



APG

AUSTRIAN POWER GRID
WE KEEP IT GOING

Internationalisierung der Regelreservemärkte **- Lessons learned**

(Markus Riegler, 13.02.2019, IEWT)

Agenda

- **LESSONS LEARNED FROM:**

- Primärregelungskooperation (AT-BE-CH-DE-DK-FR-NL)
- Sekundärregelenergieoptimierung (AT-DE)
- Tertiärregelenergieoptimierung (AT-DE)

Lessons learned from practical implementation of cross-border balancing

Balancing Cooperations of APG

Regelreservekooperationen von APG

■ Observer (EU Plattformen)



Primärregelung



In Betrieb:

■ PRR-Kooperation mit BE-DE-DK-FR-NL (seit 2013 → gestartet von AT-CH)

PRR: Primärregelreserve (= FCR)
FCR: Frequency Containment Reserve

Imbalance Netting



In Betrieb:

■ Aktive Member International Grid Control Cooperation („IGCC“)

■ IGCC Member (noch nicht aktiv)

■ Imbalance Netting Cooperation („INC“) (wurde mit operativer Teilnahme SI / HR in IGCC eingestellt)

Sekundärregelung



In Betrieb:

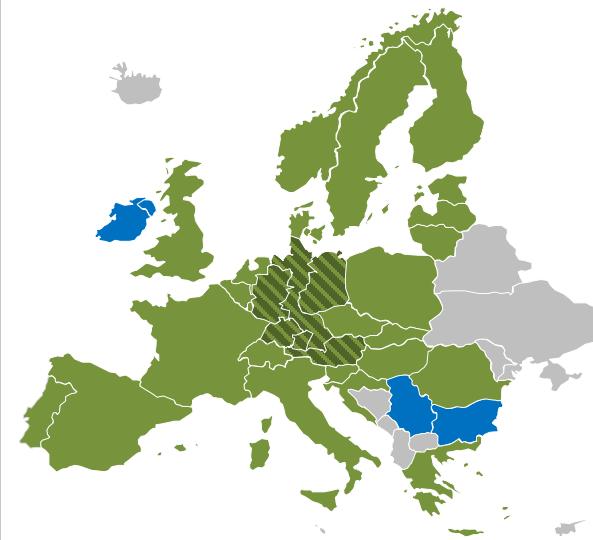
■ SRR-Kooperation mit DE (seit Juli 2016)

In Entwicklung:

■ SRR Implementation Project („PICASSO“)

SRR: Sekundärregelreserve (= aFRR)
aFRR: automatically activated Frequency Restoration Reserve

Tertiärregelung



In Entwicklung:

■ TRR-Kooperation mit DE („Project GAMMA“)

■ mFRR Implementation Project („MARI“)

Primärregelleistungskooperation (FCR Cooperation)

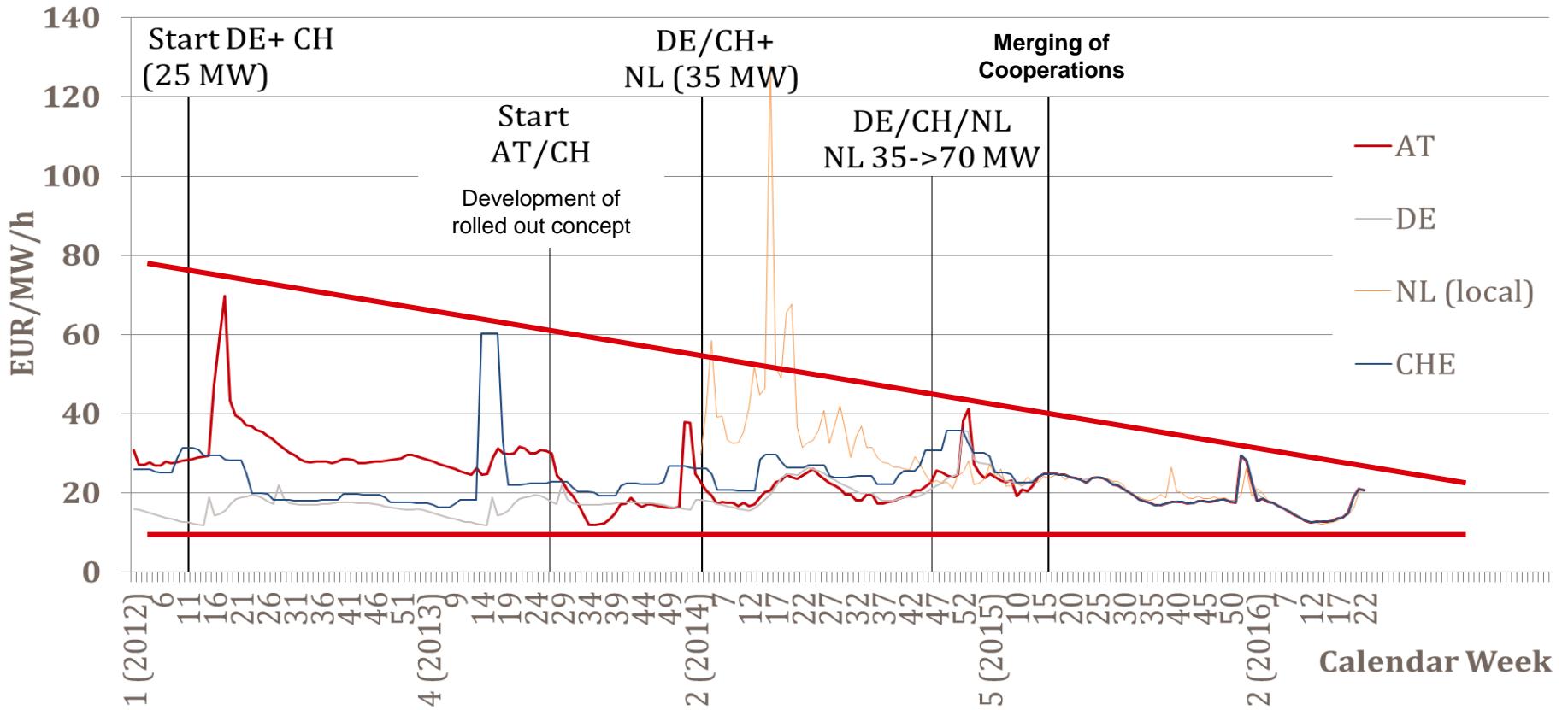
FCR Cooperation



- 10 TSOs aus 7 Ländern beteiligt.
- Ausschreibungsvolumen von ca. 1,5 GW an Primärregelleistung (ca. die Hälfte des Kontinentaleuropäischen Bedarfs)
- Dänemark bereits Projektmitglied aber noch nicht operativ.
- TSO-TSO Modell: Anbieter behalten lokalen TSO als Ansprechpartner
- Gemeinse Beschaffung von Primärregeleistung
- Freiwillige Kooperation → kein europäisches Zielmodell für Primärregelung
- Trotzdem gemäß EB-VO zu genehmigen (Artikel 33)



FCR Cooperation - price convergence

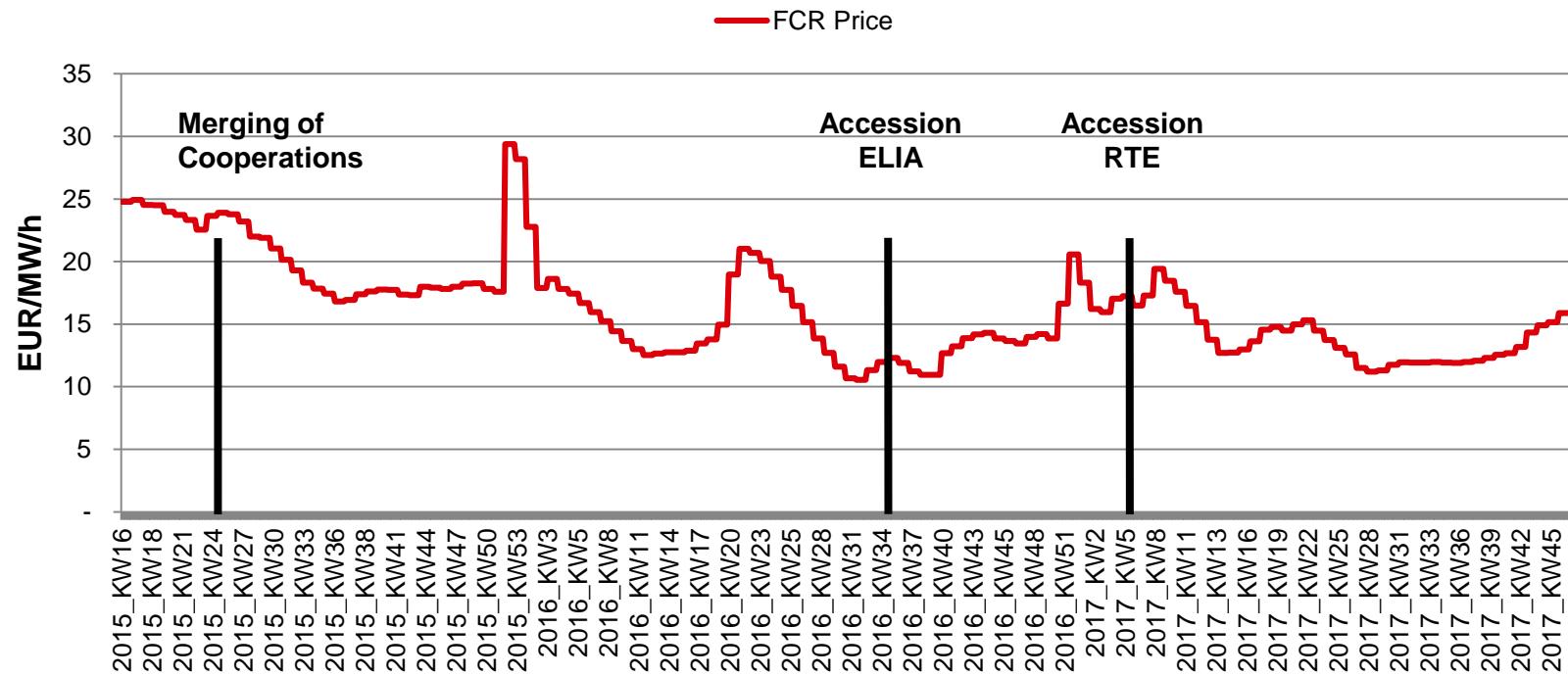


Gemeinsamer Markt führt zu Preiskonvergenz, mehr Wettbewerb / Liquidität und dadurch zu Kosteneinsparungen für das Gesamtsystem



Price Development plotted over time

APC



- **Gekoppelte Märkte führen zu mehr Effizienz**
 - Produkte und Marktregeln müssen ausreichend ähnlich sein um keine groben Marktverzerrungen zu verursachen. Im Detail allerdings manchmal Raum für Eingehen auf lokale Besonderheiten.
 - Preiskonvergenz, trotz eingeschränktem Austausch (Kernanteile).
 - Aber: Ausreichend Wettbewerb muss erreicht werden.
(Ausreichend hohe Austauschlimits unverzichtbar!)

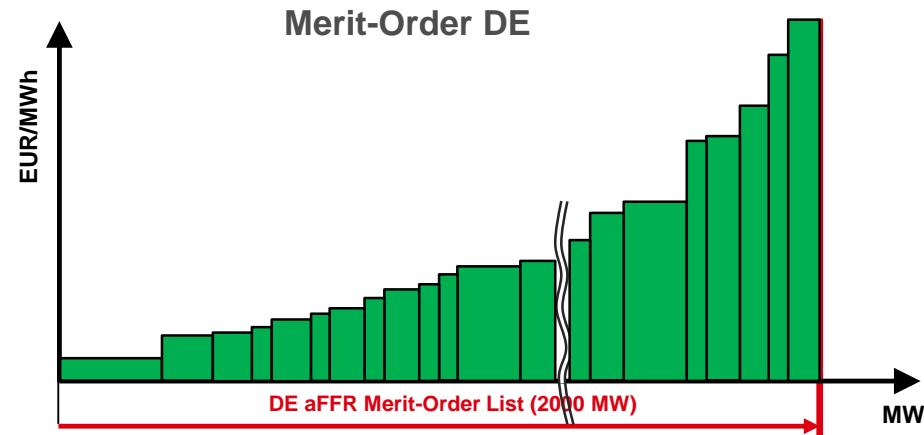
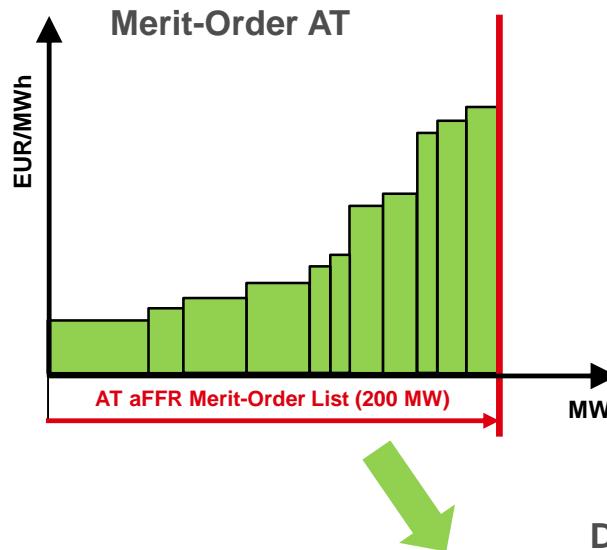
→ **Gekoppelte Märkte ermitteln den „echten“ Wert der Dienstleistung.**

- **Preiskonvergenz / Einsparungen haben natürliche Grenzen!**
 - Wenn die „kritische Masse“ an Teilnehmern erreicht wurde hat auch die zusätzliche Kopplung eitritt von sehr großen Märkten kaum noch Effekte auf Liquidität oder das allgemeine Preisniveau!

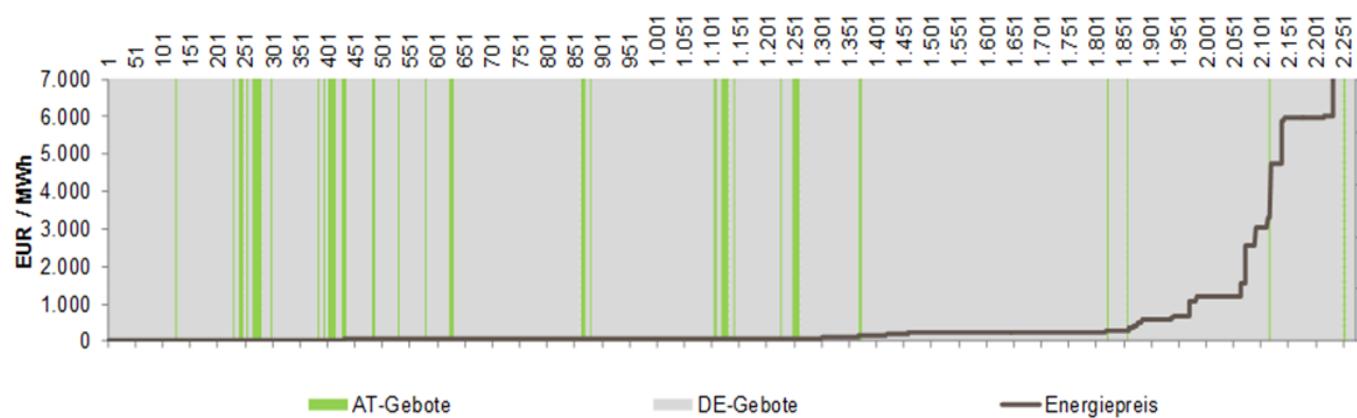
→ **Regionale Kooperationen reichen aus um Markteffizienz zu erreichen!**
→ **Gehen EB-VO und CEP hier (viel) zu weit?**

Sekundärregelenergiekooperation Österreich-Deutschland (aFRR Cooperation)

aFRR Cooperation DE/AT: Common Merit Order List (CMOL)



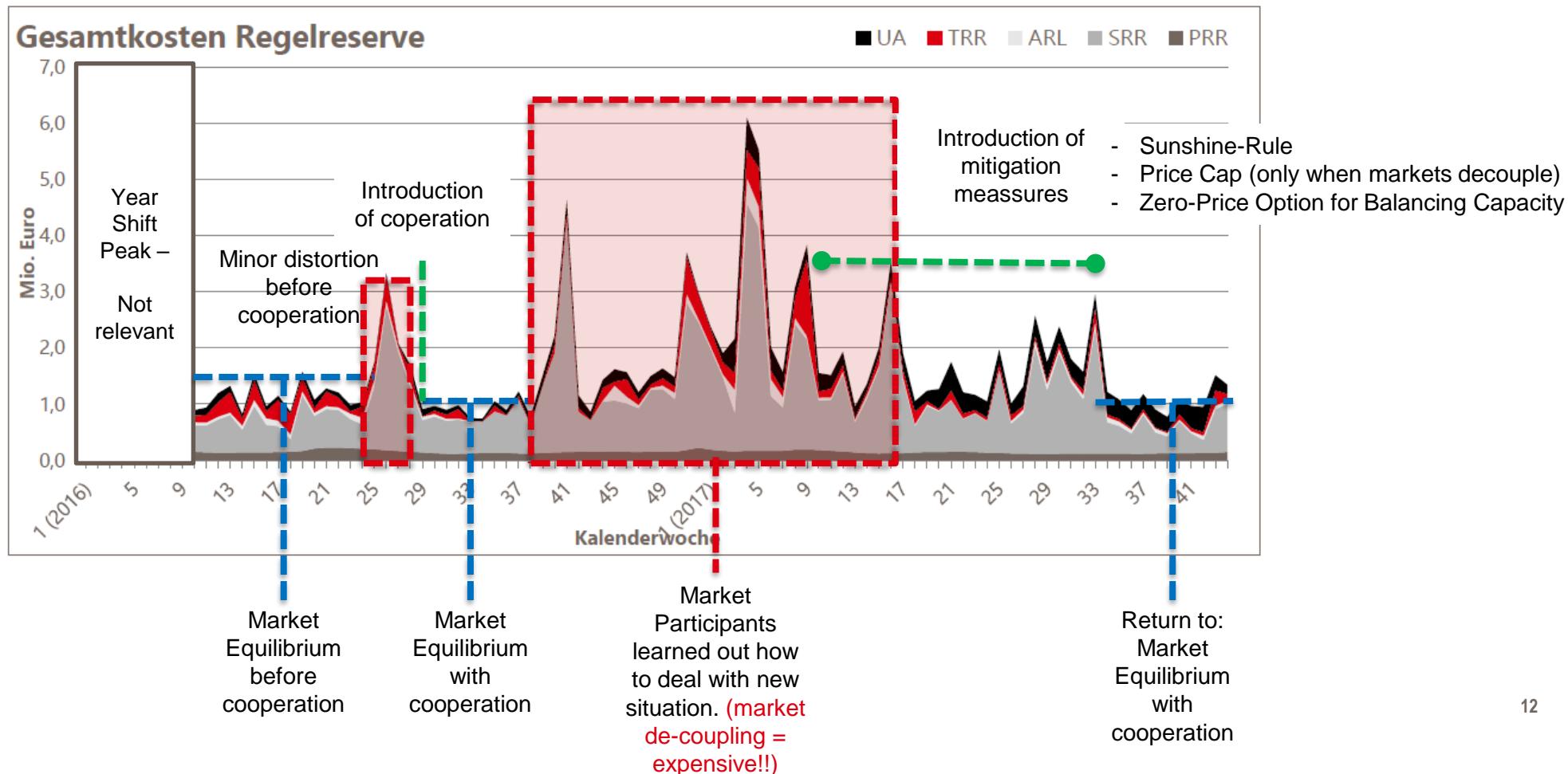
DE/AT Common-Merit-Order
(calendar week 34, OffPeak+)



aFRR – cost development & measures



- Costs in the Austrian balancing market
(light grey = aFRR energy)



Sekundärregelung – lessons learned



- Da noch keine Grenzkapazität für den Austausch zugewiesen ist, kann es zu Unterbrechungen im Austausch (=internationaler Wettbewerb) kommen.
- Das kann zu punktuell sehr hohen Preisen führen.
- Das kann enorm kritische Effekte auf die Systemkosten haben, v.a. in Kombination mit einem Grenzpreisverfahren!
- Haupterkenntnisse daher:
 - Ausreichend ähnliche Marktregeln müssen eingeführt werden.
 - Lokale Fall-Back Prozesse sind ein MUSS.
 - Ausreichend Austauschkapazität muss sichergestellt werden. Z.b. über die Zuweisung von Grenzkapazitäten für den Regelreserveaustausch.
 - Ist das nicht der Fall, müssen Begleitmaßnahmen ergriffen werden.

→ **Sicherstellung von ausreichend Austauschkapazität MUSS gewährleistet sein!**
– Speziell für kleinere und konzentrierte Märkte sonst nicht machbar.

Tertiärregelenergiekooperation Österreich-Deutschland (Project GAMMA)

- **Bilaterale Abrufoptimierung von Tertiärregelung AT / DE**
 - Aktuell in finaler Implementierungsphase.
 - Go Live aktuell in Q2 2019 erwartet.

→ Pionierprojekt in Europa.

- **Ähnliches Design wie Sekundärregelungskooperation.**
 - TSO-TSO Modell mit gemeinsamer Optimierung.
 - Anbieter-Aktivierung durch bestehende lokale Tools.

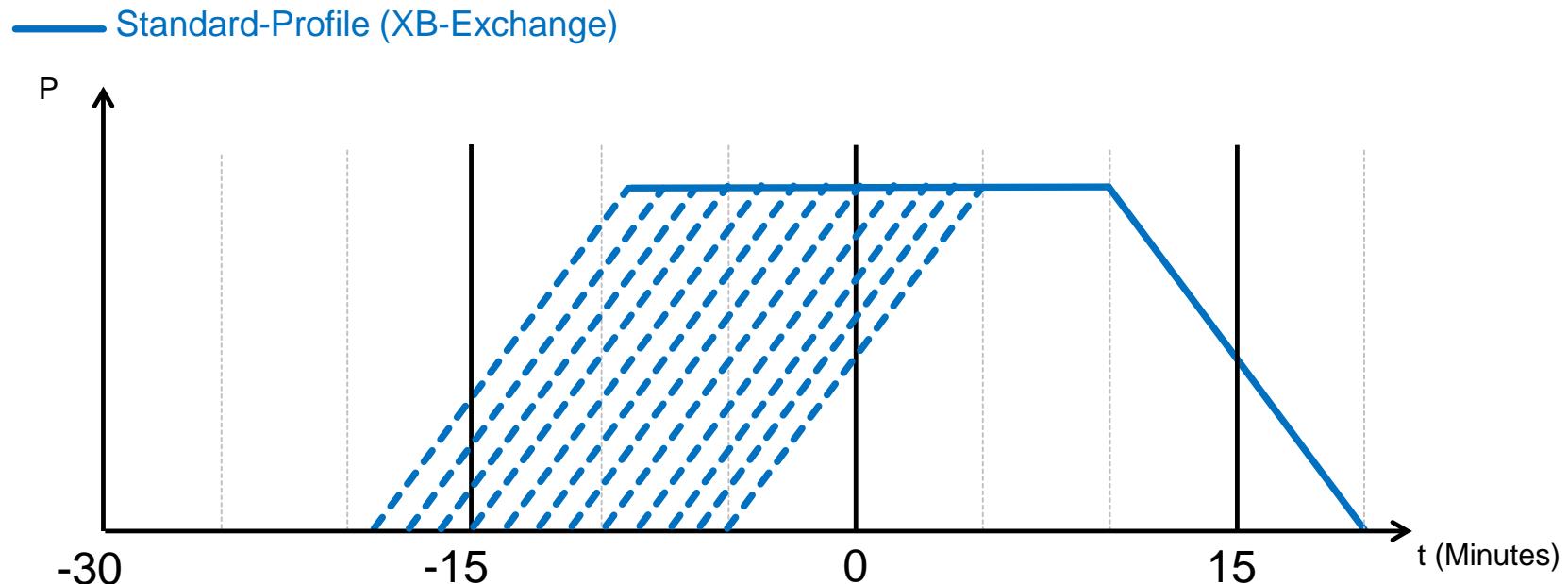
→ Keine / sehr eingeschränkte Änderungen für AT-Anbieter.

→ Pragmatischer Ansatz: Erst Erfahrung aus dem Echtbetrieb gewinnen, erst dann weiterführende Harmonisierung.

GAMMA – Direct & Scheduled activation



- Direct Activation possible in every minute before the scheduled activation
- Standardized De-Activation at the end of the market time unit



Project GAMMA – lessons learned (Während Design & Implementierung)



- **Tertiärregelung technisch am komplexesten!**
 - War unerwartet, da am ersten Blick das technisch “einfachste” Produkt
 - Aktivierung in die Zukunft verursacht komplexe Wechselwirkungen, v.a. in Bezug auf verfügbare Grenzkapazitäten.

→ Herausforderndste Regelqualität um grenzüberschreitend zu optimieren, v.a. Direkte Aktivierung.
- **Direkte und Fahrplanbasierte Aktivierung kombinieren!**
 - Fahrplanakt. eigentlich nur eine Direktaktivierung zu bestimmtem Zeitpunkt.
 - Unterschiedliche Marktregeln / Algorithmen führen zu groben Verwerfungen zwischen den Abrufarten / Produkten auf der selben Merit-Order.
 - Auf trennen in zwei Merit-Oder führt zu eingeschränkter Liquidität für beide.

→ 3 Optionen für die Zukunft: Simples Fahrplanprodukt (wie Direkt); oder Akzeptanz von schwerwiegenden Marktverwerfungen; oder Zwei getrennte, illiquide Produkte.

Project GAMMA – lessons learned (Während Design & Implementierung)



- **Reduzierte Relevanz nach Einführung von IN & SRE-Optimierung**
 - Nach umfangreichem Netting und SRE-Optimierung sinkt die Abrufwahrscheinlichkeit von TRE signifikant.
 - Analysen zeigen, dass Effizienzpotenzial aus der TRE-Kopplung nach IN und SRE-Optimierung eingeschränkt ist.
 - Änderungen in lokalen Marktregeln bedingen Änderungsaufwand (=Kosten) bei Anbietern und TSOs.

→ Wenn die Marktgröße signifikant eingeschränkt ist, muss die Anforderung von IT- und Prozessänderungen sorgfältig abgewogen werden.

→ TSOs müssen bei der Implementierung dafür Sorge tragen, dass Änderungen für Anbieter nur sehr eingeschränkt notwendig sind.

Conclusio

Main lessons learned by APG:



- Ausreichend ähnliche Marktregeln müssen etabliert sein.
- Regionale Kooperationen ausreichend für Markteffizienz.
- Sicherstellung von Grenzkapazität für den Regelenergie-austausch ist ein MUSS (speziell für kleinere Märkte).
- Effizienzgewinne durch internationale Kooperationen reduziert Gesamtmarktvolumen. – Abwiegen von IT-Anforderungen für Anbieter notwendig.
- Direkte und Fahrplanbasierte Aktivierung müssen effizient koexistieren können.

Markus Riegler
Market Management
(Teamleiter TSO-Markets)

Tel.: +43 (0)50 320 56138
Fax.: +43 (0)50 320 156138
Mob: +43 (0) 664 828 57 98
<mailto:markus.riegler@apg.at>

Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Austria
Commercial register: FN 177696v
Commercial court: HG Wien
<http://www.apg.at>

