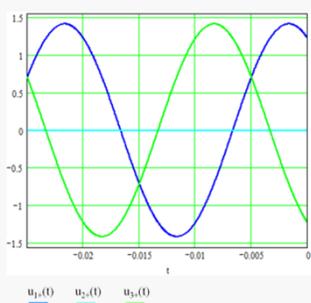
- ✓ $P_{\text{boost}} = 10\%P_n$
- ✓ Anregelzeit P_{boost} : 500ms
- ✓ Boost für max. 10 s
- ✓ Erholungsphase nach Boost



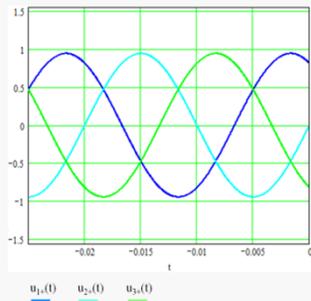
- Performance wird erreicht ohne Batteriespeicher
- In Zentraleuropa bisher nicht gefragt, in Quebec gefordert, für Inselnetze interessant
- Zukünftige Systemdienstleistung?

Beispiel 2: Abbau von Gegensystemspannungen

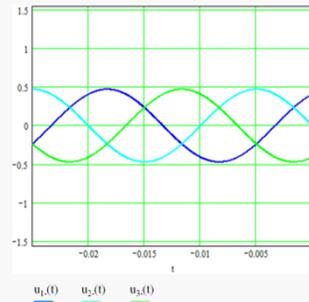
- Spannungen werden als Vektoren dargestellt: $\longrightarrow \underline{U}_{10}$
- Z.B. Drehspannungssystem: 3 Vektoren
- Symmetrische Systeme gut zu berechnen, unsymmetrische nur sehr schwer
- Mathematischer Trick:** Unsymmetrisches System \rightarrow Zerlegung in Symmetrische Komponenten



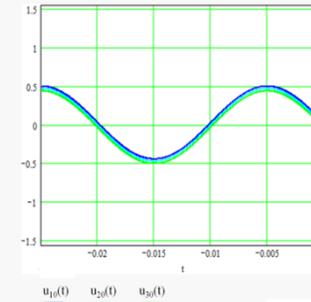
=



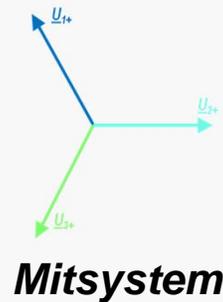
+



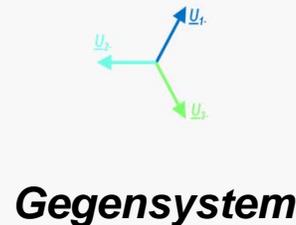
+



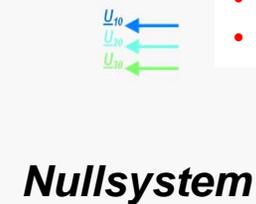
=



+



+



- Voraussetzungen:**
- Harmonische Größen
 - Lineares System
 - Einfrequent
 - Stationär

Beispiel 2: Abbau von Gegensystemspannungen



Heute

Inhärent hat Synchrongenerator sehr geringe Gegensystemimpedanz. Unerwünschte Gegensystemspannungen an den Klemmen werden kurzgeschlossen, es fließt ein Gegensystemstrom.

Zukünftig: Umrichterdominiertes System

Strom durch den Umrichter strikt durch Software definiert (Vollumrichter \neq Dopp. Gesp. Asynchrongenerator)
Umrichter bisher: Gegensystemimpedanz $\rightarrow \infty$ weil nichts anderes gefordert ist. D.h. bisher kein Beitrag zum Abbau der Gegensystemspannungen. Technisch möglich wäre es aber.

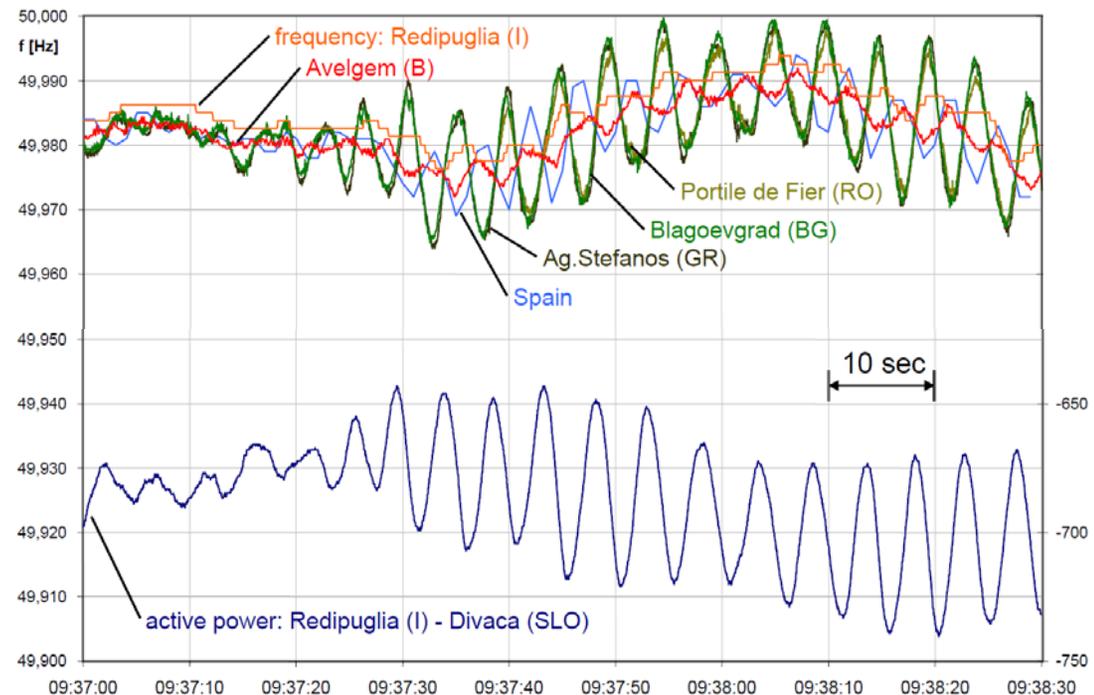
Ungewollte technische Restriktionen bei hoher IV-DG-Penetration sind zu vermeiden.
Gegensystemstrom muss bei Bedarf irgendwo ermöglicht werden.
Zukünftige Systemdienstleistung?

Beispiel 3: Dämpfung von Netzpendelungen

- Lösung heute:
Synchrogeneratoren können mit „Power System Stabilizer“ (PSS) ausgestattet werden um diese Schwingungen aktiv zu dämpfen

Und in Zukunft mit kaum PSS?

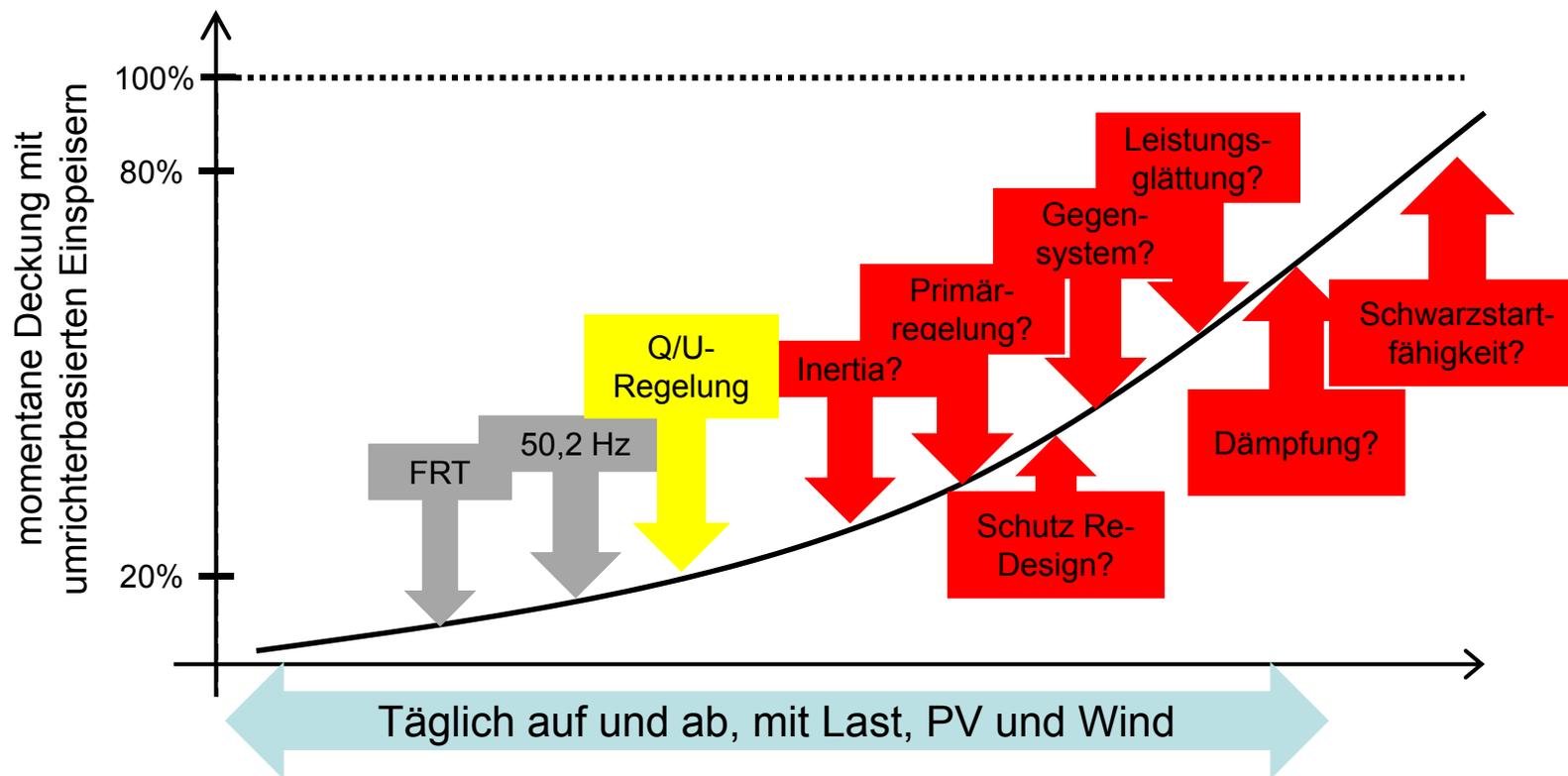
- Umrichter reagieren bisher nicht auf diese Schwingungen ($P_{\text{Umrichter}} = \text{const.}$)
- Beitrag zur Dämpfung wäre möglich, z.B. gegenphasige Variation von $P_{\text{Umrichter}}$

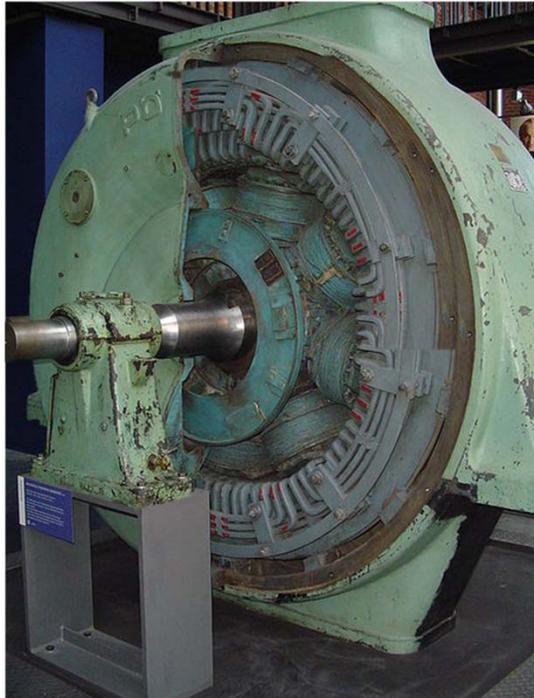


Source: Wide Area Monitoring in the UCTE-Network by W. Sattinger, swissgrid; E.Grebe and C. Jahnke, RWE Transportnetz Strom; München, 5.3.2008

Zukünftige Systemdienstleistung?

Blick in die Kristallkugel: Welche technischen Features braucht ein Netz um bei einer momentanen Deckung von 60%...80%...100% der Last mit umrichterbasierten Einspeisern stabil zu sein?





Einige Beispiele:

P-Gradienten, PRL, SRL

Massenträgheit

Abbau von Asymmetrien
(Gegensystem)

Netzwiederaufbau, Resyn-
chronisation, Schwarzstart

Eigenschaften von Kraftwerken

Technologieneutrale Beschreibung der *gewünschten*, netzdienlichen Eigenschaften von Synchrongeneratoren

Must have & *must deliver*

z.B.:

- 50,2 Hz Abregelung
- FRT-Fähigkeit
- P-Gradienten
- ...

System-
verträglich

Must have & may deliver

z.B.:

- Blindleistung / Blindarbeit
- Symmetrierung (transient)
- ...

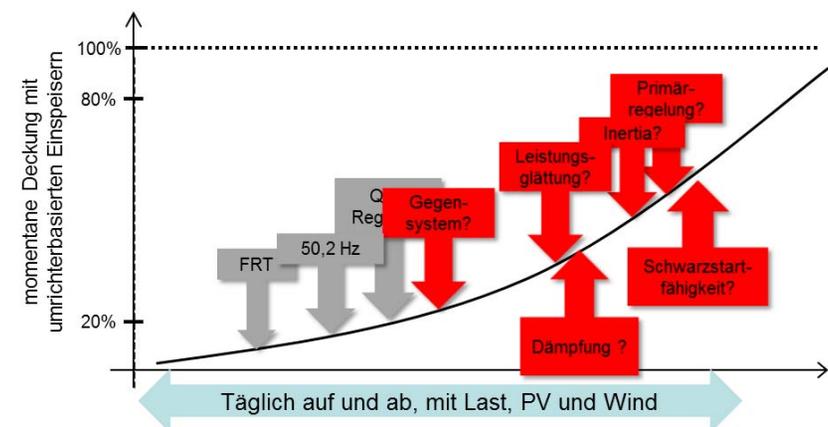
System-
dienlich

May have & may deliver

z.B.:

- PRL, SRL
- Schwarzstart
- Dämpfung
- Symmetrierung (stationär)
- ...

- ❑ Ohne Anreiz oder Notwendigkeit werden keine systemdienlichen Features von Kraftwerksbetreibern installiert & erbracht
- ❑ Alle Features pauschal von allen Kraftwerken fordern? => teuer!
- ❑ Volkswirtschaftliche Optimierung nötig:
 - Minimale Features => Systemverträgliches Verhalten
 - Mehr Features => Systemdienliches Verhalten



1. Erfahrungen
2. Neue Fragestellungen
3. Was braucht das Netz
4. Die SDLs der Zukunft



Die klassischen 4 SDL

Einordnung der Systemdienstleistungen.

Frequenzhaltung.

Für den stabilen Betrieb der Stromnetze muss die eingespeiste Strommenge zu jedem Zeitpunkt der Last entsprechen. Für die Dämpfung oder den Ausgleich von Frequenzabweichungen kommen Momentanreserve und Regelleistung zum Tragen.

Spannungshaltung.

Die Stabilität der Netzspannung muss jederzeit gewahrt werden. Dafür muss lokal Blindleistung bereitgestellt werden. Um Störungen zu beherrschen, ist u. a. die Bereitstellung von Kurzschlussleistung notwendig.

Betriebsführung.

Über die Betriebsführung steuern und überwachen die Netzbetreiber das Stromnetz, die angeschlossene Erzeugung und Last sowie den Einsatz der Systemdienstleistungen, um einen sicheren Betrieb des Stromsystems zu gewährleisten.

Versorgungswiederaufbau.

Im Falle eines vollständigen oder großräumigen Stromausfalls im europäischen Verbundnetz wird der Aufbau der Stromversorgung durch schwarzstartfähige Großkraftwerke und eine stufenweise Lastzuschaltung realisiert.

Quelle: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030

Die klassischen 4 SDL reichen nicht!

Einordnung der Systemdienstleistungen.

Frequenzhaltung.

Für den stabilen Betrieb der Stromnetze muss die eingespeiste Strommenge zu jedem Zeitpunkt der Last entsprechen. Für die Dämpfung oder den Ausgleich von Frequenzabweichungen kommen Momentanreserve und Regelleistung zum Tragen.

Spannungshaltung.

Die Stabilität der Netzspannung muss jederzeit gewahrt werden. Dafür muss lokal Blindleistung bereitgestellt werden. Um Störungen zu beherrschen, ist u. a. die Bereitstellung von Kurzschlussleistung notwendig.

Betriebsführung.

Über die Betriebsführung steuern und überwachen die Netzbetreiber das Stromnetz, die angeschlossene Erzeugung und Last sowie den Einsatz der Systemdienstleistungen, um einen sicheren Betrieb des Stromsystems zu gewährleisten.

Versorgungswiederaufbau.

Im Falle eines vollständigen oder großräumigen Stromausfalls im europäischen Verbundnetz wird der Aufbau der Stromversorgung durch schwarzstartfähige Großkraftwerke und eine stufenweise Lastzuschaltung realisiert.

Die SDL in die Zukunft projiziert

Erweiterung der Systemdienstleistungen.

Frequenzhaltung.

Das heute schon existierende, *zuzüglich*:

- Maßnahmen vor der PRL (z.B. Massenträgheit)
- Leistungsabregelung bei Überfrequenz
- Dämpfung von Netzpendelungen
- ...

Betriebsführung.

Das heute schon existierende, *zuzüglich*:

- Überarbeitung Rollenverteilung ÜNB ↔ VNB bei hoher Penetration mit IV-DG
- Besserer Datenaustausch DV-IG ↔ Netzbetrieb
- ...

Spannungshaltung.

Das heute schon existierende, *zuzüglich*:

- Deckung des Netzbedarfs Blindleistung/arbeit (Volkswirtschaftlich optimiert u.a. mit IV-DG)
- Spannungssymmetrierung (Reduz. Gegenseitenspannungen, transient und stationär)
- Dämpfung niederfrequ. Oberschwingungen
- Netzbildende Eigenschaften (?)
- Beitrag zum Kurzschlussstrom (?)
- ...

Versorgungswiederaufbau.

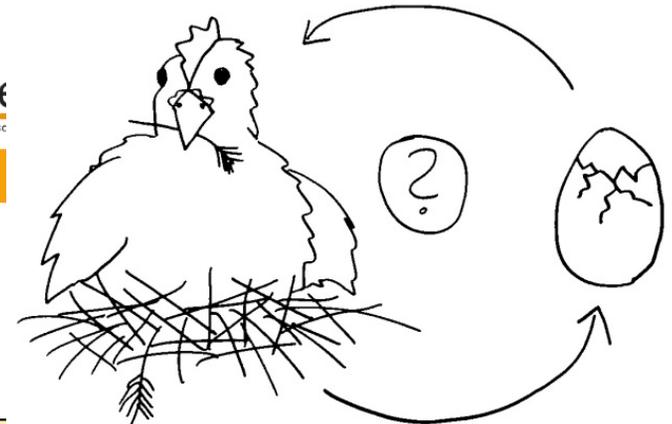
Das heute schon existierende, *zuzüglich*:

- Intelligenter Beitrag der IV-DG
- Überarbeitung Rollenverteilung ÜNB ↔ VNB
- Anteil netzbildende EZAs x% u.a. IV-DGs (?)
- ...

Was zu tun ist, ist im Wesentlichen bekannt



Handlungsempfehlungen für eine sichere und stabile Stromversorgung 2030.

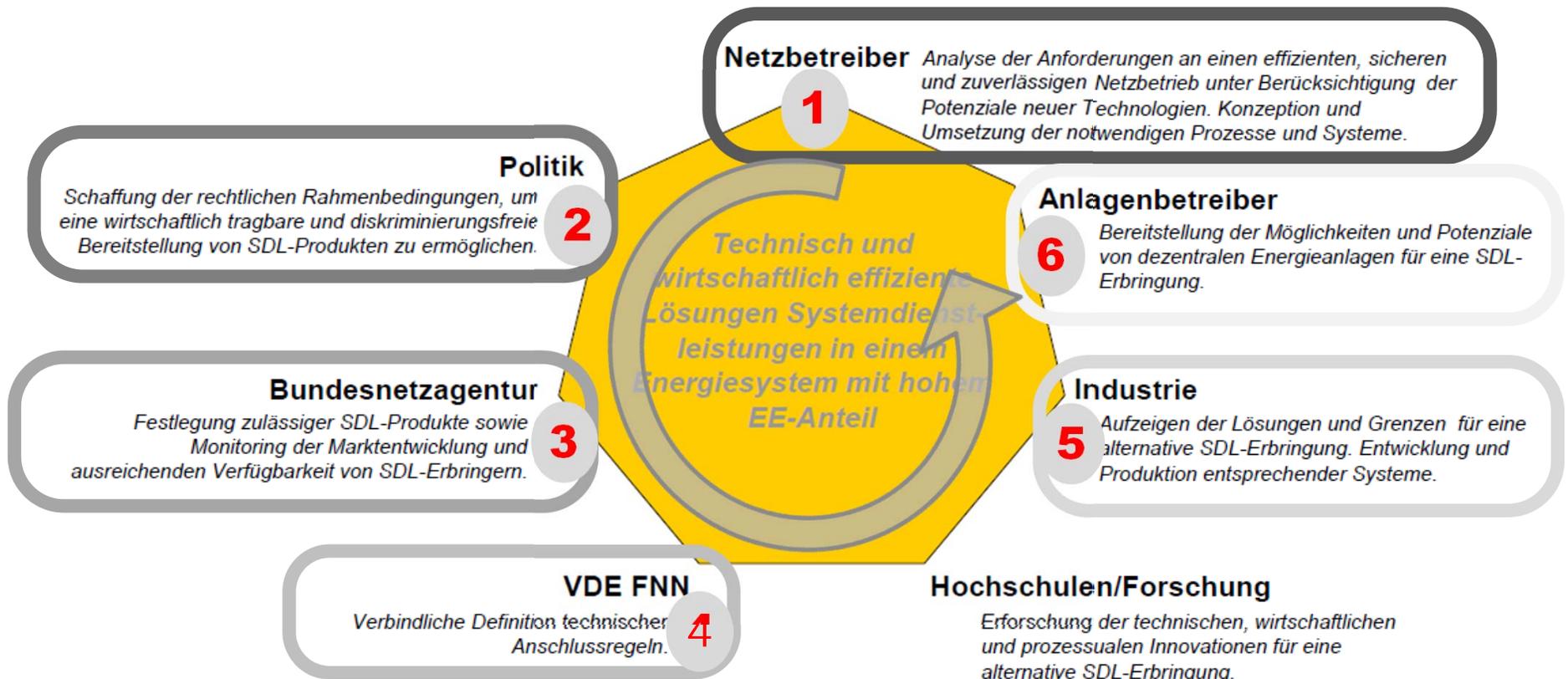


<p>Der Markt- und Netzzugang von dezentralen Energieanlagen muss für die Erbringung von Systemdienstleistungen angepasst werden.</p>	<p>Eine verstärkte Koordination und Informationsaustausch zwischen den Beteiligten ist notwendig.</p>
<p>Die Wirtschaftlichkeit für die Beteiligten muss gewährleistet sein.</p>	<p>Die Voraussetzungen müssen rechtzeitig geschaffen werden.</p>

Kraftwerksbetreiber sind keine Altruisten!

Zeitliche Abfolge

Akteure für die Umsetzung der Roadmap SDL 2030.

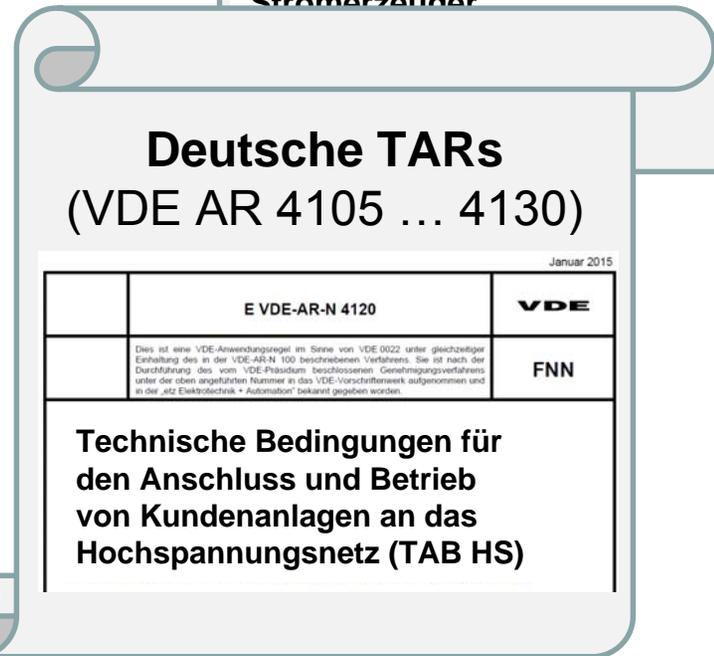


Quelle: Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030

Vorgaben aus Europa

- ENTSO-E Network Codes geben *keine* wesentlichen Impulse für technische oder regulatorische Zukunftsfragen
- NC RfG definiert welche Fähigkeiten *vorhanden* sein müssen. Nicht ob und unter welchen ökonomischen Bedingungen sie *erbracht* werden
- Deutscher Gremienarbeit im VDE-FNN zu TARs:
 - Gute Zusammenarbeit seit 2009
 - Aktuell Dissens in zu stationärer Blindleistung / Blindarbeit
 - Sehr enger Zeitplan

Technische Mindestanforderungen können nicht losgelöst von ökonomischen Aspekten definiert werden.



- F&E erforderlich um Wiederholung von Fehlern zu vermeiden (FRT o. 50,2 Hz)
- Klare Definition von Begrifflichkeiten erforderlich
- Systembedürfnisse technologieneutral formulieren
- Kooperation der ÜNB, VNB, Hochschulen und Industrie nötig
- Ort, Umfang und Art der neuen Systembedürfnisse hängen vom System ab
- Keine weiteren technischen Anforderungen an Einspeiser ohne wissenschaftlich fundierten Nachweis der Notwendigkeit
- Keines der systemdienlichen Features werden Einspeiser altruistisch implementieren
- Entwicklung neuer technischer Features braucht Zeit
- Für jedes Systembedürfnis separat zu ermitteln:
Volkswirtschaftlich optimal als technische Mindestanforderung für alle, oder besser als Systemdienstleistung zu organisieren?
- Systemverantwortung der ÜNB und insbes. VNB verändert sich
- Grid Codes müssen den Übergangsprozess führen, Themen antizipieren



 **Vielen Dank**

 **Diskussion !**



Thank you for your attention!



Publisher: ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany

Phone: +49 4941 927-0

Fax: +49 4941 927-109

Copyright: © ENERCON GmbH. Any reproduction, distribution and utilisation of this document as well as the communication of its contents to third parties without express authorisation is prohibited. Violators will be held liable for monetary damages. All rights reserved in the event of the grant of a patent, utility model or design.

Content subject to change: ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice.