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 …

Netzanschlusskodizes

Req. for Generators 05/2016
HVDC Code 07/2016
Demand Connection Code 09/2016

Betriebskodizes

Sys. Op. Guideline 06/2017(?)
Emergency & Restoration 2017(?)

Marktkodizes

CACM 08/2015
Fwd. Cap. Calc. 10/2016
Balancing Code 2017(?)

Seit 2005:
CWE+CEE (+CSE) Kapazitäts-allokation

Seit 2008:
TSC (RSC) und (5) Services

Seit 2011:
Koordinierte „Multilateral Remedial Actions“

Seit 2013:
Imbalance Netting und grenzüberschre-itender Regel-energiemarkt

Seit 2014:
Individual und Common Grid Model

auszugsweise

Neu …

Kostenreduktion

„last-resort“ Maßnahme in TSC

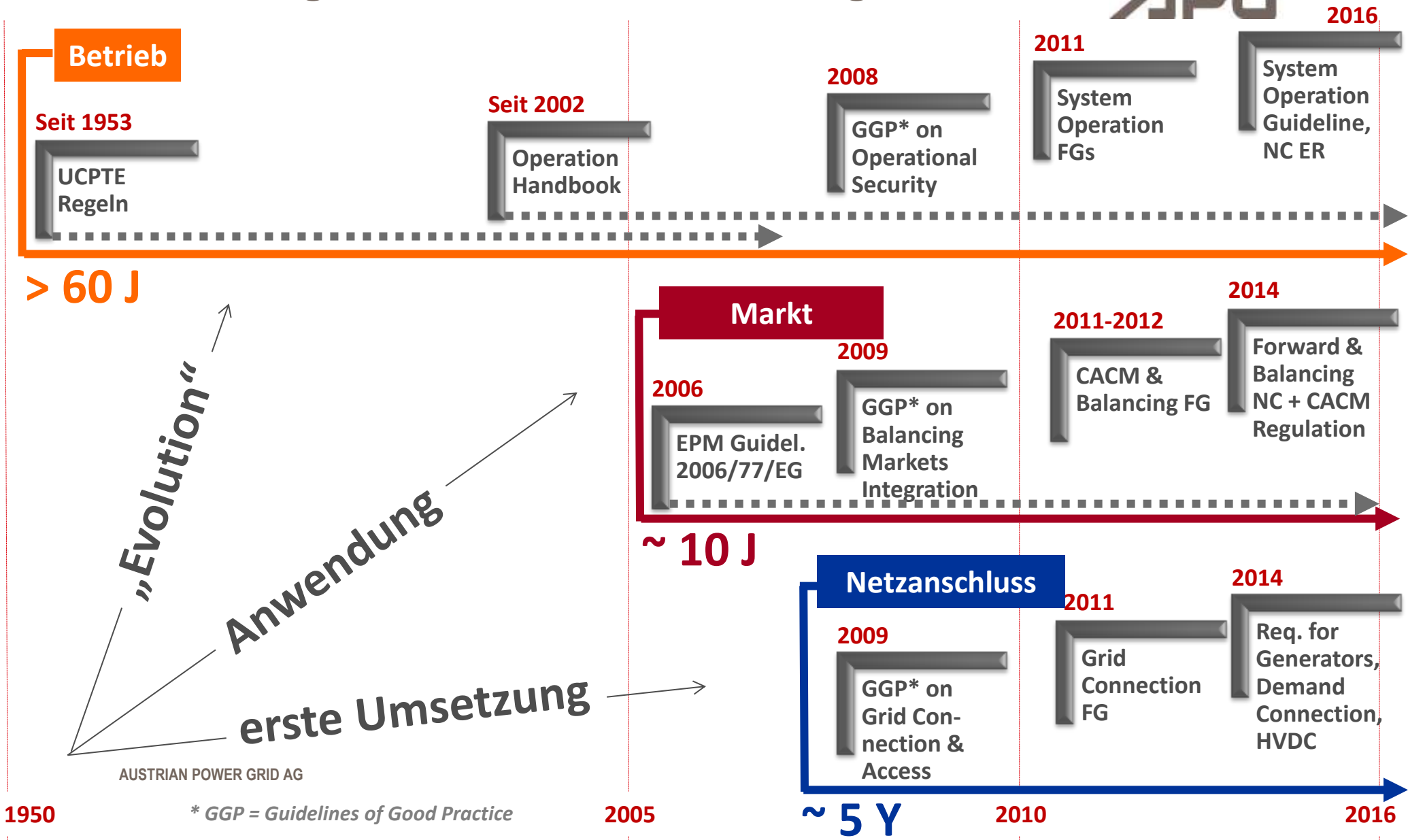
Dringend notwendig Nach dem UCTE Systemsplit 04.11.2016

Motivation dahinter

die „alten“ Engpassmanagementleitlinien gem. VO (EG) 1228/2003 schrieben es vor und Markt forderte es

… weil sonst vieles nicht funktionieren würde!

System, Markt und Kunden sind auch schon lange da
➔ Umsetzung behutsam und mit richtigen Mitteln…



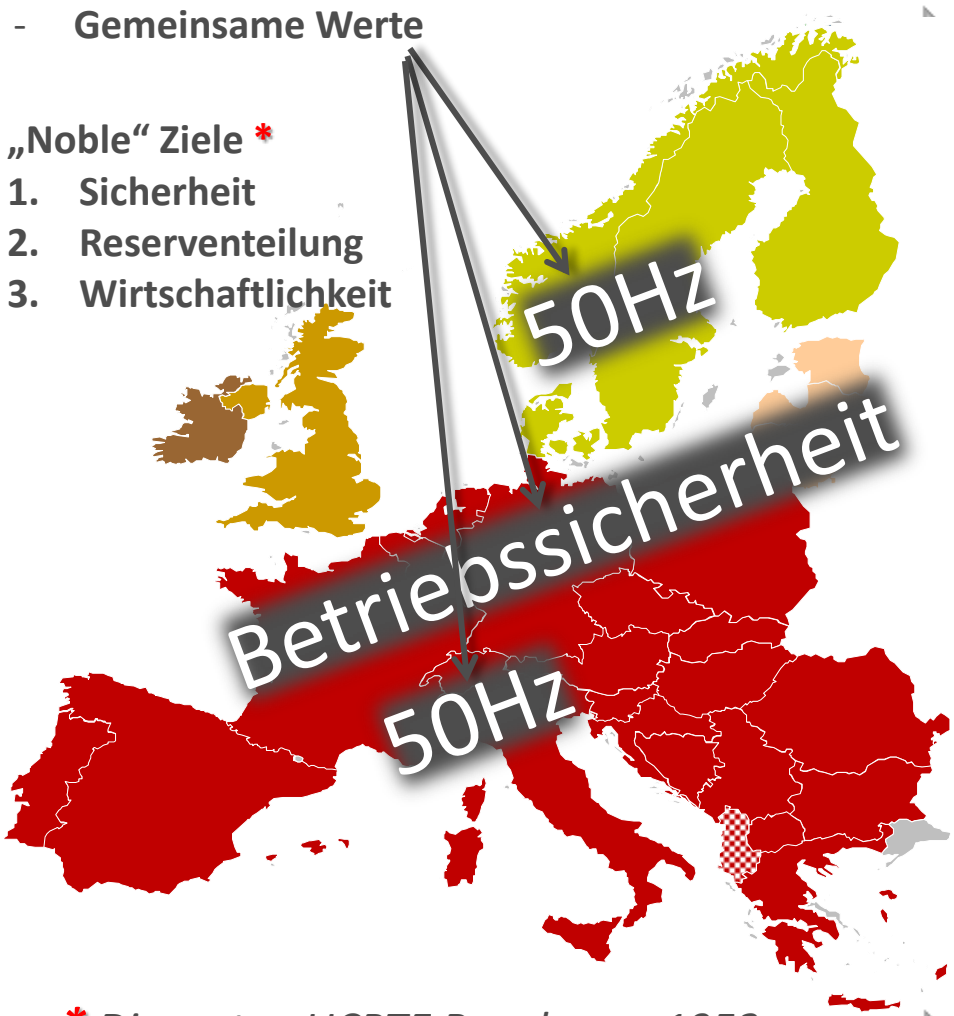
* GGP = Guidelines of Good Practice

… 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



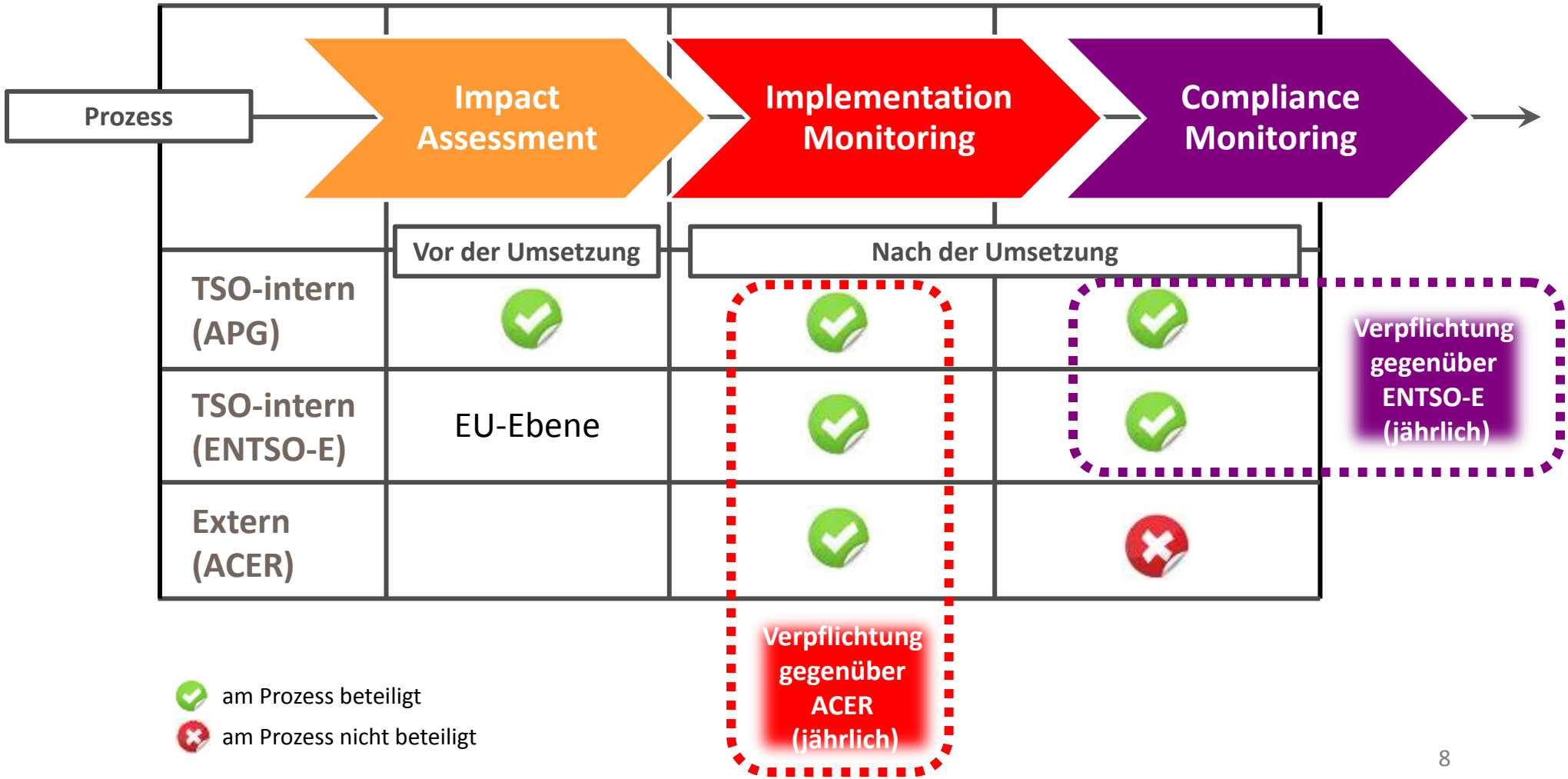
Seit …	Synchronbetriebsregeln /Schwerpunkte
1954…1957	P-f Regelung im Zentraleuropa
1957…1958	Abrechnung, Statistik
1959…1964	Spannungshaltung und Blindleistung
1961-1962	Kurzschluß und Verbundbetrieb
1962…1966	Verhinderung von Großstörungen
1963…1969	Betrieb u. Regelung von Wärme u. Wasser KW
1967	Terminologie des Verbundbetriebes
1970-1971	Reserveschutz
1973-1974	Ungewollter Austausch
1982-1983	Echtzeit Datenaustausch
1985-1986	Normalbetrieb, Störungsfall, 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.

** Die ersten UCPTE Regeln aus 1953*

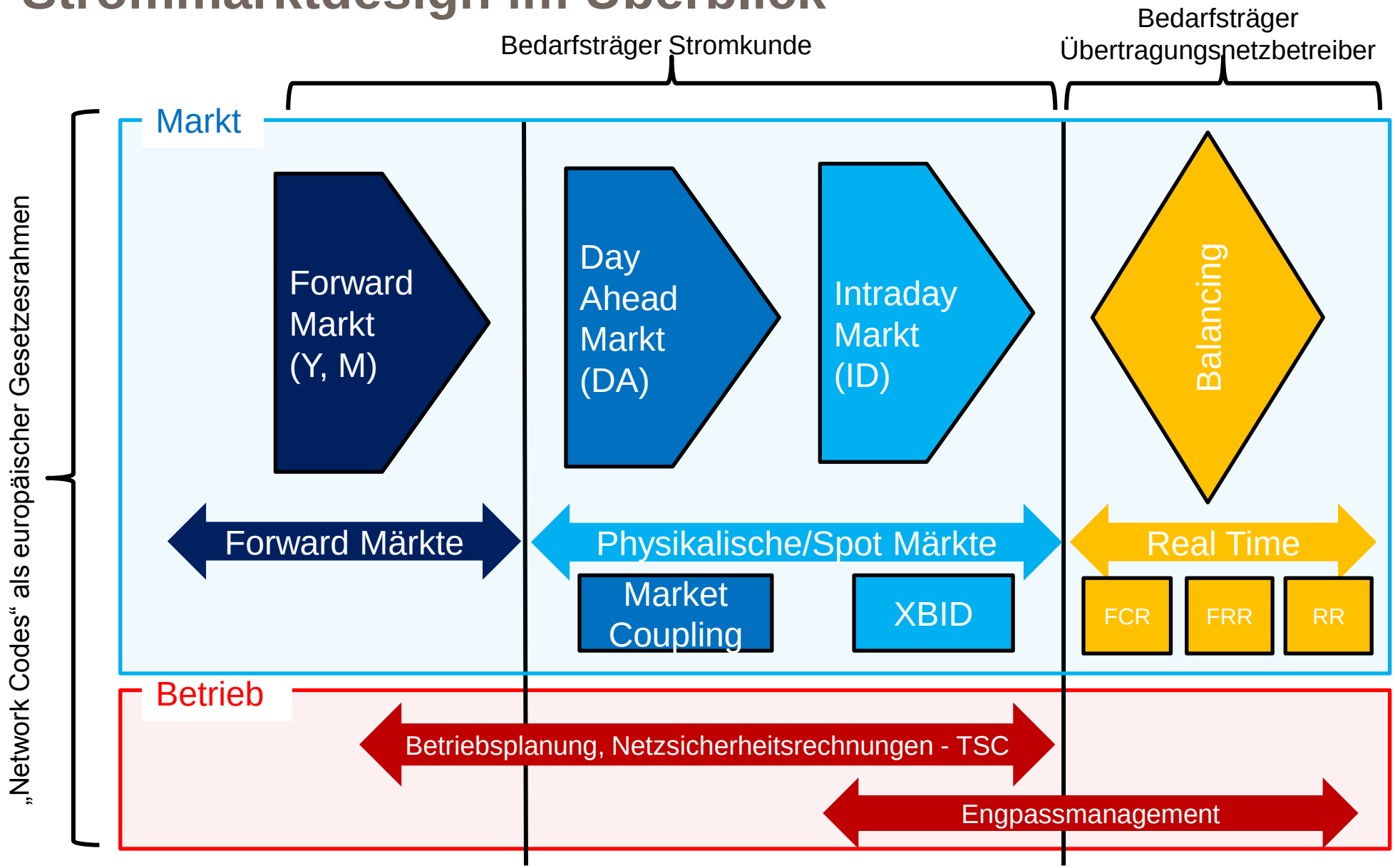
Umsetzungseckpunkte

- 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 Systembetriebregeln)
  - **Netzanschluss**: im wesentlichen textuelle Anpassungen von TOR

Umsetzungseckpunkte – das „große Gesamtbild“ u. Beziehungsgeflecht zwischen verschiedenen Umsetzungspartnern



Strommarktdesign im Überblick



FCA… Forward Capacity Allocation
CACM… Capacity Allocation and Congestion Management
EB… Electricity Balancing

FCR - Frequency Containment Reserves
FRR - Frequency Restoration Reserves
RR - Replacement Reserves

TSC – Transmission System Operator Security Cooperation

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

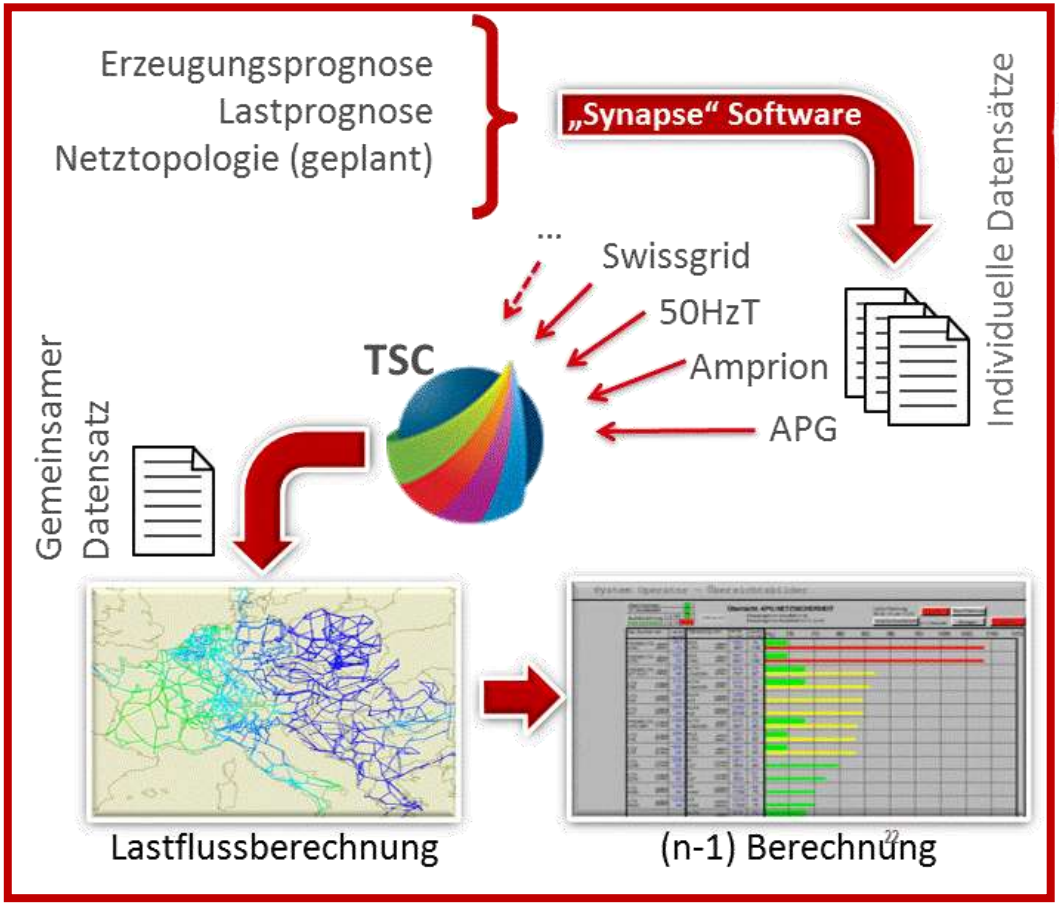
Fokus auf Anpassungen der geltenden Regelwerke (TOR)

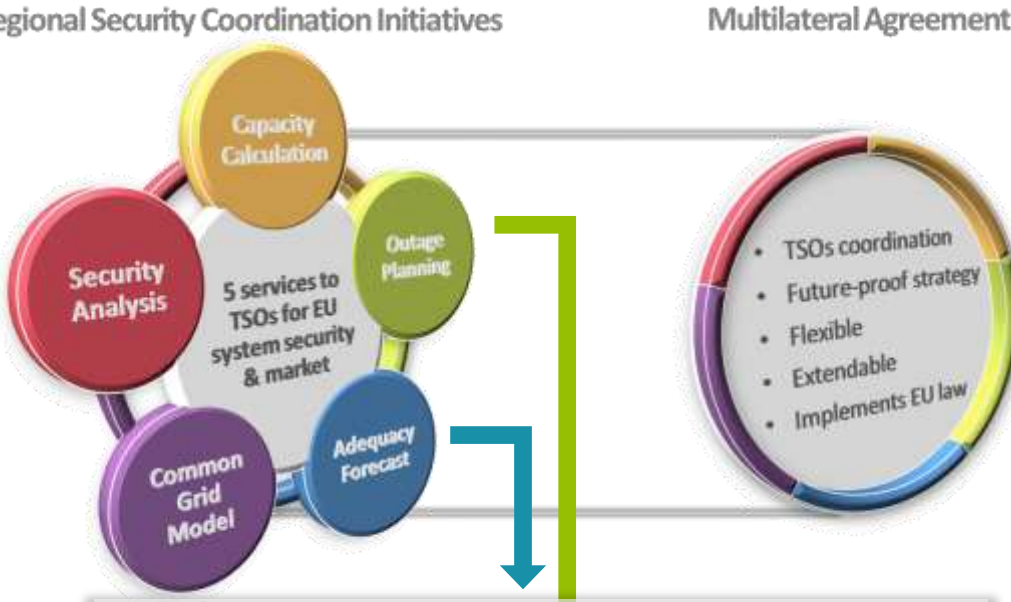
+ Umfangreiches (zusätzliches!) Berichtwesen in Österreich (E-Control) und int'l (ENTSO-E)

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

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

Aktuell: regional koordinierte Netzsicherheitsanalyse für DACF und IDCF





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

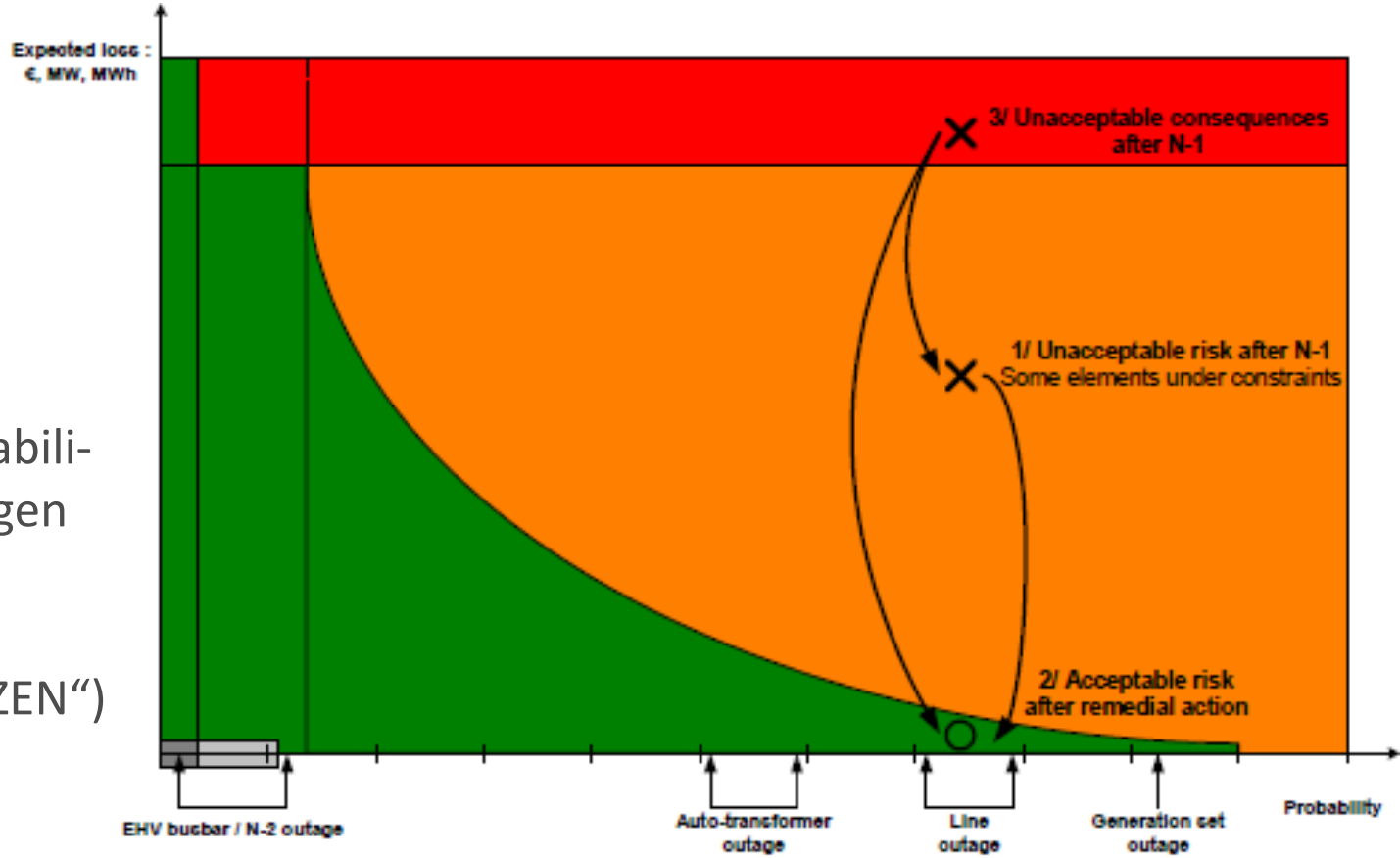
Neu #2: IT-unterstützte Abschaltplanungskoordination mit gemein-samen Tools auf regionaler Ebene

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 Zusammen-arbeit mit E-Control, österreichischen VNB und Marktteilnehmer

Umsetzungsdetails - Common Grid Model

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

„altes“ Netzmodell (funktional)

```
##C-----Leitungen-----------------------------------------
        1         2         3         4         5         6
123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
< Kn1 > < Kn2 > O E R(Ohm) X(Ohm)  B (miuS) Itherm
##L
OBISAM21 OYBBSF21 1 0 9.7800 47.100 321.6990    800 207
```

„neues“ Netzmodell (objektorientiert)

Profil EQ:
„Equipment“
Betriebsmitteln
parameter R, X,
C, etc.

Profile TP:
„Topologie“
Wie sind die
Betriebsmittel
verbunden

Profile SSH:
„Steady State
Hypothesis“
Schaltzustände,
Knotendaten, …

CGMES dataset
beinhaltet mind. 3
Datenprofile EQ, TP, SSH

Modellieren wir diese
Leitung …

(vereinfachte
Darstellung)

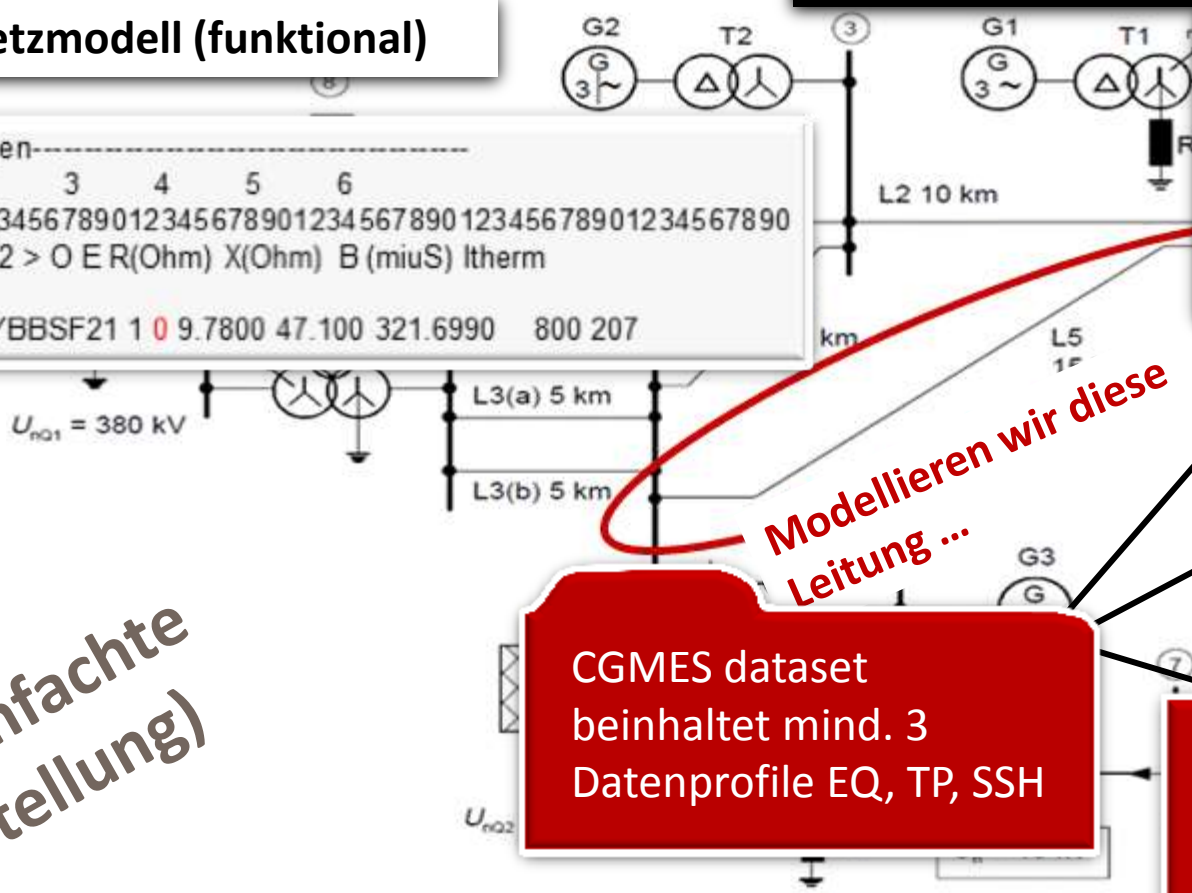


Figure 1 – High-voltage a.c. test network 380 kV/110 kV/30 kV/10 kV (IEC

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 (ElWOG 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 Nur Leistungsausschreibung (Keine Energie) **+/- 65 MW**	**Marktbasierte Beschaffung bei APG seit 1.1.2012** Leistungs- und Energieausschreibung **+/- 200 MW**	**Marktbasierte Beschaffung bei APG seit 1.1.2012** Leistungs- und Energieausschreibung **+ 280 MW / -170 MW**

→ Voraussetzung für europäische Kooperationen!

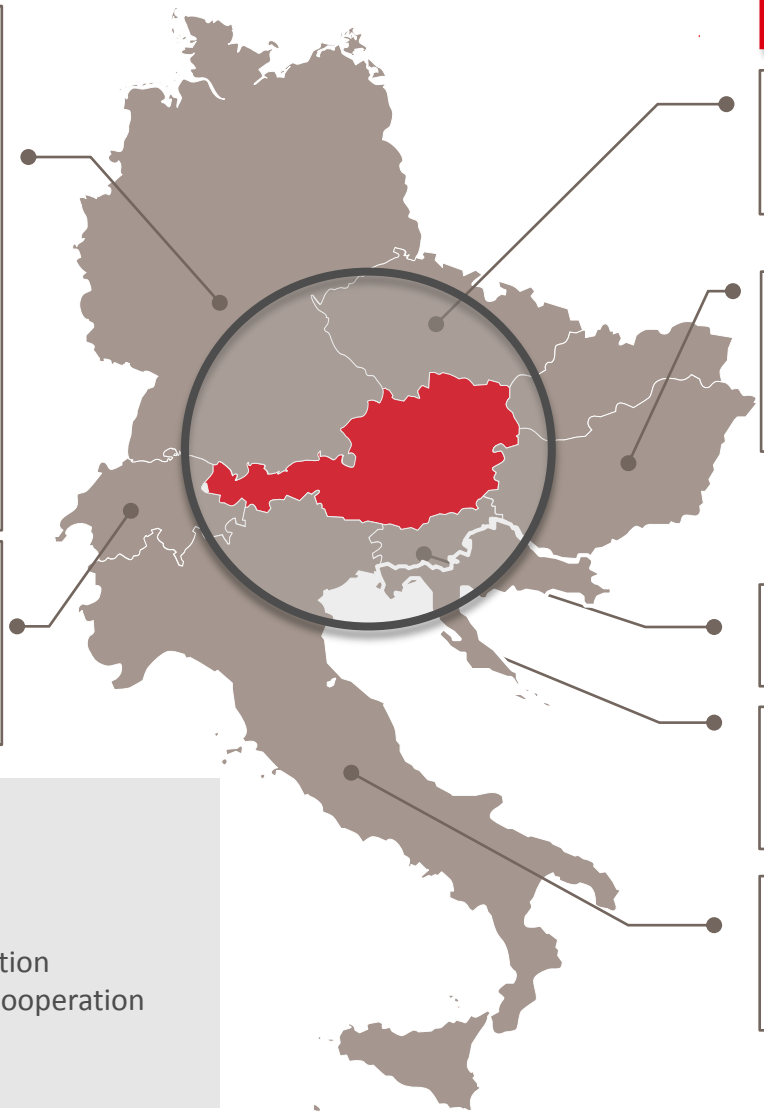
PRR: Primärregelreserve / FCR : Frequency Contrainment Reserve SRR: Sekundärregelreserve / aFRR: automatic Frequency Restoration Reserve
TRR: Tertiärregelreserve / mFRR: manual Frequency Restoration Reserve

Umsetzungsdetails – Imbalance Netting und Regelreserve-kooperationen *(nach der künftigen Balancing Guideline)*

7 Nachbarländer,
8 Nachbar-TSOs (elektrisch)

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)



Tschechien
- IN: in Vorbereitung
  (Verschoben Mitte 2017)

Ungarn
- IN: in Diskussion
- PRR: In Diskussion

Slowenien
- IN (INC) seit 2013

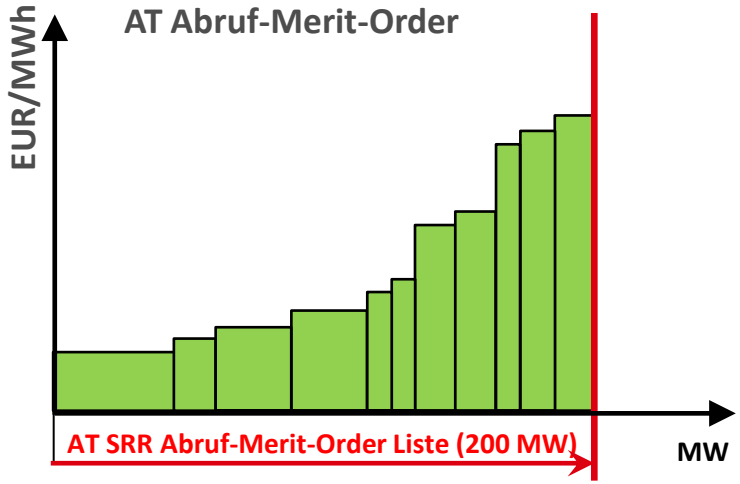
Kroatien
- IN (INC) seit 2016

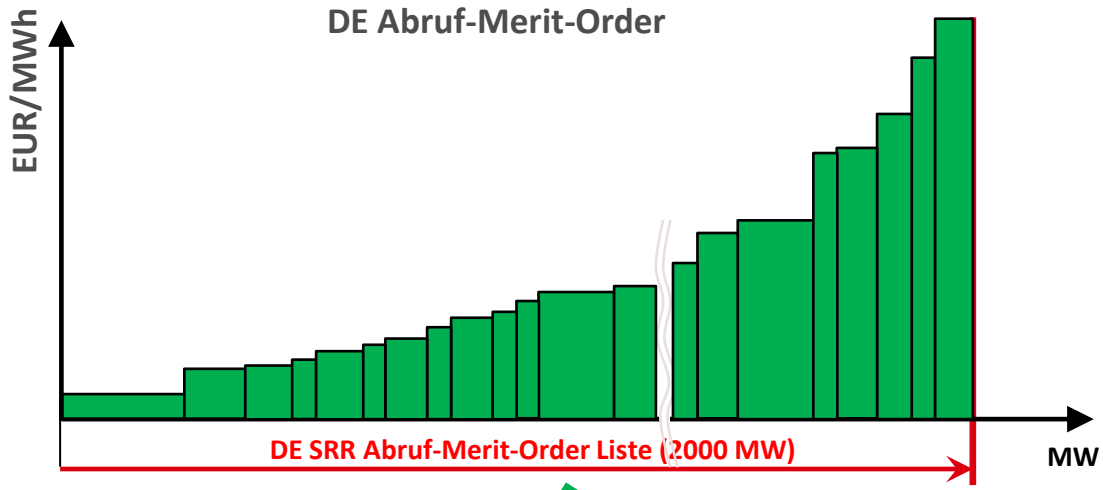
Italien
- IN: in Diskussion

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

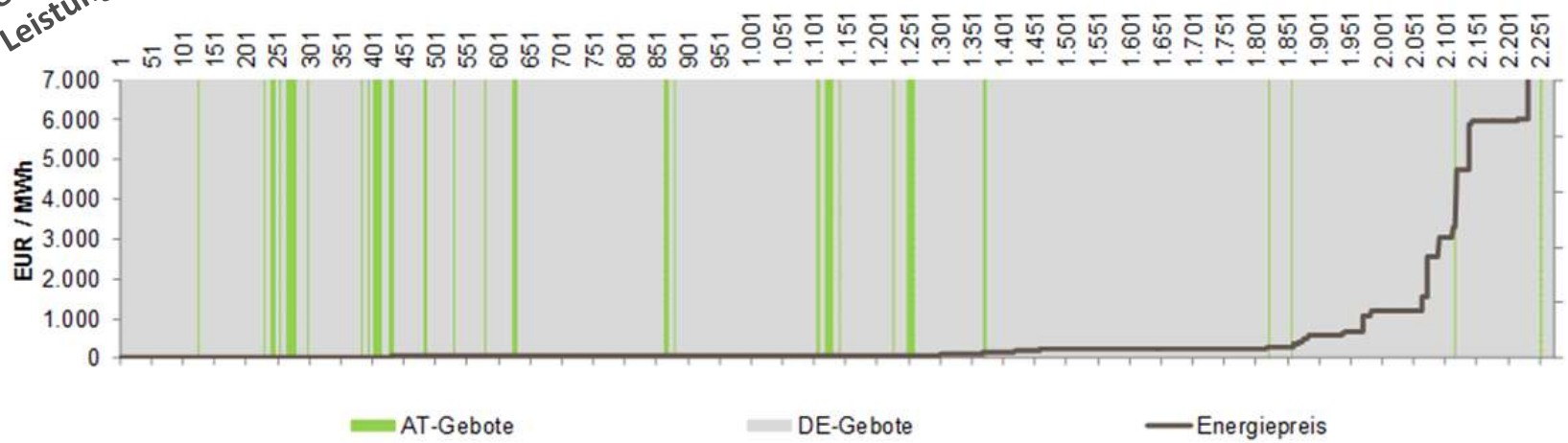
Umsetzungsdetails – Sekundärregelreservemarkt AT/DE
(nach der künftigen Balancing Guideline) 1/2





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

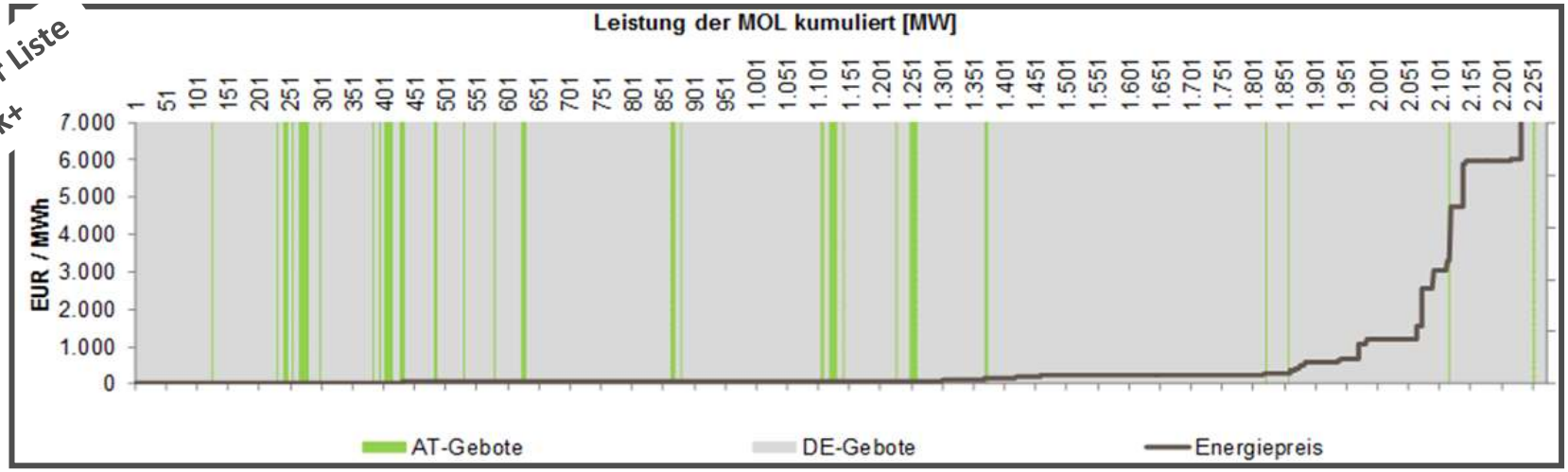
Europäische Pionierarbeit der APG: erster gemeinsamer grenzüberschreitender Markt in Europa, für automatische Reserven

- 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!**

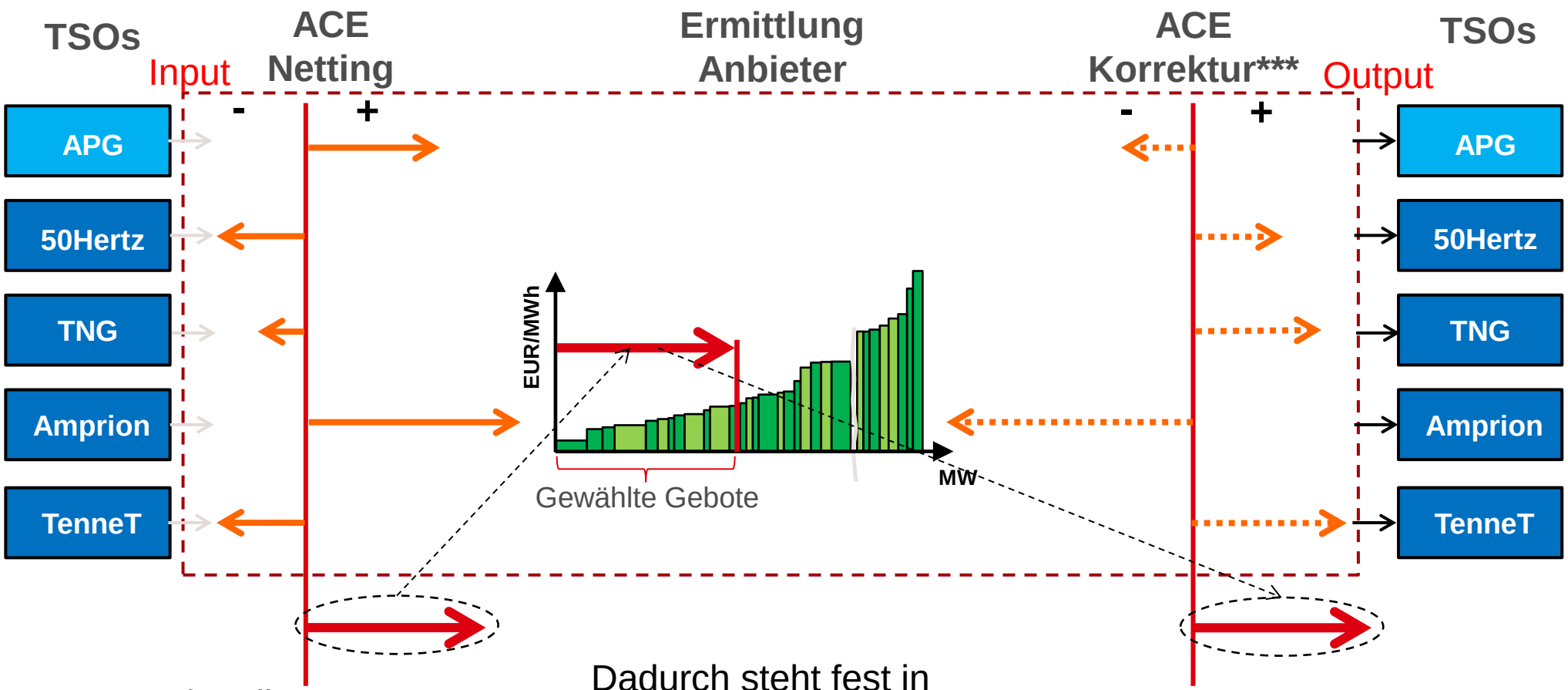
→ **Optimierungsrechnungen, alle 4 Sekunden, um gemeinsamen Markt zu ermöglichen**

Common Merit Order Liste zeigt KW34, OffPeak+



Wesentliche Prozesse

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



Aktueller, genetteter Bedarf.

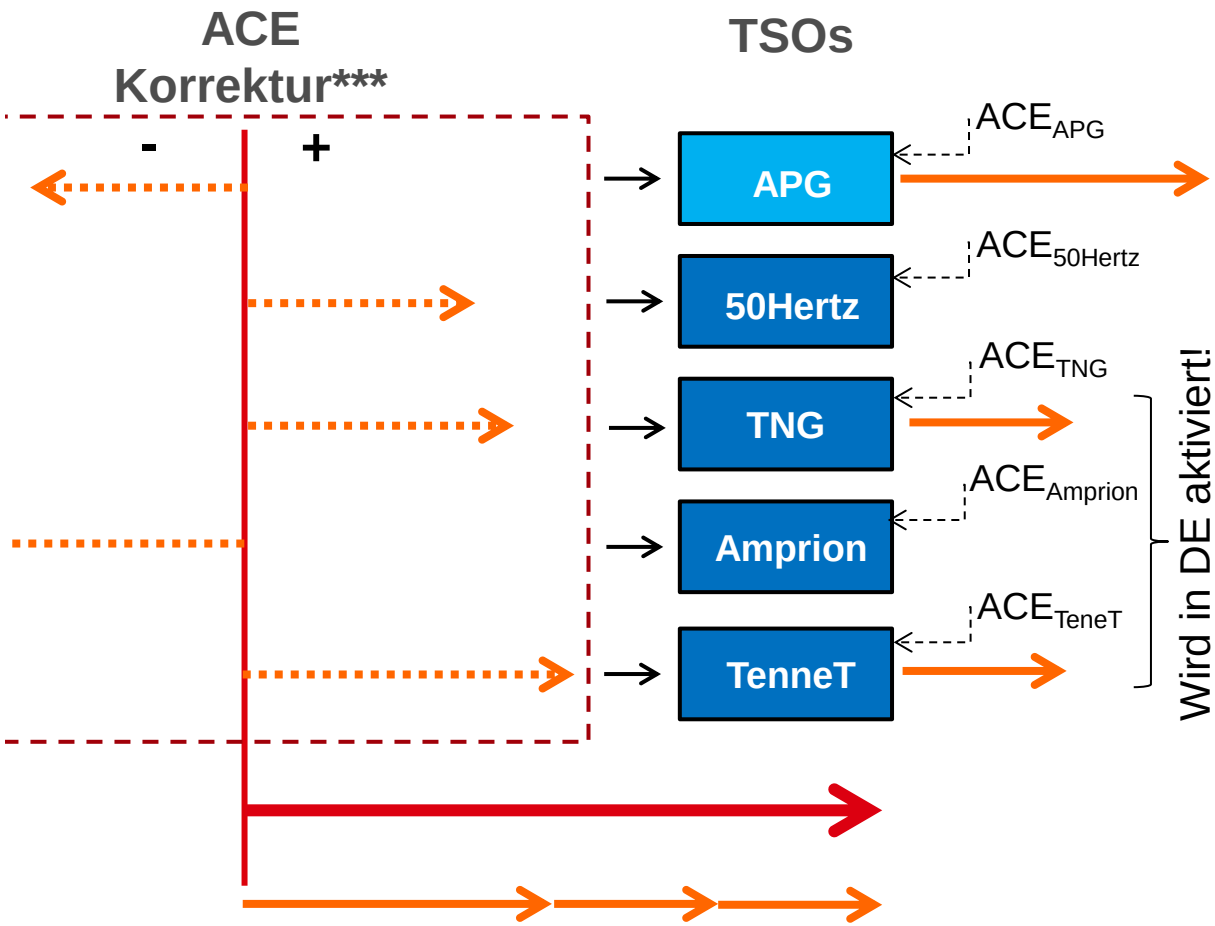
Dadurch steht fest in welcher Control Area die Angebote stehen.

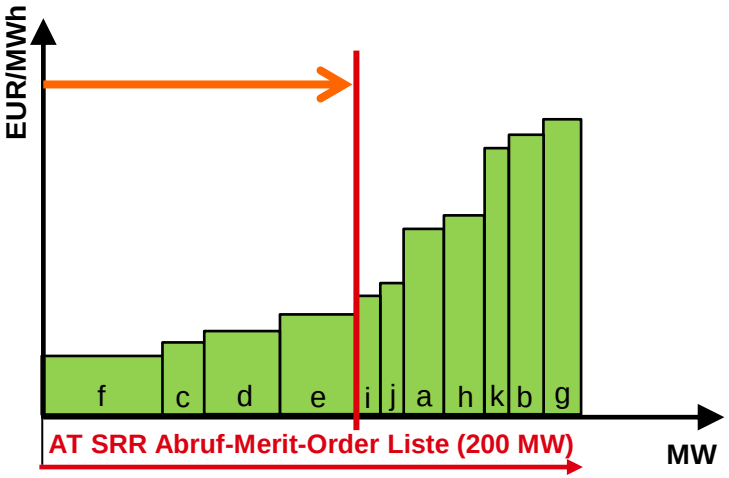
*Schematische Darstellung für ein Produkt zur Leistungserhöhung!
**ACE... Area Control Error, entspricht der Anforderung der zu aktivierenden SRR.
*** Korrektur = Wieviel mehr / weniger als der eigene Bedarf muss i.d. RZ aktiviert werden

… Optimizer der TNG.

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

Österreich – TOR

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 enzwickelt 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….)

APG
AUSTRIAN POWER GRID
STROM BEWEGT

Austrian Power Grid AG

Wagramer Straße 19, IZD-Tower, 1220 Wien

Tel.: +43 (0)50320-0, www.apg.at