



Netzkodizes – die Auswirkungen auf und in Österreich

Gerhard Christiner

Technischer Vorstand
Austrian Power Grid AG

28. November 2016

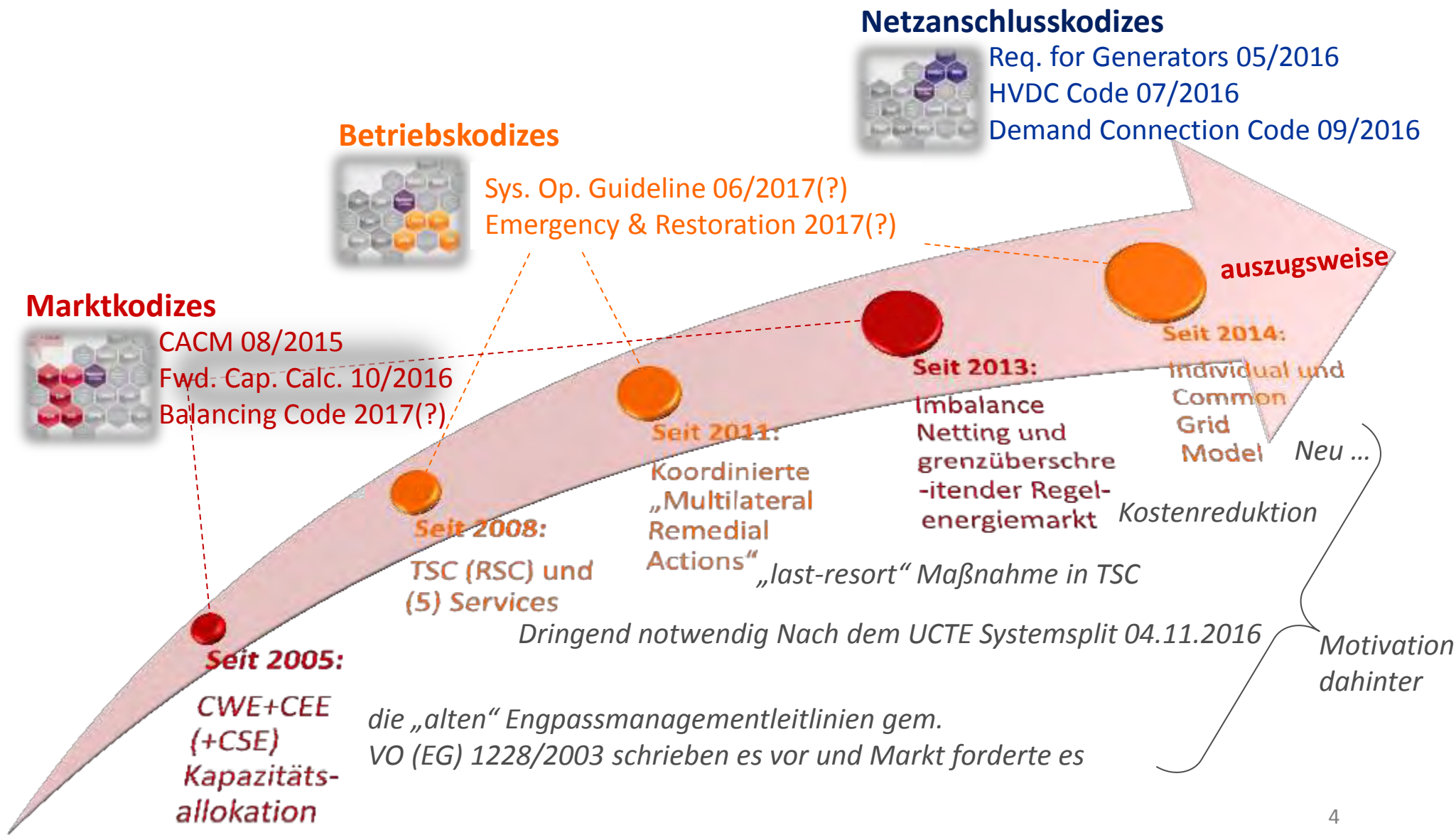
Themen

- Umsetzung in der Praxis
- Veränderung bestehender Regelwerke
- Ausblick

Themen

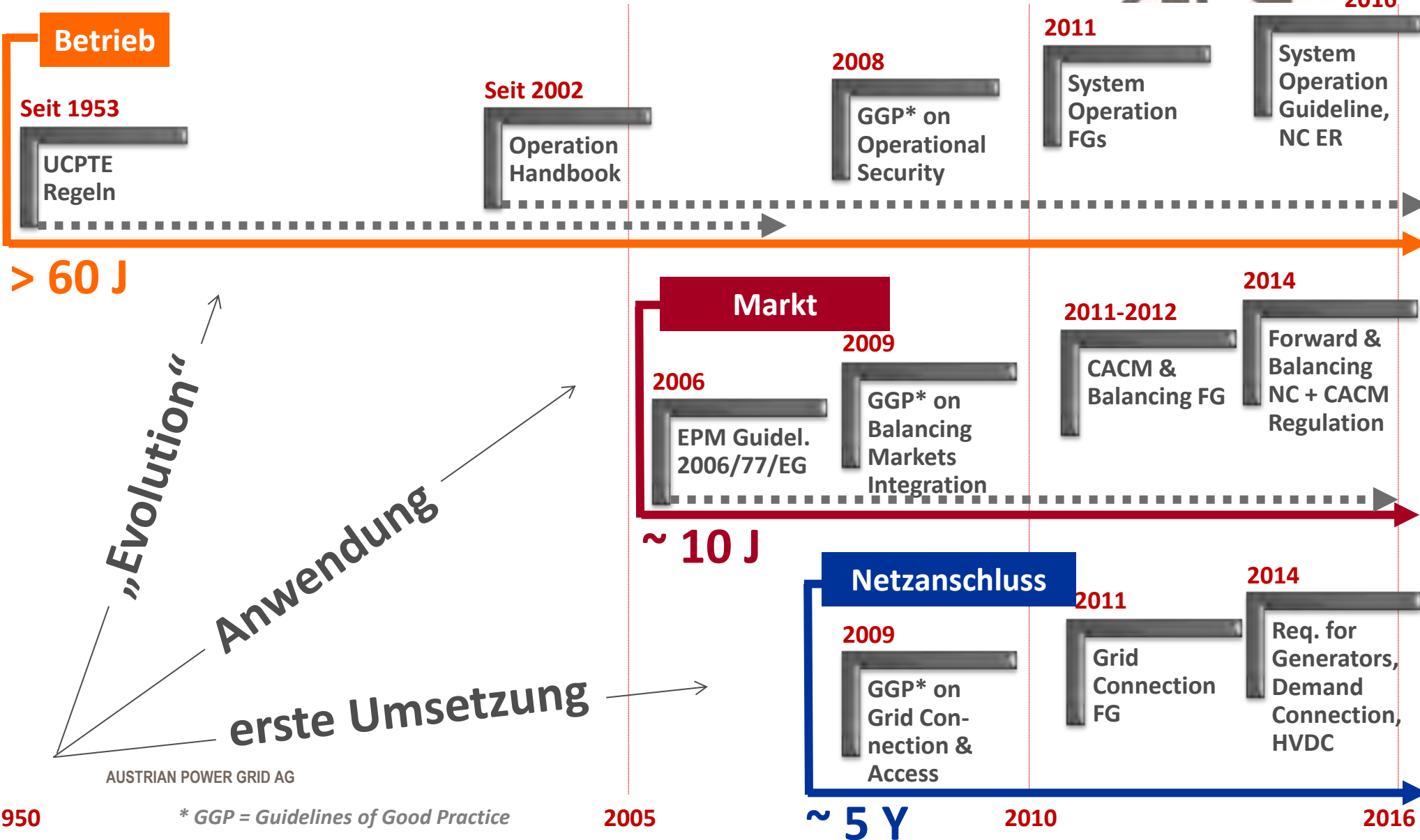
- Umsetzung in der Praxis
- Veränderung bestehender Regelwerke
- Ausblick

„Umsetzung“ in der österreichischen Praxis läuft schon lange, dabei kommen einzelne Codes / Guidelines dazu ...



... weil sonst vieles nicht funktionieren würde!

System, Markt und Kunden sind auch schon lange da → Umsetzung behutsam und mit richtigen Mitteln...



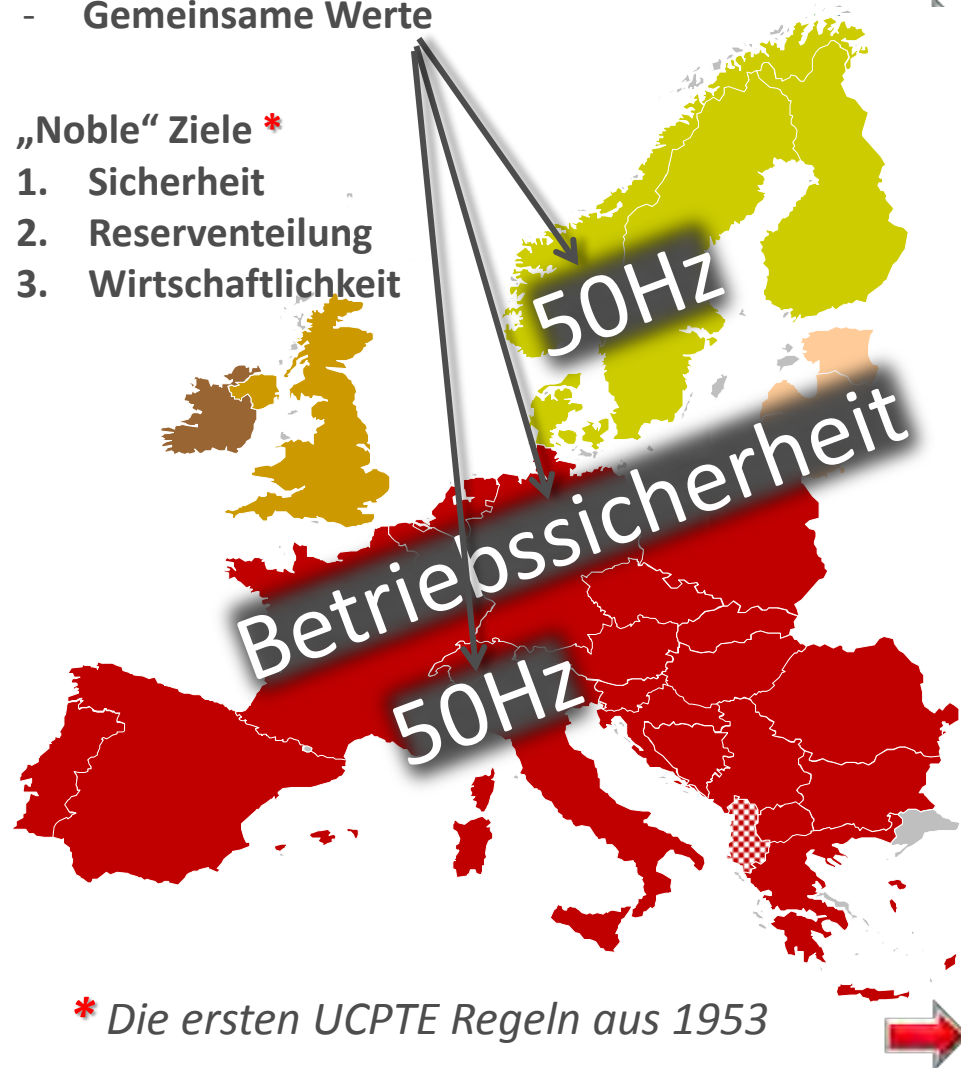
... weil im Mittelpunkt schon seit Jahrzehnten nicht „nur“ die Regeln / Network Codes stehen, sondern



- Überschreiten politischer Grenzen seit 1950-er
- Gemeinsame Werte

„Noble“ Ziele *

1. Sicherheit
2. Reserventeilung
3. Wirtschaftlichkeit



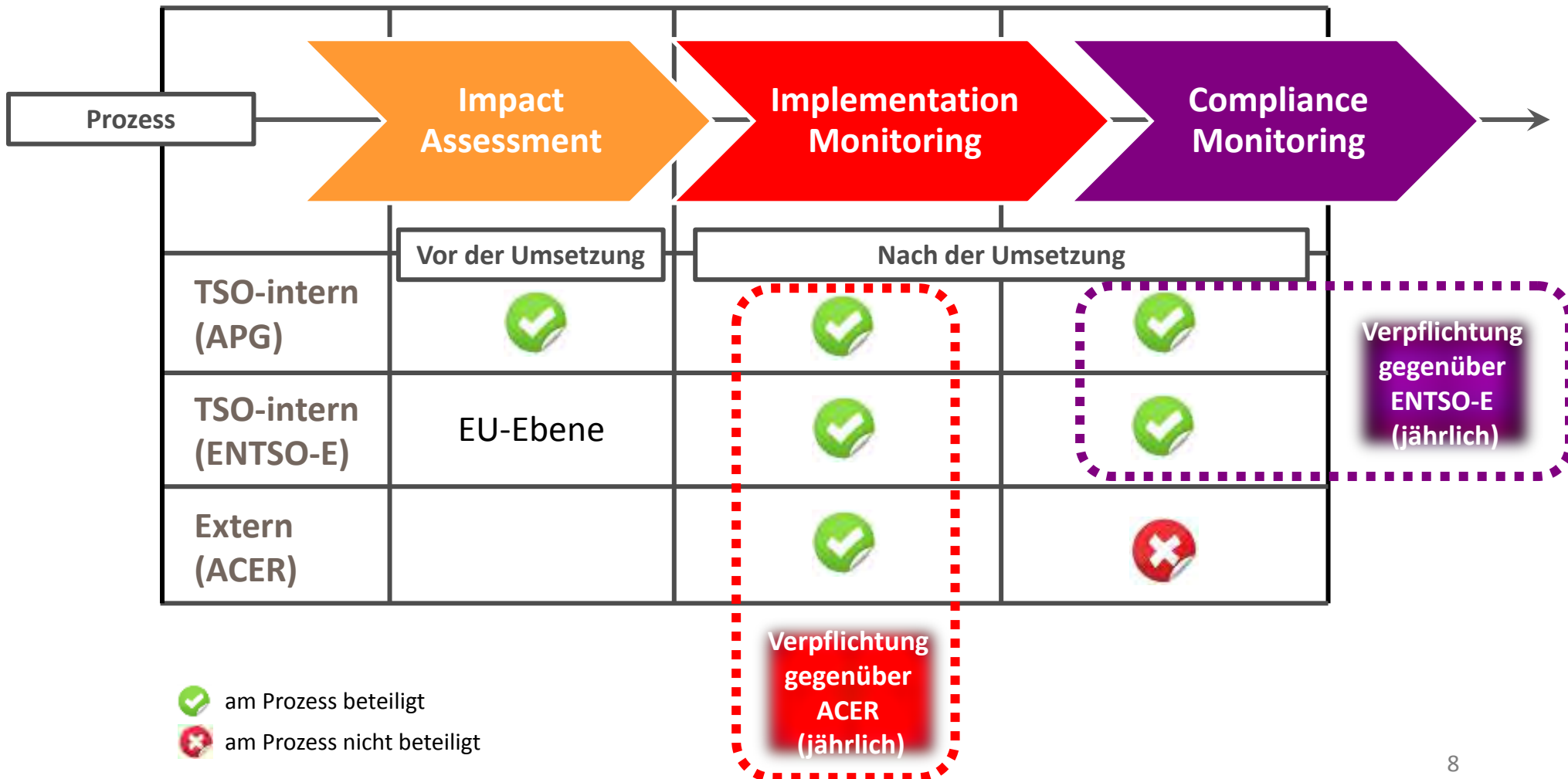
* Die ersten UCPT E Regeln aus 1953

Seit ...	Synchronbetriebsregeln /Schwerpunkte
1954...1957	P-f Regelung im Zentraleuropa
1957...1958	Abrechnung, Statistik
1959...1964	Spannungshaltung und Blindleistung
1961-1962	Kurzschluß und Verbundbetrieb
1962...1966	Verhinderung von Großstörungen
1963...1969	Betrieb u. Regelung von Wärme u. Wasser KW
1967	Terminologie des Verbundbetriebes
1970-1971	Reserveschutz
1973-1974	Ungewollter Austausch
1982-1983	Echtzeit Datenaustausch
1985-1986	Normalbetrieb, Störfall, Lastflusssimulation
1999...2001	UCPTE, grenzüberschreitender Austausch
2001...2004	UCTE/ETSO CBT (ITC), Engpassmanagement
2004...2009	3. Package Grundlagen, ENTSO-E, ACER, usw.
2009...2016+	Network Codes, RSCs, „4. Package“ Inputs, usw.

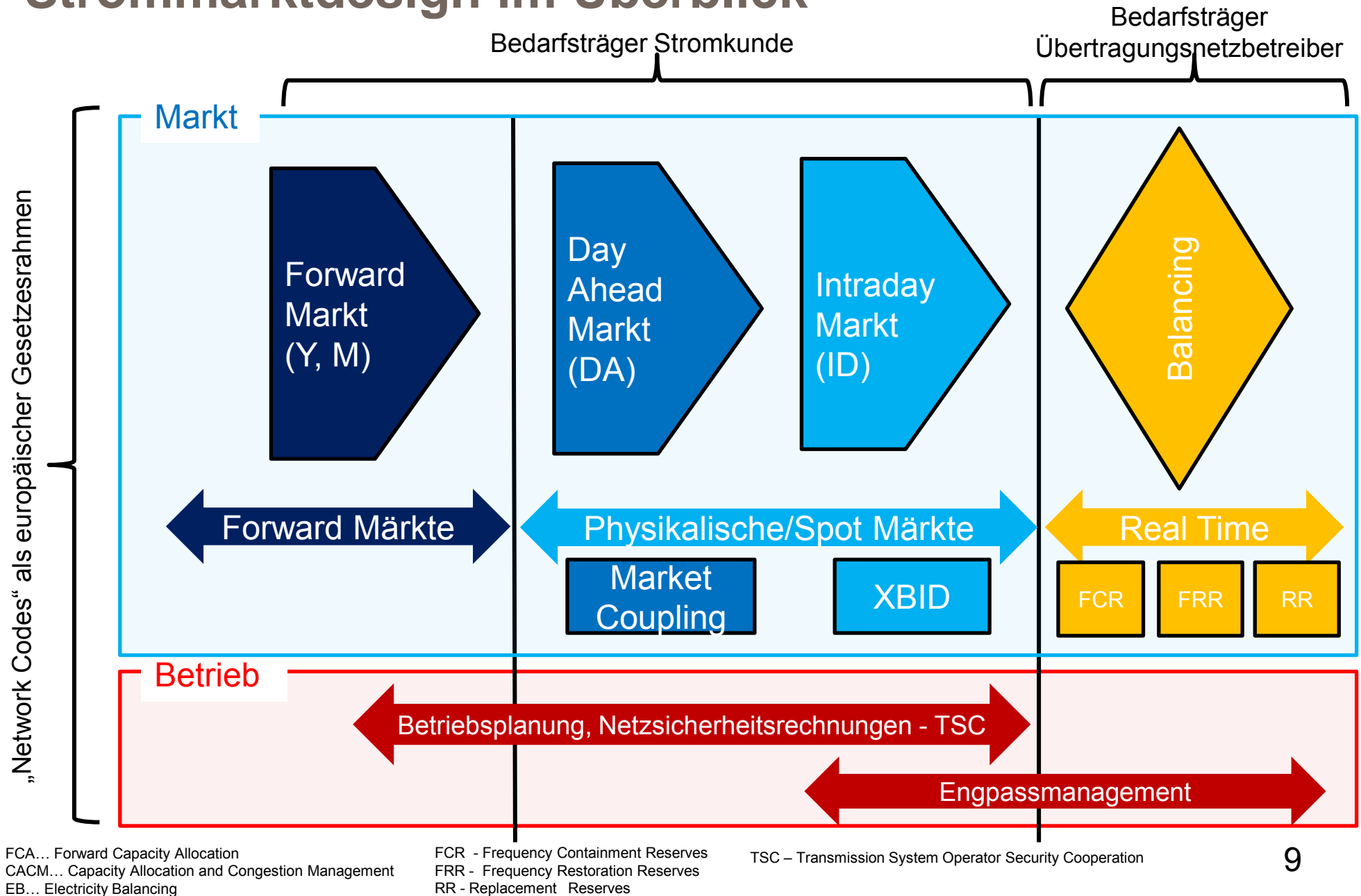
Umsetzungseckpunkte

- Anders als TOR / SoMa bzw. OH, sind Kodizes EU Recht
→ Nichteinhaltung kann zum Vertragsverletzungsverfahren führen!
- Umsetzung in Österreich erfolgt koordiniert mit VNB und EU TSOs
→ Pflichten und Aufgaben sind klar definiert und zu befolgen!
- Viele Vorgaben aus den Netzkodizes sind bereits tägliche Praxis
- Wesentliche große Neuerungen umfassen:
 - **Betrieb**: im gesamten Bereich der Betriebsplanung (läuft in TSC), Daten- und Informationsaustausch, Common Grid Model (läuft), umfangreiches Berichtswesen
 - **Markt**: lastflussbasierte Kapazitätsberechnung und implizite Vergabe (läuft in CWE und CEE), Regelenergiekooperationen und Imbalance-Netting (läuft), auch Common Grid Model (läuft koordiniert mit Systembetriebsregeln)
 - **Netzanschluss**: im wesentlichen textuelle Anpassungen von TOR

Umsetzungseckpunkte – das „große Gesamtbild“ u. Beziehungs- geflecht zwischen verschiedenen Umsetzungspartnern



Strommarktdesign im Überblick



Umsetzungsdetails - Überblick

Betrieb



Noch nicht in Kraft, aber Umsetzung läuft zum Teil weil notwendige Projekte bzw. die Zeit für die Umsetzung nach Inkrafttreten zu Kurz

- Netzbetriebsplanung mit 5 Standardservices → SO (und CACM) Guideline
- Netzsicherheitsanalyse → System Operation Guideline Artikel 74-75
- Informationsaustausch → “ Artikel 40-53
- Common Grid Model → “ Artikel 64-71 u. 79

Markt



Fokus auf Capacity Allocation & Congestion Mgmt Guideline und Balancing Code (noch nicht in Kraft)

- lastflussbasierte Kapazitätsberechnung + implizite Allokation an allen Grenzen → CACM
- Regelenergiekooperationen und Imbalance-Netting → Balancing Code

Netzanschluss



Fokus auf Anpassungen der geltenden Regelwerke (TOR)

+ Umfangreiches (zusätzliches!) Berichtswesen in Österreich (E-Control) und int'l (ENTSO-E)

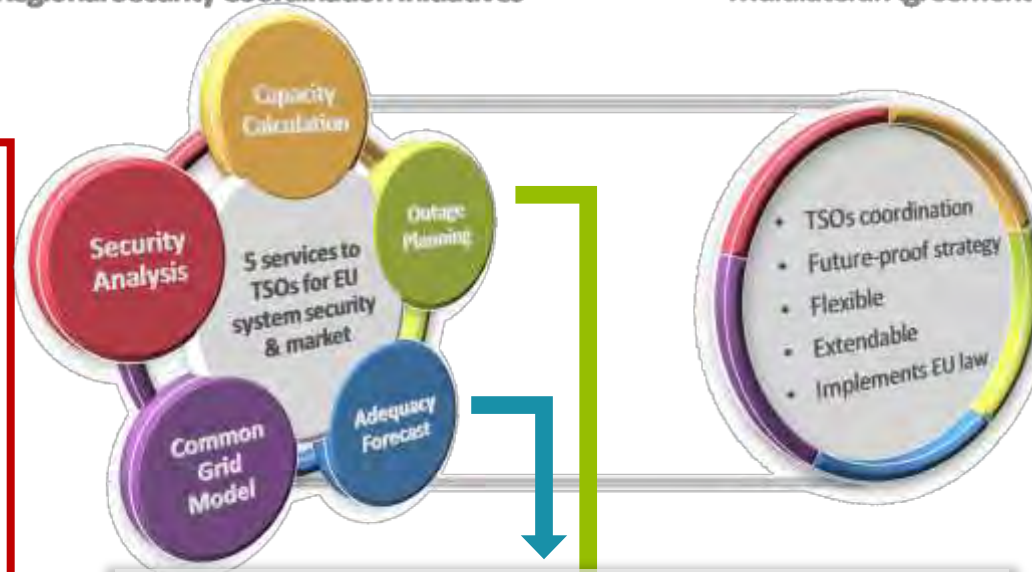
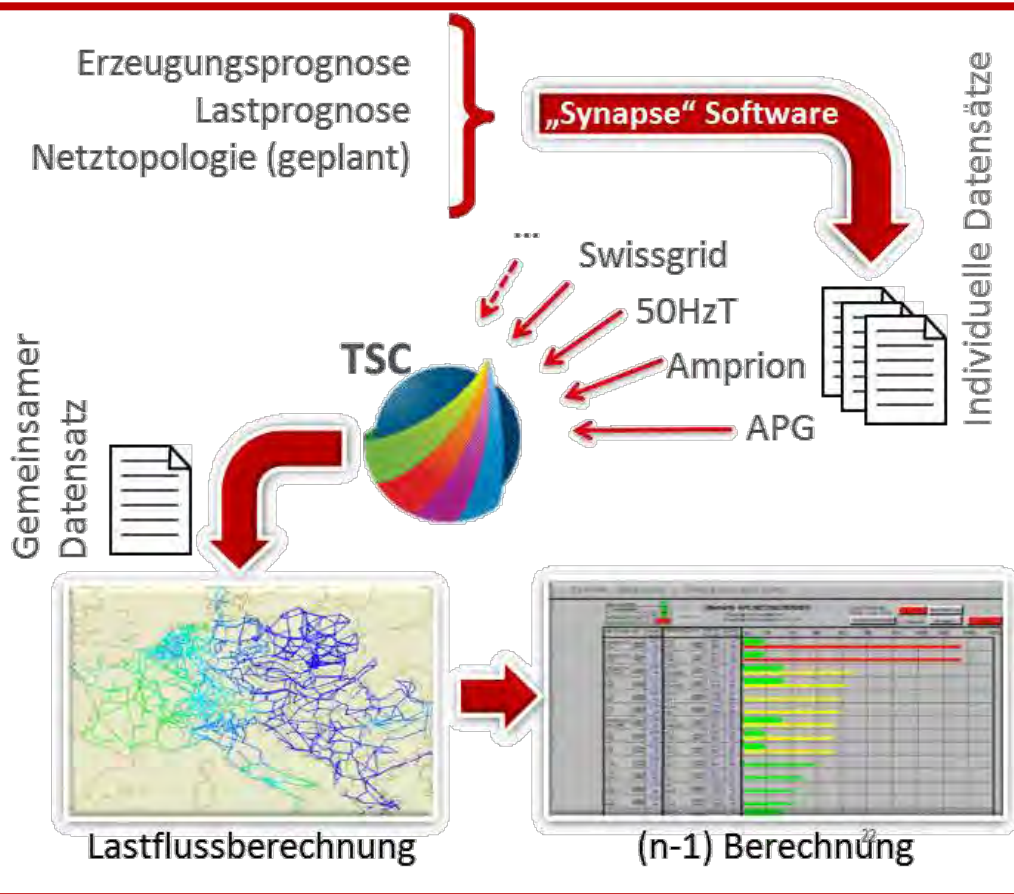
Umsetzungsdetails – Netzbetriebsplanung: Strukturierung der TSC Dienste in 5 Standard Services

**SO GL: 5 standardisierte Services nach
ENTSO-E Multilateral Agreement (bereits 2015!)**

Regional Security Coordination Initiatives

Multilateral Agreement

**Aktuell: regional koordinierte
Netz Sicherheitsanalyse für DACF und IDCF**

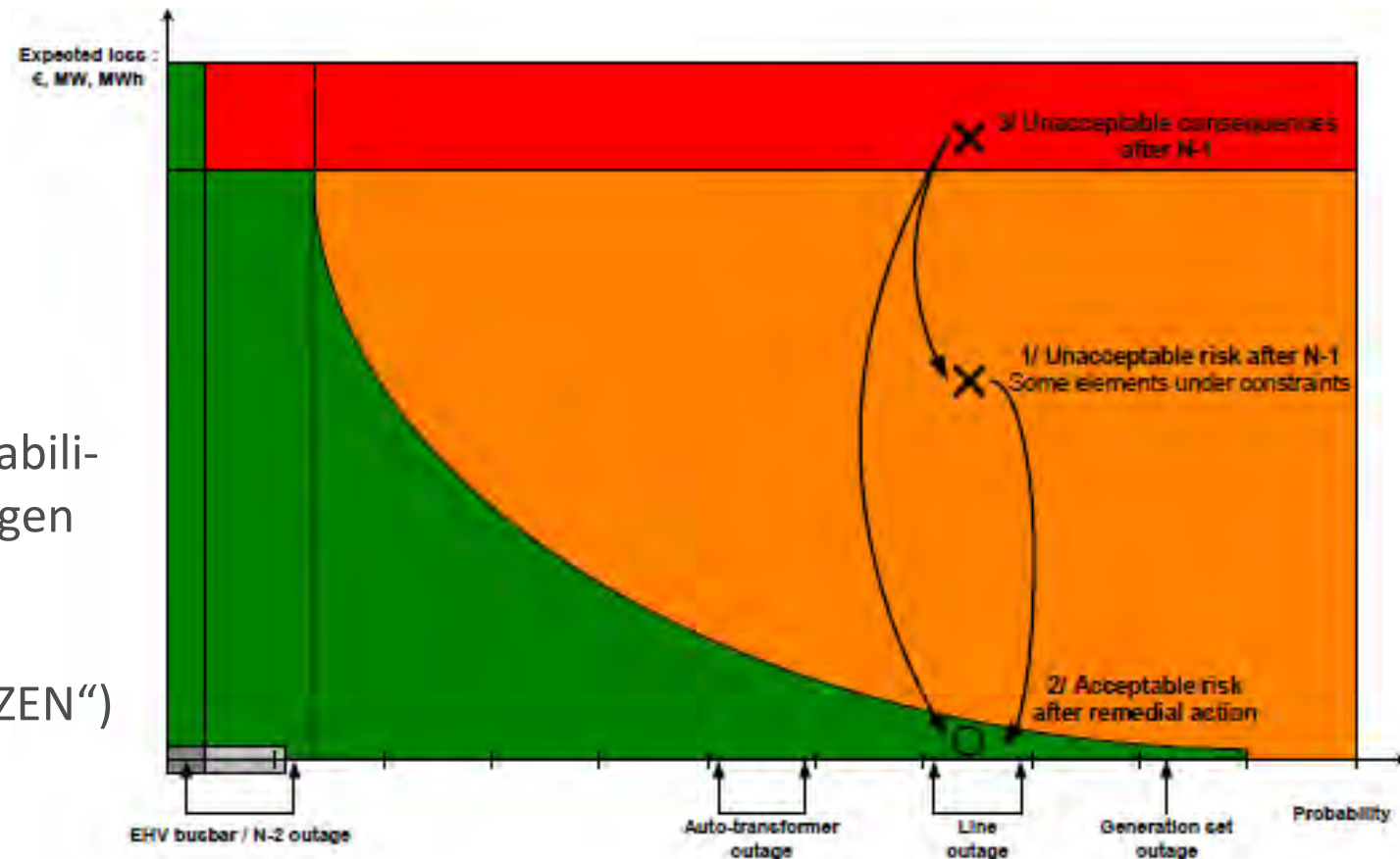


**Neu #1: kurzfristige (bis 7 Tage)
Lastdeckungsprognose
(zusammen mit bereits laufendem 7-Tage
Kraftwerksplanungsprozess mit 4 DE TSOs)**

**Neu #2: IT-unterstützte
Abschaltplanungskoordination mit
gemeinsamen Tools auf regionaler Ebene**

Umsetzungsdetails – Netzsicherheitsanalyse: *Strukturierung und u.A. risikoorientierter Ansatz*

- Netzsicherheitsanalysekomponenten regional strukturiert und per TSO angepasst
- Neuansätze einschl. Risikoorientierung → d.h. Wahrscheinlichkeit UND Schweregrad eines Ausfalls sind zu betrachten (auch Operation Handbook avisiert)
- Mittelfristig Online Kurzschluss- und Stabilitätsrechnungen wegen Volatilität und Prognosequalitätsmanagement („KAIZEN“)



Umsetzungsdetails – Datenaustausch

- Ein wesentlicher Teil der System Operation Guideline über Netzbetriebssicherheit (Artikel 40 – 53)
- Vorgaben, Zuständigkeiten und Aufgaben bei Austausch von Daten:
 - Zwischen TSOs, TSOs und Verteilernetzbetreiber, TSOs und Netzkunden, TSOs und dezentraler Erzeugung auf Verteilernetzebene, TSOs und Verbraucher
 - Strukturdaten, Fahrplan/geplante Daten, Echtzeitsdaten
- Wesentliche Neuerungen, um sichere Betriebsführung auch in Zeiten höchster Volatilität und Prognoseungenauigkeit zu gewährleisten
- Unbedingt erforderlich: „Schulterschluss“ und intensive Zusammenarbeit mit E-Control, österreichischen VNB und Marktteilnehmer

Umsetzungsdetails - Common Grid Model

Netzmodelle der APG und allen TSOs nach gleichem „Muster“!

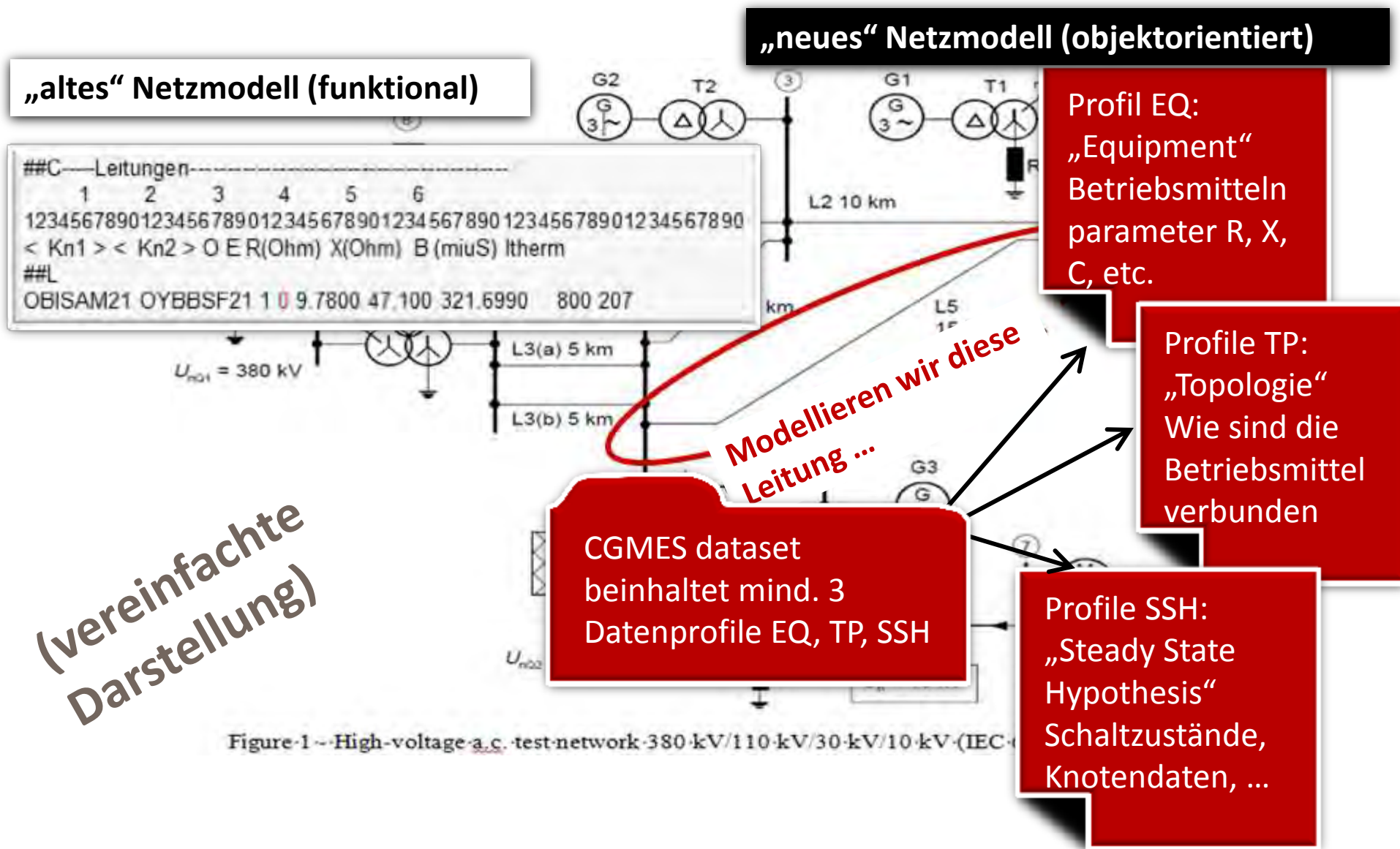


Figure-1 -- High-voltage a.c. test-network 380-kV/110-kV/30-kV/10-kV (IEC-)

Umsetzungsdetails – lastflussbasierte Kapazitätsberechnung und implizite Allokation (*nach CACM*)

- APG ist bereits seit 2005 federführend (im Rahmen der (ERGEG) Regionalinitiativen) in der Entwicklung und Umsetzung von modernen Kapazitätsberechnungs- und Allokationsverfahren aktiv
- Bereits seit 2010 aktiv im CWE / Pentalaterale und seit 2016 im CWE Engpassmanagementverfahren, zusammen mit DE in 1 Preiszone ...
- „Flow-based“ Projekt in CEE → Zusammenführung CEE+CWE=CEWE → eine wesentliche Entwicklung, auch im Lichte der aktuellen Diskussion über die Grenze AT-DE
- Implizite Allokation an NBI (Northern Borders of Italy / CSE)

Entwicklung des Regelreservemarkts in der Regelzone APG seit 2010

- Seit 2010 erfolgt in Österreich die Beschaffung marktbasiert (EIWOG 2010, auf Basis Richtl. 2009/72/EG).
- PRR beginnend 2010 und SRR und TRR mit Beginn 2012.

Primärregelreserven PRR (FCR)	Sekundärregelreserven SRR (aFRR)	Tertiärregelreserven TRR (mFRR)
Marktbasierte Beschaffung bei APG seit 1.1.2010	Marktbasierte Beschaffung bei APG seit 1.1.2012	Marktbasierte Beschaffung bei APG seit 1.1.2012
Nur Leistungsausschreibung (Keine Energie)	Leistungs- und Energieausschreibung	Leistungs- und Energieausschreibung
+/- 65 MW	+/- 200 MW	+ 280 MW / -170 MW

→ Voraussetzung für europäische Kooperationen!

Umsetzungsdetails – Imbalance Netting und Regelreservekooperationen *(nach der künftigen Balancing Guideline)*

Deutschland
2014-2015 (angestrebt)

- IN (IGCC)*
seit 24.4.2014
- PRR (TSO-TSO)
seit 7.04.2015
- SRR (TSO-TSO)
14.07.2016
- **TRR (TSO-TSO)**
ab 2017-2018?

Schweiz

- PRR (TSO-TSO) seit 2013
- IN in Vorbereitung
(Verschoben Mitte 2017)

PRR (FCR)	Primärregelreserve
SRR (aFRR)	Sekundärregelreserve
TRR (mFRR)	Tertiärregelreserve
IN	Imbalance Netting
INC	Imbalance Netting Cooperation
IGCC	International Grid Control Cooperation

*mit DE, CZ, DK, BE, NL und CH



**7 Nachbarländer,
8 Nachbar-TSOs (elektrisch)**

Tschechien

- IN: in Vorbereitung
(Verschoben Mitte 2017)

Ungarn

- IN: in Diskussion
- PRR: In Diskussion

Slowenien

- IN (INC) seit 2013

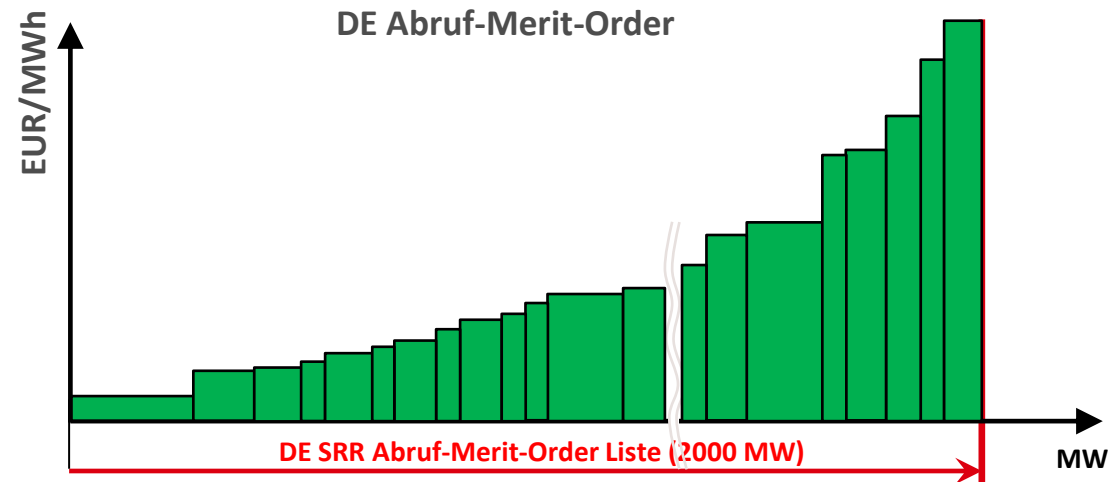
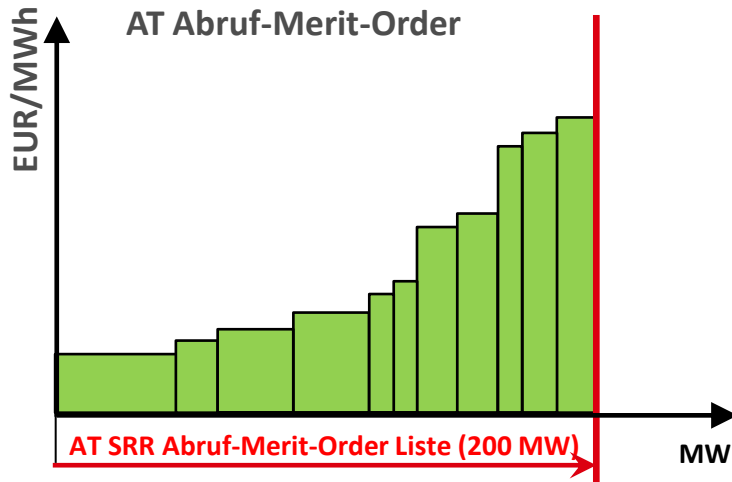
Kroatien

- IN (INC) seit 2016

Italien

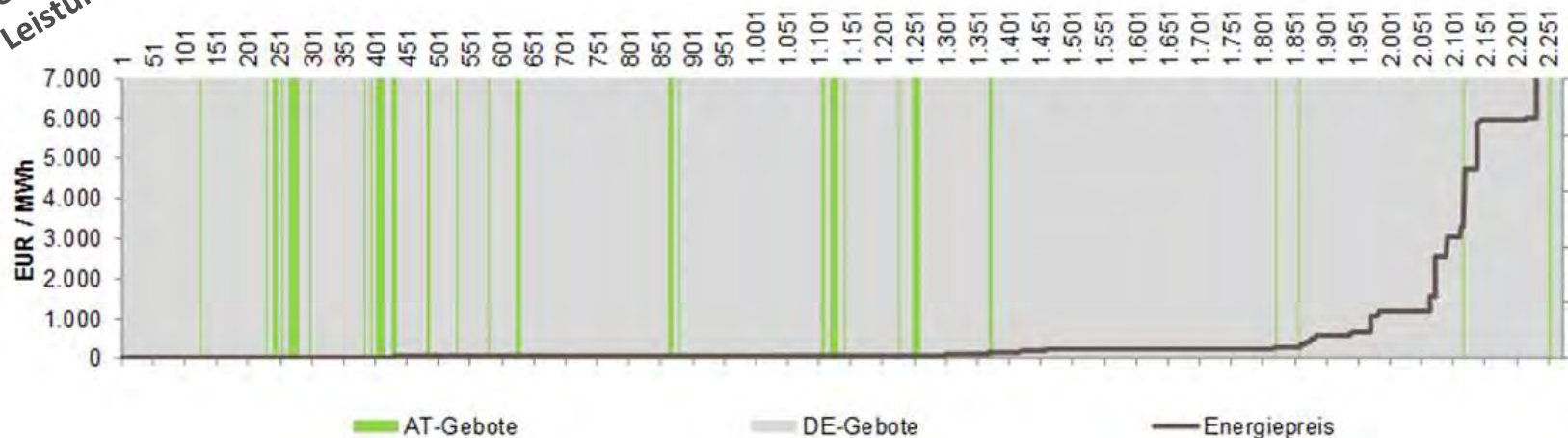
- IN: in Diskussion

Umsetzungsdetails – Sekundärregelreservemarkt AT/DE (nach der künftigen Balancing Guideline) 1/2



Schematische Darstellung,
Produkt zur Leistungserhöhung!

DE/AT **Common-Merit-Order Liste für Energieabrufe**
(Abruf-Merit-Order Liste, KW34, OffPeak+)



Umsetzungsdetails – Sekundärregelreservemarkt AT/DE (nach der künftigen Balancing Guideline) 2/2

Lokale Verantwortung – gemeinsamer Markt

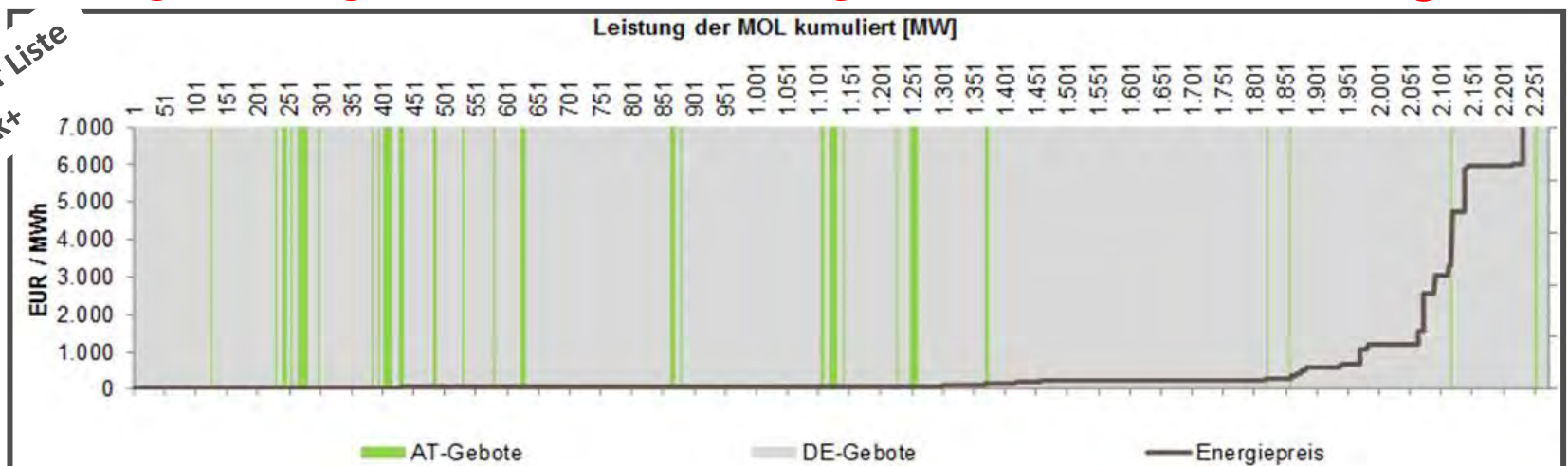
Europäische Pionierarbeit der APG: erster gemeinsamer grenzüberschreitender Markt in Europa, für automatische Reserven

- Versorgungssicherheit muss jederzeit gewährleistet sein!
- Lokale Netzregler müssen jederzeit voll einsatzbereit sein (Takten im 2s Zyklus!).
- Marktbedingungen voll harmonisiert: Produkte, Ausschreibungszeitpunkte, usw.

→ Hochkomplexe IT-Lösungen zur Koordinierung der einzelnen Netzregler umgesetzt!

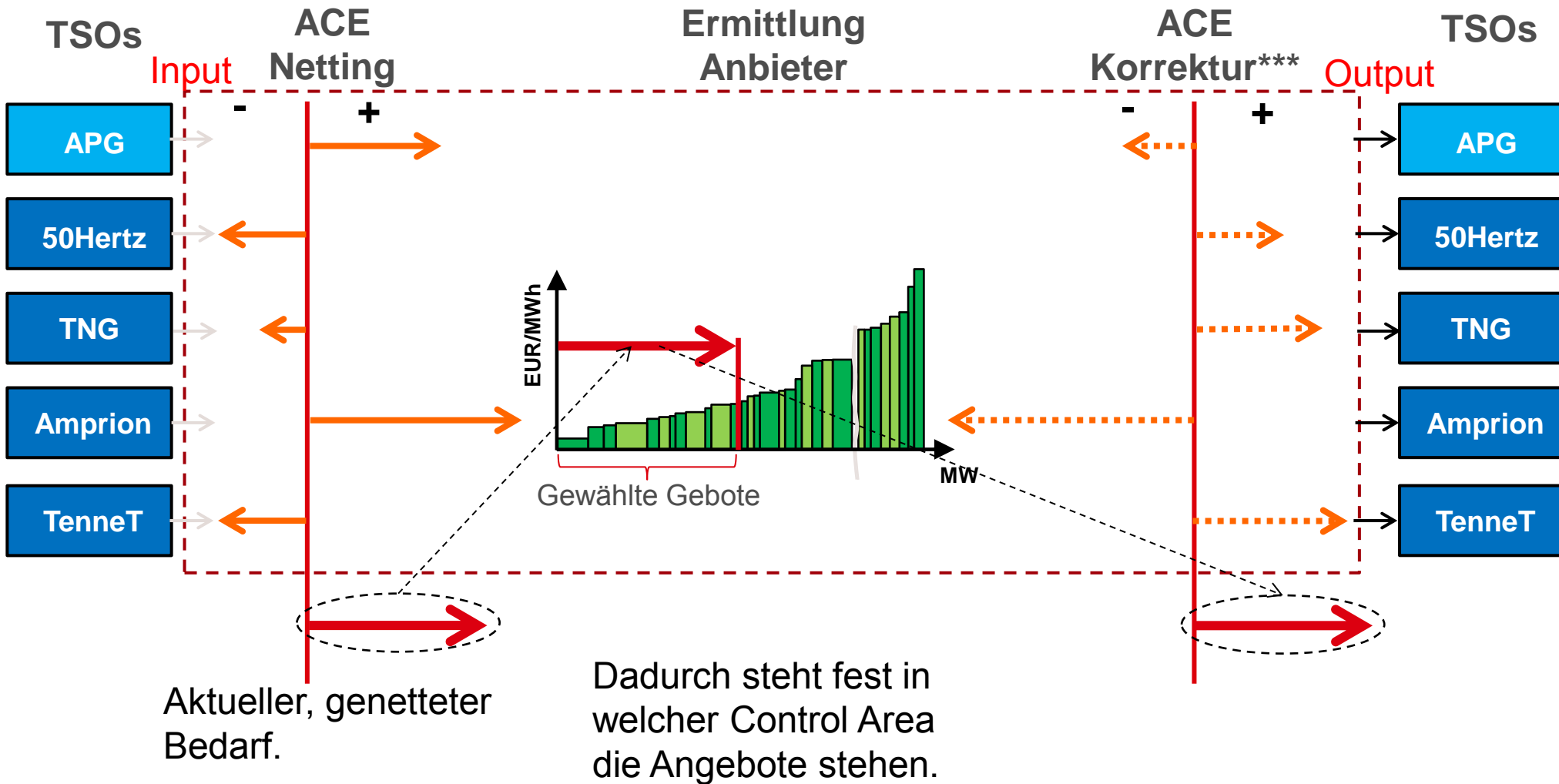
→ Optimierungsrechnungen, alle 4 Sekunden, um gemeinsamen Markt zu ermöglichen

Common Merit Order Liste
zeigt KW34, OffPeak+



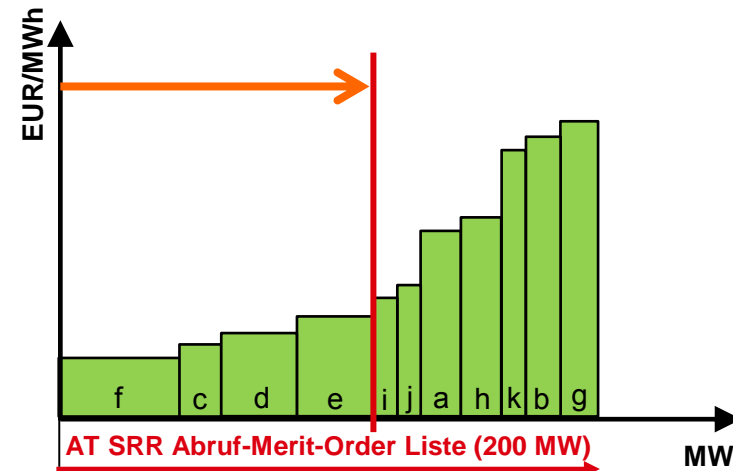
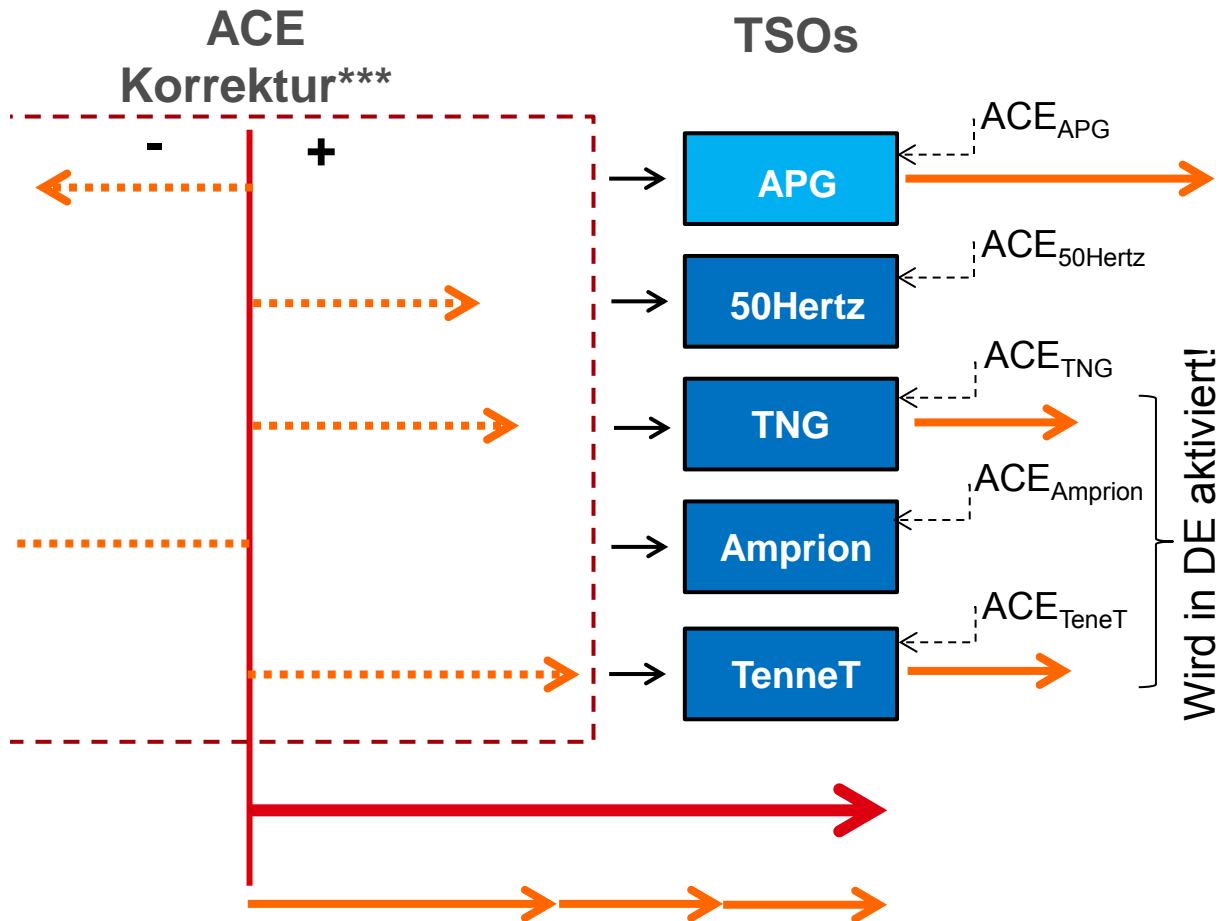
Wesentliche Prozesse

ad 3) Abruf („Aktivierung“) aus der CMO II/III



Wesentliche Prozesse

ad 3) Abruf („Aktivierung“) aus der CMO III/III



- Die eigentliche Aktivierung erfolgt jeweils national (Fallback immer vorhanden!).
- Dieser Prozess erfolgt alle 4s!!

*Schematische Darstellung für ein Produkt zur Leistungserhöhung!

**ACE... Area Control Error, entspricht der Anforderung der zu aktivierenden SRR.

*** Korrektur = Wieviel mehr / weniger als der eigene Bedarf muss i.d. RZ aktiviert werden

... Optimizer der TNG.

Themen

- Umsetzung in der Praxis
- Veränderung bestehender Regelwerke
- Ausblick

Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

Network Codes

Teil A: Allgemeines, Begriffe, Quellennachweis

Art. 3 in allen Network Codes

Teil B: Technische Regeln für Netze ≥ 110 kV

... 3. Systemdienste ...

3.2.2 Frequenzhaltung

Teil 4 der System Operation Guideline

3.2.3, 3.2.4 Spannung & Blindleistung

Teil 2 der SO Guideline

3.2.5 Versorgungswiederaufnahme

NC Emergency & Restoration

...

5. Betriebsplanung und Betriebsführung

Teil 3 der System Operation Guideline

6. Netzanschluss, Schutz, ...

NC Req. for Gen., Demand CC, Teil 2 SO GL

Anhang C: Datenweitergabe

Teil 2 SO GL

Teil E: Vermeidung von Großstörungen

NC Emergency & Restoration

(Kontinental)Europa – Operation Handbook



Operation Handbook Policies

Network Codes

Policy 1: Load Frequency Control	Teil 4 System Operation Guideline
Policy 2: Scheduling and Accounting	Teil 3 System Operation Guideline
Policy 3: Operational Security	Teil 2 System Operation Guideline
Policy 4: Coordinated Operational Planning	Teil 3 System Operation Guideline
Policy 5: Emergency Operations	NC Emergency & Restoration
Policy 6: Communication Infrastructure	Bereits Synchrongebietsübergreifend
Policy 7: Data Exchanges	
Policy 8: Operational Training	Teil 2 System Operation Guideline

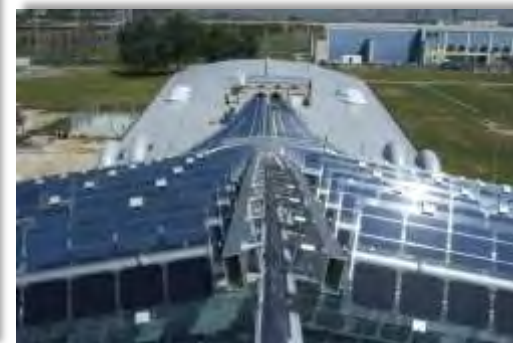
Themen

- Umsetzung in der Praxis
- Veränderung bestehender Regelwerke
- Ausblick

Ausblick - Zusammenfassung



- **~~REVOLUTION~~** → kein Ctrl-Alt-Delete für österreichische und europäische Elektrizitätsversorgung- und –markt
- Regionale Koordination und Kooperation sind in vielen Aspekten weitaus fortgeschrittener als es 3. (und auch 4.) Package fordern
- APG entwickelt Märkte proaktiv - das Mitwirken aller Stakeholdern ist entscheidend
- Kooperationen verlangen nach innovativen Konzepten und erfordern komplexe sowie hochverfügbare IT Systeme.
- Zentralisierung dort wo es sicherer und kostengünstiger ist, aber nicht um jeden Preis und mit unklarer Motivation dahinter (z.B. 4. Package....)



Danke für die Aufmerksamkeit!



Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, IZD-Tower, 1220 Wien
Tel.: +43 (0)50320-0, www.apg.at