

## Guideline Forward Capacity Allocation

Modalitäten und Methoden: Teil 1 + Teil 2

**Harald Haider**; 03.04.2017

### **Inhalte**



- Überblick Inhalte der FCA-VO und zeitlicher Umsetzungsrahmen
- Impact Assessment und Umsetzungsstrategie in der APG
- Aktuelle Umsetzungsschritte (HAR; SAP; LTRs; Monitoring)
- Inhalt und Status zu den Themenbereichen der FCA-VO
  - Capacity Calculation for LT
  - Gemeinsames Netzmodell f
    ür LT (CGM)
  - Bidding Zones
  - Forward Capacity Allocation
  - Nomination Rules for PTR
  - Single Allocation Platform (SAP)
  - Harmonised Allocation Rules (HAR)
  - Firmness of Allocated Cross-Zonal Capacity
  - Congestion Income distribution methodology for LT (CID)
  - Cost Recovery
  - Reporting and Monitoring by ENTSO-E

## Bezeichnung der Verordnung:



# COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 Establishing a guideline on forward capacity allocation

(Text with EEA relevance)

## VERORDNUNG (EU) 2016/1719 Der KOMMISSION vom 26. September 2016

Zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

(Text von Bedeutung für den EWR)

#### DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION -

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, gestützt auf die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, insbesondere auf Artikel 18 Absatz 3 Buchstabe b und Absatz 5, [...]

**INKRAFTTRETEN: 17.10.2016** 

### FCA-VO GROBÜBERBLICK

#### **INKRAFTTRETEN 17. OKTOBER 2016, UMSETZUNGSHORIZONT BIS 2018**

#### **Capacity Calculation for Long-Term**

- · Jahres- und Monatsprodukte
- Kapazitätsberechnungsmethode für Long-Term Zeithorizont für die jeweilige Kapazitätsberechnungsregion (CCR).
- Von der Zuordnung zur Region abhängig: Kapazitätsberechnungsmethode (NTC, Flow based, Statistic Approach)

#### **Common Grid Model for Long-Term**

 Basierend auf dem europäischen Netzmodell für Day-Ahead- und Intra-Day, soll auch ein europäisches Netzmodell für den Long-Term Zeithorizont entwickelt bzw. erweitert werden.

#### **Single Allocation Platform**

- Gründung eines europäischen Kapazitätsauktionshauses als einheitliche Schnittstelle für den Markt.
- → Joint Allocation Office (JAO) seit Oktober 2015 operativ.

Übergeordnetes Ziel:

Harmonisierte Kapazitätsvergaben (Y, M)

#### **Harmonised Allocation Rules**

- Prozesse zur Festlegung einheitlicher Allokationsregeln inklusive Sekundärmarktdesign für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten.
- → EU-HAR 2017 gültig,

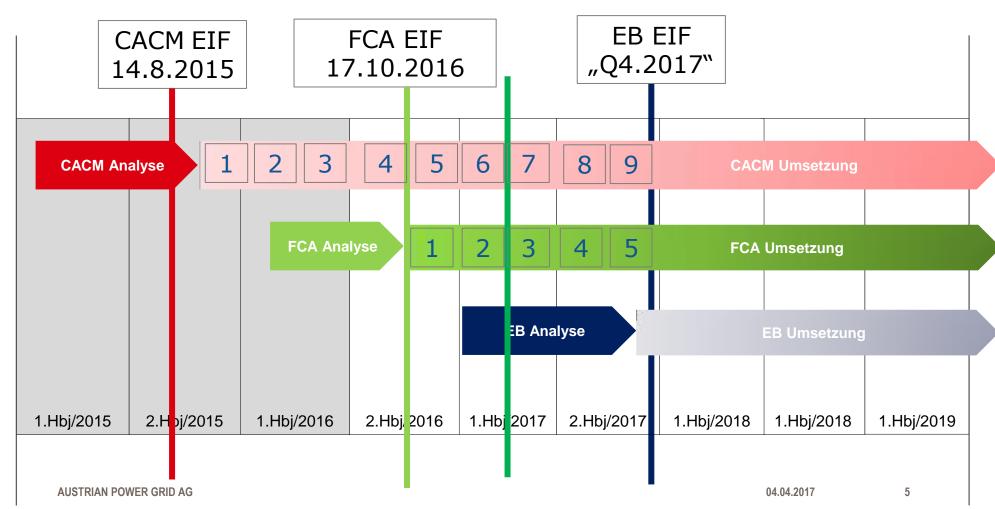
#### **Forward Capacity Allocation**

- Handelsmöglichkeiten, Sicherungsgeschäfte und operative Abwicklung für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten.
- Langzeitvergabe in Form von Physischen Kapazitätsrechten (PTRs) und Finanziellen Kapazitätsrechten (FTR) (options and obligations) möglich.

- Firmness of Allocated Cross Zonal Cap.
- Sicherstellung (Firmness) von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten.
- Firmness geregelt in EU-HAR.
- Grundsätzlich kann bis zur Day-Ahead Firmness Deadline gekürzt werden, danach nur noch im Fall von Force Majeure und Emergency Situation.

## Projekt marktNCIA: Zeitplan





CACM: Capacity Allocation and Congestion Management, FCA: Forward Capacity Allocation, EB: Electricity Balancing, EIF: Entry Into Force, 1,2,3,...Anzahl Monitoringrunden

### Verantwortlichkeiten aus CACM/FCA-VO



- All TSOs
- All TSOs and all NEMOs

European Work

- All TSOs of CCR
- Each TSO of each CCR

Regional Work

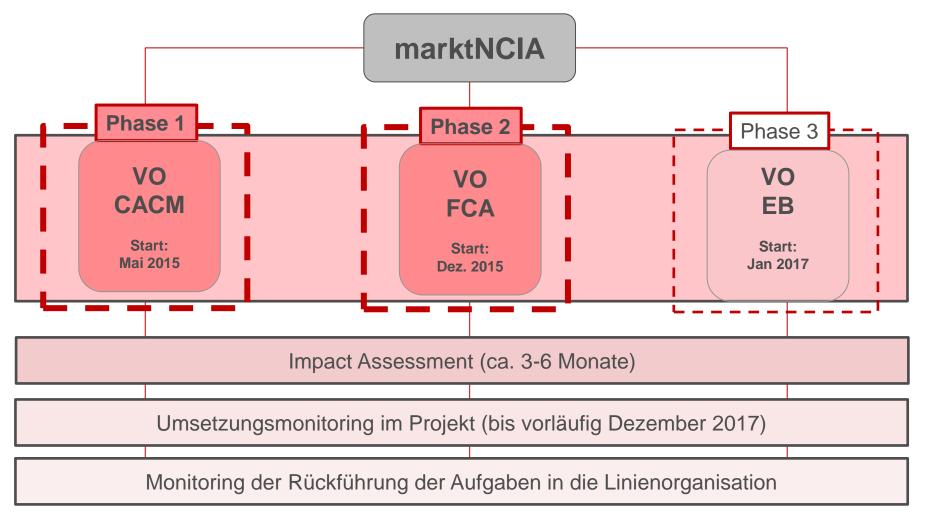
- Concerned/relevant TSOs
- Each TSO
- All TSOs in a Bidding Zone

Relevant Parties

Aufgaben/Vorschläge werden über ENTSO-E oder in regionalen Arbeitsgruppen behandelt. Mitarbeit/Input von APG in ENTSO-E und regionalen Arbeitsgruppen und Datenlieferungen gefordert.

## Impact Assessment marktrelevanter NCs/VOs: Übersicht





**AUSTRIAN POWER GRID AG** 

CACM: Capacity Allocation and Congestion Management, FCA: Forward Capacity Allocation, EB: Electricity Balancing

# **JPG**

## FCA Analyse

- Durchsicht der FCA-VO und ENTSO-E Zeitpläne
- Basierend auf dem ENTSO-E Workplan wurde eine Liste mit Aufgaben aus der FCA-VO erstellt (EXCEL-Liste)
- 13 Themengebiete (Cluster) identifiziert (einige Themen aufbauend bzw. abhängig von CACM)
- Jedem Themengebiet sind weitere Tasks (Artikel/Paragraphen aus FCA-GL) zugeteilt
- > AP-Verantwortliche definiert
- ➤ Erhebung Ist-Status der Tasks durchgeführt
- ➤ Interne Ressourcenabschätzung über ges. Projektlaufzeit

## **FCA Analyse**



- Inkrafttreten der FCA-VO mit 17. Oktober 2016
  - Viele Deadlines beziehen sich auf "Approval of CCRs" aus CACM
  - Entwicklung von Methoden, etc. meist mit CACM-VO verknüpft
  - Status / Umsetzung der jeweiligen Tasks erhoben
  - Themen der FCA-VO werden in APG derzeit überwiegend als Dauerthema und nicht in Projektform umgesetzt
- Nach Inkrafttreten der FCA-VO
  - Uberprüfung der Tasks und detailliertere Erhebung bzw. Anpassung des Ressourcenbedarfs
  - Monitoring: regelmäßige Meetings mit AP-Verantwortlichen geplant (in Verbindung mit CACM-VO Monitoring)

AUSTRIAN POWER GRID AG

## FCA Analyse - Themengebiete und Verantwortliche



FCA - Themengebiete	Arbeitspaket-Verantwortliche
Capacity Calculation	UBM (Hans Hatz)
Common Grid Model	UAI (Felix Schernhammer)
Bidding Zones	UMM (Valentin Wiedner)
Forward Capacity Allocation	UMM (Harald Haider)
Nomination Rules for PTRs	UBH (Daniel Leanyi)
Single Allocation Platform	UMM (Harald Haider, Florian Pink)
Harmonised Allocation Rules	UMM (Harald Haider)
Firmness of Allocated Cross-Zonal Capacity	UMM (Harald Haider)
Congestion Income Distribution	UMM (Harald Haider)
Cost Recovery	UMM (Florian Pink)
Reporting and Monitoring	UMM (Florian Pink)
Delegation	UMM (Florian Pink)
General articles	USR (Peter Lachinger/Aurelia Tramposch)
Projektmanagement	UMM (Julia Gsellmann/Katja Senger)

AUSTRIAN POWER GRID AG 10

# **JPG**

## GL FCA - Zeitplan

FCA Themengebiete	2 Hj. 2016	1 Hj. :	017	2 Hj. 2017	1 Hj. 2018	2 Hj. 2018	1 Hj. 2019		
Capacity Calculation				abhängig von CACM					
Common Grid Model									
Bidding Zones									
Forward Capacity Allocation									
Nomination Rules for PTRs									
Single Allocation Platform									
Harmonised Allocation Rules									
Firmness of Allocated Cross-Zonal Capacity									
Congestion Income Distribution									
Cost Recovery									
Reporting and Monitoring									
Delegation									
General articles									

- Inkrafttreten der GL FCA mit 17. Oktober 2016
- Manche Fristen beginnen erst ab Genehmigung der Kapazitätsberechnungsregionen (CCRs) (17. November 2016) zu laufen.
- Für die Genehmigung der Regulatoren (NRA Approval) wurden immer 6 Monate vorgesehen.
- Thematik ACER Opinion "AT-DE" in FCA-VO Analyse nicht berücksichtigt.

### marktNCIA - CACM /FCA



#### FCA IA

1) Analyse

Start: Dez 2015 Ende: Nov. 2016 FCA IA

2) Monitoring

Start: März 2016 Ende: "31.12.2018"

3) Implementierung\*)

Start: Oktober 2016

MC Market Coupling XBID Cross-Border Intraday CACM/ FCA

Early Implement.

Programm Marktintegration

Dauerprojekte

Allokationen Regionale Projekte (CORE, Italy North) CGM ES

Common Grid Model Exchange Standard

Neue Projekte

(falls erforderlich)

<sup>\*)</sup> Implementierung der aus der FCA-VO resultierenden Aufgaben werden so weit wie möglich durch existierende Projekte abgewickelt.

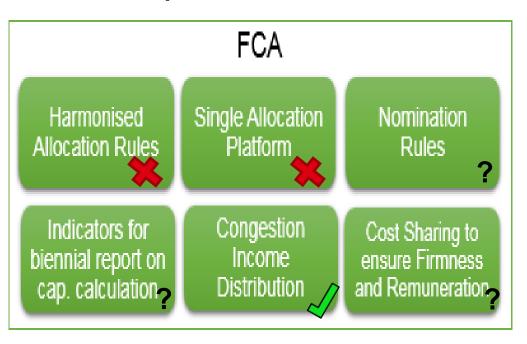
AUSTRIAN POWER GRID AG

12

## **ENTSO-E Market Integration WG Sub-Groups Overview**



#### **Sub-Groups to fulfill "all TSOs FCA tasks":**



✓ APG participating in Sub-Group

No personal APG representative

? Sub-Group not yet started

AUSTRIAN POWER GRID AG 13



## Pause!



### **FCA-VO**

### Inhalt und Status zu den Themenbereichen

Inkrafttreten GL FCA mit 17. Oktober 2016



### FCA-VO: erste Vorschläge (6 Monate nach EIF)

				17.10.2016		
TASK	Relevant article	Responsible in FCA GL		Estimated date for submission	ENTSO-E Task	Regional task
General firmness provisions (+ report to NRA and publishment, compensation)	53	Each TSO	-	entry into force	NO	NO
Definition of compensation caps concerning Direct Current interconnectors	54	Concerned TSOs	-	entry into force	NO	NO
Proposal of Compensation rules with regard to cap (Art. 54)	55	Concerned TSOs	-	entry into force	NÖ	NO
Firmness in the event of force majeure	56	Each TSO	-	entry into force	NO	NO
NRA decision on implementation of LTR - in case no LTRs exist at entry into force	30(2), (3-5)	All NRAs	6	17.04.2017	NO	YES
Development of proposal for regional design of LTR in form of at least PTR+UIOSI or FTR monthly & annually in each CCR	31(3)	TSOs of CCR	6	17.04.2017	NO	YES
Proposal for Functional requirements for the establishment of the Single Allocation Platform	49	All TSOs	6	17.04.2017	YES	NO
Proposal for harmonised allocation rules (HAR) for LTRs (PTRs and FTRs) (incl. regional and BZB specific requirements)	51(1)	All TSOs	6	17.04.2017	YES	YES
Methodology for sharing costs for establishing, developing and operating the single allocation platform	59	All TSOs	6	17.04.2017	YES	NO
Monitoring	63	ENTSO-E	6	17.04.2017	YES	NO
List of the relevant information	63(3)	Agency in cooperation with ENTSO-E	6	17.04.2017	YES	NO

Gemeinsamer Vorschlag

## **17**G

## **Capacity Calculation for LT**

- Artikel 8-16): Die Capacity Calculation Regions (CCRs) gelten analog zur CACM-VO.
- Langfristige Leitungskapazitäten müssen zumindest für Jahres- und Monatszeithorizonte berechnet werden
- 6 Monate nach Genehmigung der koordinierten Kapazitätsberechnungsmethoden für den Day-Ahead und Intraday-Marktzeitbereich in der jeweiligen Region müssen TSOs einen Vorschlag für den Long-Term-Marktzeitbereich an NRAs übermitteln (ca. Sept. 2018).
  - Methodik: Koordinierter NTC oder Flow-Based in Übereinstimmung mit GL CACM zulässig
- Der Vorschlag für die Kapazitätsberechnungsmethoden für LT muss folgendes beinhalten: Methodologies for Reliability margin (Art. 11), Operational security limits and contingencies (Art. 12), Generation shift keys methodology (Art.13), Remedial actions (Art. 14) und Crosszonal capacity validation (Art. 15).
- Diese Methoden müssen auch mit den Anforderungen aus der GL CACM verträglich sein.
- Spätestens mit dem Vorschlag der Kapazitätsberechnungsmethode für Long-Term muss auch ein Vorschlag für die Methodology for Splitting of Long-Term cross-zonal capacity eingereicht werden.

# /JPG

## **Capacity Calculation for LT**

- Die mit den langfristigen Kapazitätsberechnungszeitbereichen verbundene Unsicherheit wird berücksichtigt durch:
  - o eine Sicherheitsanalyse, beruhend auf Input-Daten mit mehreren Szenarien
  - Einen statistischen Ansatz auf der Grundlage der historischen zonenübergreifenden Kapazitätsdaten

#### Aktuelle Entwicklungen regional:

- (CWE): Ausarbeitung eines FB-Ansatzes auch für LT-Kapazitäten als Alternative
  - LT-Domain
  - Solange JAO FB nicht verarbeiten kann, Rückführung auf NTC-Werte nötig (jedoch Vergabe in einer gemeinsamen Allokation, nicht wie bisher je Grenze)
- CORE: unter Verwendung der CWE-Ergebnisse nun Untersuchungen, ob NTC- oder FB-Ansatz weiter verfolgt werden sollten
- Italy North: Basierend auf D-2 Berechnungsprozess für DA soll LT-Methodik abgeleitet werden (NTC-Ansatz)

## Gemeinsames Netzmodell für LT (CGM)



- Artikel 17: Spätestens 6 Monate nach Genehmigung der Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten entsprechend CACM Artikel 9 Absatz 6 müssen alle ÜNB gemeinsam einen entsprechenden Vorschlag auch für LT einreichen (voraussichtlich Juni 2017)
- Artikel 18: Spätestens 6 Monate nach Genehmigung der Methode für das gemeinsame Netzmodell entsprechend CACM müssen alle ÜNB gemeinsam einen entsprechenden Vorschlag auch für einreichen (voraussichtlich Juni 2017)
- Für die Ausarbeitung der Methode für LT gelten die Anforderungen entsprechend dem CACM-Netzmodell
- Alle ÜNB Aufgaben aus CACM und der FCA-VO werden über ENTSO-E Arbeitsgruppen behandelt.
- Abarbeitung der LT-Aufgaben praktisch gemeinsam mit CACM-Modell für DA+ID (aktuell auch ein gemeinsamer Vorschlag geplant, jedoch unklar, wie das zu genehmigen sein wird)
- Individual grid model for LT: Softwareanpassungen der involvierten IT Tools sind in Umsetzung.
- Creation of a Common Grid Model (CGM) für Umsetzung keine Zeitvorgaben aus der GL CACM und GL FCA direkt ableitbar



## **Bidding Zones**

FCA- Themengebiet	FCA Artikel	FCA -Deadline	Start Konsultation	AP-Verantw.	Arbeitsgruppe	APG Vertreter	
Bidding Zones	27	Bei EIF	-	Valentin Wiedner	-	-	

#### Generelles:

- Die Gebotszonenkonfiguration aus dem Day-Ahead und Intraday-Marktzeitbereich gilt analog auch für Long-Term (Kapazitätsberechnung und -vergabe).
- Wenn eine Bidding Zone Grenze (BZB) nicht mehr besteht, haben die Inhaber von LT-Übertragungsrechten an dieser Gebotszone Anspruch auf Rückerstattung auf Basis des Originalpreises.
- ENTSO-E: Bidding Zone Study mit mehreren Szenarios bis Q4/2017 geplant; Überarbeitung alle 3 Jahre
- Auswertung und Ableitung eventueller Konfigurationsänderungen im Zuge CACM

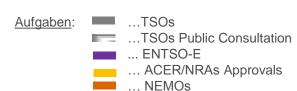
#### Risiken:

 Bei Änderungen der Marktgebietskonfiguration kommt es zu erheblichen Änderungen mit Auswirkungen für die APG in allen Zeitbereichen (ID, DA und LT).

## **Forward Capacity Allocation**



Status	Forward Capacity Allocation	Article	Responsible	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018	Q2 2018
•	NRA decision on implementation of LTR - in case no LTRs exist at entry into force	30(2), (3-5)	All NRAs			17.04.2017	6 months for TSOs to develop	6 months for I	NRAs approval	6 months for TSOs to implement
•	Development of proposal for regional design of LTR in form of at least PTR+UIOSI or FTR (options or obligatons) monthly & annually in each CCR	31(3)	TSOs of CCR			17.04.2017			•	ement regional n of LTR
•	Financial transmission rights (options & obligations)	33(2), 34(2)	Relevant TSOs	timing not sp	oecified - howeve	· implementa	ition of FTR opti CACM	ons shall be in	line with Article	s 38 - 50 of GL
•	Publishing of relevant data through Single allocation platform	47(2)	Relevant TSOs							17.04.2018



## **17**G

## **Forward Capacity Allocation**

- Artikel 30: ÜNB an einer Gebotszonengrenze vergeben langfristige Übertragungsrechte (LTR); nur nach Genehmigung durch Regulatoren sind Ausnahmen zulässig.
- Artikel 30 Abs.2: Bestehen bei Inkrafttreten des FCA an einer Gebotszone keine LTR, treffen NRAs diser GBZ spätestens 6 Monate nach dem Inkrafttreten dieser VO eine Entscheidung darüber.
  - Anwendbarkeit dieses Artikels für mögliche Grenze AT/DE unklar, da entsprechende GBZ nicht deklariert ist bei Inkrafttreten des FCA (und nicht LTR)
- Artikel 31: Spätestens 6 Monate nach Inkrafttreten sind regionale Vorschläge für langfristige Übertragungsrechte auszuarbeiten (LTR Proposal)
  - ITALY NORTH TSOs' proposal and Explanatory Note für AT-IT Grenze
  - CORE CCR TSOs' proposal and Explanatory note für AT-HU, AT-SI und AT-CZ Grenzen (ehemals CEE Grenzen); AT-CH Grenze ist nicht mehr enthalten
- Für beide Vorschläge gab es einen Konsultationsprozess und die Beiträge daraus wurden eingearbeitet
- Für die aktuellen APG-Grenzen wurden die bestehenden Regelungen für LT-Produkte festgeschrieben: Y+M Base-Produkte mit der Möglichkeit von Reduktionen (Wartung, Low Consumption); PTR mit UIOSI

# /JPG

## **Forward Capacity Allocation**

- Artikel 32 34: PTR mit UIOSI; FTR (Option); FTR (Obligation) als Form der Übertragungsrechte
  - Artikel 32: Physikalische Übertragungsrechte (PTR) nach Use It Or Sell It (UIOSI)
     Prinzip Vergütung für nicht nominierte PTR entsprechend positiver
     Marktpreisdifferenz (Art. 35 Abs.1 und 3 (a)); Nominierung wie bisher (Artikel 36)
  - Artikel 33: Finanzielle Übertragungsrechte (FTR) mit Option und Kompensation entsprechend positiver Marktpreisdifferenz; Voraussetzung für ist die Einführung eines DA-Preiskopplungsalgorithmus (Flow Based)
  - Artikel 34: Finanzielle Übertragungsrechte **(FTR) mit Obligation** und Kompensation entsprechend positiver oder negativer Marktpreisdifferenz;
  - Voraussetzung für FTR ist die Einführung eines DA-Preiskopplungsalgorithmus (Flow Based)
- Die Form der Übertragungsrechte wird in den regionalen Vorschlägen entsprechend Artikel 31 festgelegt.
- Aktuell für APG-Grenzen nur PTR mit UIOSI, für einige CORE-Grenzen aber auch FTR (Option) festgelegt (NL-BE; BE-FR). FTR (Obligation) ist aktuell an keiner Grenze geplant.
- Grundsätzlich bringen FTR (Option) eher Vorteile gegenüber PTR mit UIOSI

### **Nomination Rules for PTR**



- Derzeit an allen APG-Grenzen Physical Transmission Rights (PTRs) implementiert
- 12 Monate nach in Kraft treten der FCA-VO muss ein Vorschlag für die Regeln zur Nominierung regelzonenüberschreitender Fahrpläne an den zuständigen NRA übermittelt werden. Dieser Vorschlag muss zuerst konsultiert werden.
  - FCA Anforderungen sind derzeit großteils durch "Sonstigen Marktregeln" und den Regeln zur grenzüberschreitenden Fahrplananmeldung (APG Homepage) abgebildet.
- Die EU-weite Harmonisierung der "Nomination Rules an allen Bidding Zone Grenzen" steht im Vordergrund und soll schrittweise erfolgen.
- Umstellung regional auf FTR-Options im Einklang mit HARs ist in Diskussion. Vor allem für CWE BZB war ein Umstieg auf FTR (Options) für 2018 vorbereitet worden, was sich jedoch durch die Zusammenlegung zu CORE zumindest verzögert.
- Die Allokation von PTRs und FTRs (Option oder Obligation) gleichzeitig an der selben Bidding Zone Border ist entsprechend Artikel 31 Abs. 6 nicht erlaubt.



## **Single Allocation Platform (SAP)**

Status	Single Allocation Platform	Article	Responsible	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018	Q2 2018
•	Proposal for Functional requirements for the establishment of the Single Allocation Platform	49	All TSOs			17.04.2017				
•	Establishment of Single Allocation Platform	48	All TSOs				12 months after approval of requirements + 6 months in case public procurement takes longer (on request from TSOs)			
•	Methodology for sharing costs for establishing, developing and operating the single allocation platform	59	All TSOs			17.04.2017				

#### Generelles:

- Artikel 49: 6 Monate nach Inkrafttreten der FCA-VO legen die ÜNB einen gemeinsamen Vorschlag über die Anforderungen und für die Einrichtung der zentralen Vergabeplattform (SAP) vor
- Artikel 59: 6 Monate nach Inkrafttreten der FCA-VO legen die ÜNB einen gemeinsamen Vorschlag für eine Methode über die Aufteilung dieser Kosten, die angemessen, effizient und verhältnismäßig sein müssen, vor.

...TSOs
...TSOs Public Consultation
...ENTSO-E
...ACER/NRAs Approvals

Aufgaben:

# /JPG

## Single Allocation Platform (SAP)

- Dazu in ENTSO-E SAP-WG gegründet, die einen Vorschlag entsprechend
  - Artikel. 49 Anforderung und Errichtung
  - Artikel 59 Aufteilung der Kosten erstellt hat, der mit 17. April 2017 eingereicht werden soll
- All TSOs' proposal for the establishment of a SAP und Explanatory document ausgearbeitet und abgestimmt für Einreichung mit 17. April 2017
- Entsprechend diesem Vorschlag soll JAO die Rolle des SAP übernehmen (JAO ist bereits gegründet und seit September 2015 operativ in dieser Rolle tätig).
- Nach Artikel 48 muss formal von den NRAs akzeptiert werden, dass JAO die Rolle der SAP für die TSOs erfüllt (Frist ist 12 Monate und kann um maximal 6 Monate verlängert werden).
- Merger CASC-CAO zu JAO seit 1. Jänner 2016 für alle Allokationen wirksam

# **JPG**

## Single Allocation Platform (SAP)

- Details zum Vorschlag betreffend SAP:
  - Organisatorische Regelungen
    - Wie bisher Kooperationsvertrag der SAP mit ÜNB (SAP Cooperation Agreement), in dem die Rechte, Pflichten und vor allem die Aufgaben festgelegt werden, die die SAP für die ÜNB übernimmt
    - Aufteilung der Kosten der SAP wie bisher proportional, basierend auf den in Anspruch genommenen Services
    - Verifizierung der Kosten auf Basis eines jährlich über das Board der SAP freizugebenden Fee Application Report
    - Nennenswerte Kosten für die Einrichtung der SAP sind nicht vorgesehen, da JAO bereits durch die ÜNB gegründet wurde
  - Bisher bereits absehbare Regelungen für die Marktteilnehmer
    - Weiterhin SAP als ,Single point of Contact' vorgesehen (Participation Agreement)
    - Wie bisher Hinterlegung von Sicherheiten (BBB+) über Bankgarantie oder Barhinterlegung





Status	Harmonised Allocation Rules	Article	Responsible	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017
	Proposal for harmonised allocation rules (HAR) for LTRs (PTRs and FTRs) (incl. regional and BZB specific requirements)	51(1)	All TSOs			17.04.2017		
•	Implementation of harmonised allocation rules	51(1)	All TSOs					TSOs implement

- Die Vergabe von langfristigen Übertragungsrechten wird über die EU-weiten, harmonisierten Allokationsregeln (HAR) geregelt, wobei bereits die HAR für 2016, speziell jedoch jene die für 2017 auch unter Berücksichtigung der FCA-VO ausgearbeitet wurden.
- HARs für 2016 enthalten für die Übergangsphase zu FCA-Konformität drei grenzspezifische Annexe für APG-Grenzen (Italian-Borders, CEE-Region und für AT-CH).
- In den Annexen für 2017 sind diese Ausnahmeregelungen zum Haupttext der HARs für APG Grenzen nicht weiter enthalten da Inkrafttreten des FCA für 2017 erwartet (early implementation). Eine Ausnahme bildet der Annex für die Schweizer Grenzen, da für die Schweiz die EU-Regelungen nicht verbindlich sind.
- Die HARs für 2017 wurden am 3. Oktober 2016 durch die ECA freigegeben.

## **12**G

### **Harmonised Allocation Rules**

- Der Konsultationsprozess der HAR für 2018 wurde am 17. Februar abgeschlossen.
- Ein All TSOs' proposal für harmonisierte long-term transmission rights wurde im Rahmen einer ENTSO-E WG erstellt und abgestimmt (Einreichung bis 17. April 2017)
- Die relevantesten Änderungen gegenüber den HAR aus 2017 sind:
  - Die Schweizer Grenzen sind nicht mehr Teil der HAR. Für diese Grenzen (z.B. AT-CH) werden spezielle Allokationsregeln auf Basis der HAR erstellt und separat genehmigt. Die operative Durchführung wird bei JAO bleiben!
  - Der Annex 1 des bisherigen HAR-body mit der Liste der Bidding Zone Borders und den entsprechenden Produktspezifikationen wird entfallen (=> Regelung über regionale LTR-Vorschläge nach Artikel 31)
  - Ein eventuelles ,cap' zur Reduzierung der maximalen Kompensationszahlungen der TSOs ist über regionale Annexe zu regeln (HAR, Artikel 59)
  - Da die Day Ahead Firmness Dadline auf 60 Minuten verlängert wird (bisher 30 Minuten), verschieben sich daran gebundene Veröffentlichungen durch die SAP entsprechend nach vorne (HAR, Artikel 58).



### **Harmonised Allocation Rules**

Zeitplan für CH-Allokationsregeln für langfristige Übertragungsrechte

1. March – 27. April	Drafting CH Auction Rules
28. April – 5. May	Approval of all TSOs
8. May	Start of consultation
2. June	End of consultation
2. June – 23. June	Include consultation inputs
23. June – 30. June	Approval of all TSOs
3 July	Submission to NRAs for approval
3. July – 3. October	Approval period

- Open question:
  - o Are 3 months for approval fine for NRAs?
- Ebenfalls müssen die bestehenden Allokationsregeln für den DA-Markt für die CH-Grenzen überarbeitet werden

## Firmness of Allocated Cross-Zonal Capacity



FCA- Themengebiet	FCA Artikel	FCA -Deadline	Start Konsultation	AP-Verantw.	Arbeitsgruppe	APG Vertreter
Firmness of Allocated Cross- Zonal Capacity	25, 53-56	Entry into force of FCA	-	Harald Haider	-	-

- Die gesetzlich verbindlichen Rahmenbedingungen sind einerseits durch die CACM-VO und FCA-VO gegeben und andererseits durch die von ECA j\u00e4hrlich zu genehmigenden Allokationsregeln.
- Entsprechend der Firmnessregelung der FCA-VO und den HAR kann ab 2017 bis zur Day Ahead Firmness Deadline auf Basis gekürzt werden "... to ensure operation remains within operational security limits ...".
- Nach der DAFD sind die Regelungen des CACM anzuwenden, wonach dann nur noch wegen "Force Majeure" oder bei "Emergency Situation (Notfällen)" gekürzt werden darf.
- Die Regelungen für 2017 entsprechen bereits den Anforderungen der FCA-VO und bleiben daher für den, ebenfalls mit 17. April 2017 einzureichenden Vorschlag der HAR 2018 unverändert.

## Congestion Income distribution methodology for LT (CID)



Status	Congestion Income Distribution	Article	Responsible	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018
•	Congestion Income distribution methodology for LT	57	All TSOs				14.08.2017		

#### Generelles:

- ENTSO-E CID SG hat Proposal für CID Methodology entsprechend CACM-VO erstellt und eingereicht.
- Allerdings wurde dieser gemeinsame Vorschlag der ÜNB nicht in allen Punkten akzeptiert, sodass die Regulatoren an die ÜNB einen Anfrage auf Überarbeitung (Request for Amendment) übermittelt haben.
- Die ÜNB haben nun 2 Momate (bis 21. April 2017) Zeit, die geforderten Änderungen einzuarbeiten und erneut einzureichen.
- Da sich die Verteilung von Engpasserlösen für langfristige Übertragungsrechte entsprechend Artikel 57 FCA-VO einerseits die Regelungen für DA und ID berücksichtigen muss und erst 6 Monate nach deren Genehmigung einzureichen sind, wird dies frühestens Ende 2017 erfolgen.

Aufgaben: ...TSOs ...TSOs Public Consultation ... ENTSO-E ... ACER/NRAs Approvals



## **Cost Recovery**

Status	Cost Recovery	Article	Responsible	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018
	Methodology for sharing costs incurred to guarantee the long-term transmission rights remuneration and to ensure firmness	61(3)	All TSOs						14.02.2018

- Cost recovery (Artikel 58 61)
  - General provisions on cost recovery
  - Methodology for sharing costs for establishing, developing and operating the single allocation platform
  - Cost of establishing and operating the coordinated capacity calculation process

APG interne Koordinierung und Abstimmung mit E-Control erforderlich

## /JPG

## **Reporting & Monitoring by ENTSO-E**

- ENTSO-E muss die Implementierung der ID und DA Ziele monitoren
- ENTSO-E muss einen "Monitoring Plan" erstellen der alle Reports entsprechend berücksichtigt und an ACER übermitteln
- Abstimmung in ENTSO-E erfolgt über Market Integration Working Group (MI WG) und TSOs
- TSOs stellen ENTSO-E die Daten für das Monitoring zur Verfügung
- Erstmalige Erstellung des zweijährigen Berichts für die Kapazitätsberechnung und vergabe
  - Der Bericht muss Informationen für jede Gebotszone, Gebotszonengrenze und Kapazitätsberechnungsregion enthalten
  - Nach Konsultation der Agentur einigen sich alle TSOs gemeinsam auf die statistischen und qualitativen Indikatoren für den Bericht
- Einreichung eines Vorschlags "ENTSO-E Monitoring Plan entsrtechend FCA-VO
   Artikel 63 Abs. 2 " erfolgt mit 17. April 2017



### Vielen DANK für Ihre Aufmerksamkeit!



## Back-up

## Abkürzungsverzeichnis

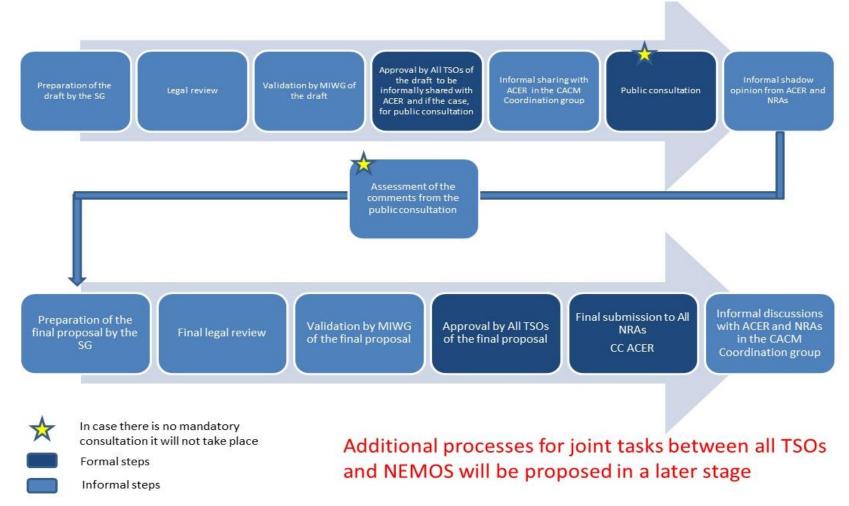


- ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- BZB: Bidding Zone Border
- CACM: Capacity Allocation and Congestion Management
- CCR: Capacity Calculation Region
- CEE: Central Eastern Europe
- CGMES: Common Grid Model Exchange Standard
- CID: Congestion Income Distribution
- CTF: Commercial Task Force
- CWE: Central Western Europe
- DA: Day Ahead
- DAFD: Day Ahead Firmness Deadline
- EB: Electricity Balancing
- ECA: Energie-Control Austria
- EIF: Entry Into Force
- FCA: Forward Capacity Allocation
- FTRs: Financial Transmission Rights (options and obligations)
- HAR: Harmonised Allocation Rules
- ID: Intraday

- JAO: Joint Allocation Office
- LT IGM Individual Grid Model for Longterm
- LT: Longterm
- LTCC-WG: Longterm Capacity Calculation Working Group
- LTR: Longterm Transmission Rights
- MC: Market Committee
- MIWG: Market Integration Working Group
- NEMO: Nominated Electricity Market Operator
- NRA: National Regulatory Authority
- NTC: Net Transfer Capacities
- PTRs: Physical Transmission Rights
- SAP: Single Allocation Platform
- SOC: System Operation Committee
- TSO: Transmission System Operator
- TTF: Technical Task Force
- UIOSI: Use-It-Or-Sell-It
- WG CA: Working Group Coordinated Auctioning
- WG FBA: Working Group Flow-Based Allocation



### All TSOs Tasks Process for CACM/FCA



AUSTRIAN POWER GRID AG 38