

Informationsveranstaltung

„Die Netzanschlusskodizes der EU und deren Umsetzung in AT“

Anforderungen aus der RfG-VO aus Sicht eines ÜNB

D.I. Alexander Stimmer/APG

Schaffung eines Regelwerks zur Gewährleistung des sicheren überregionalen Netzbetriebs unter Berücksichtigung der Erfordernisse der Marktteilnehmer

- Grundlegende Rahmenbedingungen für den Anschluss bzw. Betrieb von Erzeugungseinheiten (**RfG**) bzw. Verbrauchseinheiten/Netze (**DCC**), die relevante Auswirkungen auf den überregionalen Netzbetrieb haben
- Klassifikation entsprechend zu erwartender Auswirkungen derartiger Anlagen auf den überregionalen Netzbetrieb
- Vorgaben nur für „relevante“ Netznutzer
- **RfG**: Klasseneinteilung im Hinblick auf die Größe der Anlagen, der zu erwartenden Auswirkungen und der entsprechend notwendigen Anforderungen

Grenzwerte für die Schwellwerte für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C, und D

Synchronegebiete	Grenzwert für den Schwellwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs B	Grenzwert für den Schwellwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs C	Grenzwert für den Schwellwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs D
Kontinentaleuropa	1 MW	50 MW	75 MW

Haupteinflussgrößen des überregionalen Netzbetriebs

Frequenzhaltung - Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf

GLOBAL

Spannungshaltung – Blindleistungsregelung

Robustheit bei Schwankungen der Netzparameter

Großstörung – Netzwiederaufbau

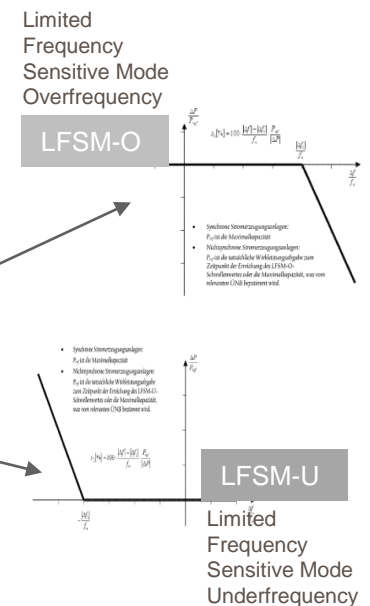
Netzmanagement – z.B. Informationsaustausch, P-Vorgabe

REGIONAL /
ÜBER-
REGIONAL

1. Automatische Reaktion auf Frequenzänderungen Ziel: Globale Stabilisierung des Leistungsgleichgewichts

→ Verhalten bei großen Frequenzabweichungen

- Nicht zulässige Trennung innerhalb definierter Frequenzbänder bzw. –gradienten; beschränkte P-Absenkung bei f-Rückgang
- Frequenzanstieg: Definierte Leistungsabsenkung (ab A) (insbesondere im Hinblick auf Kleinanlagen, wie PV)
- Frequenzabsenkung: Definierte Leistungserhöhung (ab C) (zur Stabilisierung bei Leistungsdefiziten/Ausfällen)
- Wenn gefordert, synthetische Trägheit (ab C_{nichtsynch})



→ Verhalten im Normalbetrieb

- Primärregelung (Frequency Containment Reserve FCR)
- Aktuell bereits durch die bestehenden Präqualifikationsbedingungen abgedeckt.



2. Vorgabe eines Stellsignals :

Ziel: Reaktion entsprechend Anforderung durch den RZF/ÜNB bei Störung des lokalen Leistungsgleichgewichts

→ Verhalten im Normalbetrieb

- Sekundärregelung (Frequency Restoration Reserve FFR)
- Aktuell bereits durch die bestehenden Präqualifikationsbedingungen abgedeckt.

Spannungshaltung

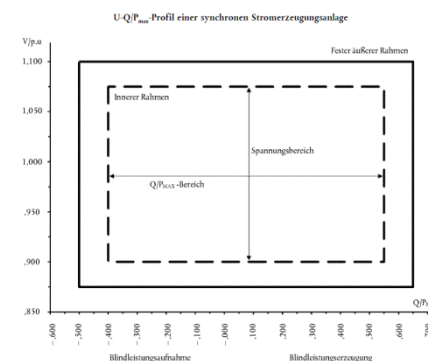
Ausgeglichenes Spannung-/Blindleistungsregelungsniveau

Für größere Anlagen

Ziel: Vermeidung von großräumigeren Spannungs-/Blindleistungsproblemen

- Mögliche automatische Trennung bei festzulegenden Werten (ab C)
- Unzulässige Trennung innerhalb definierter Spannungsbänder (D)
- Abgabe von Blindleistung entsprechend den Anforderungen des Netzbetreibers innerhalb definierter Bereiche (D)
- Fähigkeit zur Blindleistungsabgabe, permanentes Erregersystem (ab B_{Synch})
- Selbstkompensation der Anschlussleitung (ab $C_{\text{Synch/asynch}}$)
- Festlegung des U-Q/P_{max}-Profils innerhalb dessen eine Anforderung des Netzbetreibers zu erfüllen ist (ab C_{Synch})
- PSS-Funktionalität (ab D_{Synch})

Spannungsbereich	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaluropa	0,85 pu-0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu-1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu-1,15 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 20 Minuten und höchstens 60 Minuten
Spannungsbereich	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaluropa	0,85 pu-0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu-1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu-1,10 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 20 Minuten und höchstens 60 Minuten



Spannungshaltung

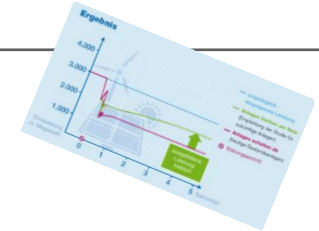
Ausgegliches Spannung-/Blindleistungsregelungsniveau

- Nicht synchrone Einheiten
 - Schneller Fehlerstrom (ab $B_{\text{nichtsynch}}$)
 - Blindleistungsregelung (U, Q oder $\cos\varphi$; ab C_{synch})

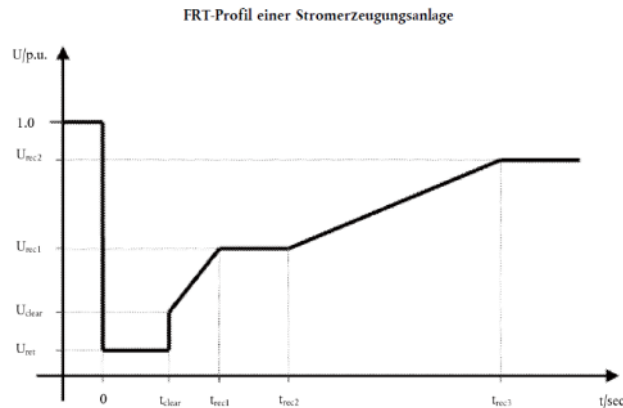
Robustheit

Verhinderung eines großräumigen Ausfalls bei gestressten Netzsituationen – wie z.B. Fehlern im Netz

- FRT-Fähigkeit zur Beherrschung von Fehlern im Übertragungsnetz (ab B)



- entscheidend ist die überregionale Auswirkung
- Ermittlung der notwendigen FRT-Anforderungen anhand zu erwartender Spannungseinbrüche



Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power-generating modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U_{ret}^s	0,05-0,3	t_{clear}^s	0,14-0,15 (or 0,14-0,25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear}^s	0,7-0,9	t_{rec1}^s	t_{clear}
U_{rec1}^s	U_{clear}	t_{rec2}^s	$t_{rec1}-0,7$
U_{rec2}^s	0,85-0,9 and $\geq U_{clear}$	t_{rec3}^s	$t_{rec2}-1,5$

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U_{ret}^p	0,05-0,15	t_{clear}^p	0,14-0,15 (or 0,14-0,25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear}^p	$U_{ret}-0,15$	t_{rec1}^p	t_{clear}
U_{rec1}^p	U_{clear}	t_{rec2}^p	t_{rec1}
U_{rec2}^p	0,85	t_{rec3}^p	1,5-3,0

- AWE muss beherrscht werden (ab B)
- Wiederherstellung der Wirkleistung nach Fehlern (ab $B_{nichtsynchron}$)

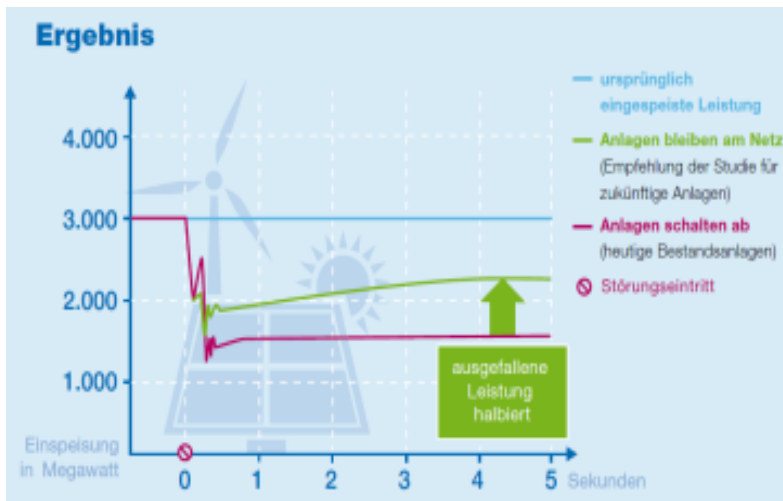
Robustheit

Verhinderung eines großräumigen Ausfalls bei gestressten Netzsituationen – wie z.B. Fehlern im Netz

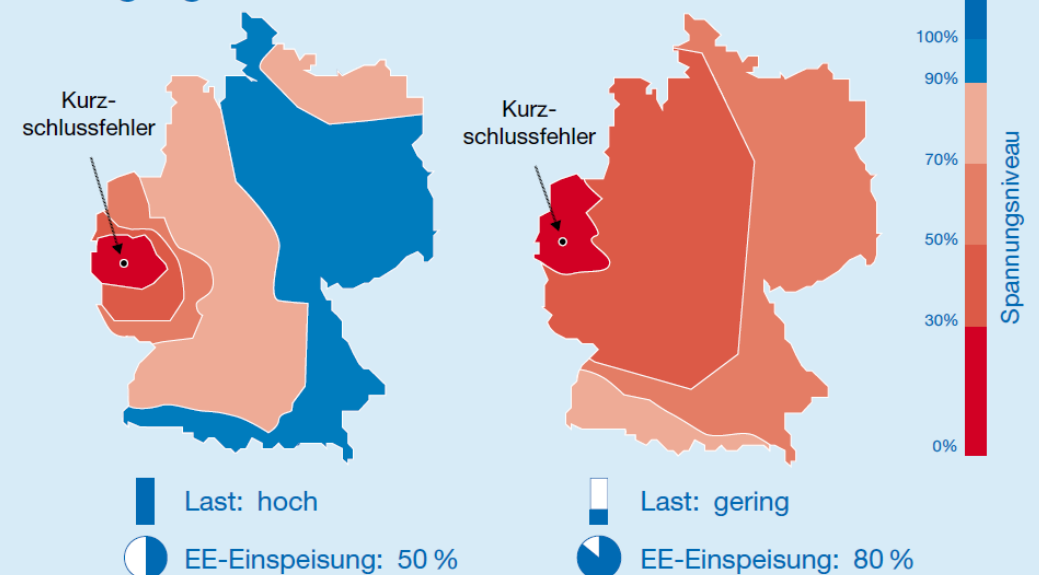
Beispiel:

FNN-Studie: Systemsicht Kurzschlussauswirkungen

„.....Die eingeschränkte dynamische Netzstützung ist daher bei Anlagen in der Niederspannung notwendig.....“



Herausforderung: Auswirkungen geänderter Erzeugungsstruktur



Die Simulation des Übertragungsnetzes zeigt: Die räumlichen Auswirkungen von Kurzschlüssen im Übertragungsnetz werden deutlich zunehmen. Die Studie untersucht, wie sich das verhindern lässt.

Netzwiederaufbau

Vermeidung von Großstörungen und Wiederaufbau der Versorgung

- Bedingungen für automatische Zuschaltung festzulegen (ab B)
- Schwarzstartfähigkeit nicht zwingend, auf Aufforderung ist jedoch ein Angebot zu legen; Fähigkeit zur Synchronisierung innerhalb der festgelegten Frequenz- und Spannungsbereiche (ab C)
- Inselbetriebsfähigkeit auf Anforderung zu erbringen (C);
- Fähigkeit zur schnellen Neusynchronisierung (C), Abfangen in Eigenbedarf erforderlich, sofern Neusynchronisierungszeit > 15 min
- Synchronisierung erst mit Genehmigung des Netzbetreibers (D)

Netzmanagement

Informationsaustausch, Vorgaben für die Erzeugung

- Wirkleistungsanpassung:
 - Eingangsport für mögliche Fernsteuerung einer Abschaltung (A)
 - Eingangsport für Fernsteuerung einer Vorgabe für Leistungsreduktion (B)
 - Wirkleistungsanpassung nach Vorgabe (ab C)
- Informationsaustausch mit dem Netzbetreiber online oder periodisch (ab B)
- Trennung bei Verlust der Stabilität (ab C); Messung und Aufzeichnung; allenfalls Bereitstellung der Daten an den Netzbetreiber
- Simulationsmodelle auf Aufforderung zur Abbildung des Verhaltens am Netz (ab C)
- Grenzwerte für Leistungsgradienten (ab C)
- Geeignete Synchronisierereinrichtungen - auch im Hinblick auf die festgelegten Frequenzbereiche; Synchronisierung erst nach Genehmigung (D)

Aus der Sicht des Übertragungsnetzbetreibers bringt der NC RfG

- Mehr Transparenz der Anforderungen an Erzeugungseinheiten
- Weitgehende Vereinheitlichung der Anforderungen für Hersteller und Erzeuger, aber auch für Netzbetreiber
- Berücksichtigung der Anforderungen schon im Hinblick auf zu erwartende Rahmenbedingungen – wie z.B. eine höhere Durchdringung von Kleinanlagen



Eine enge Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreibern ist sehr wichtig!