



Nouvelles exigences dans la gestion du système électrique européen & intermittence



Implications sur la conception, la programmation et le réglage des aménagements hydroélectriques

Joël-Rémy NICOLAS, EDF-DTG



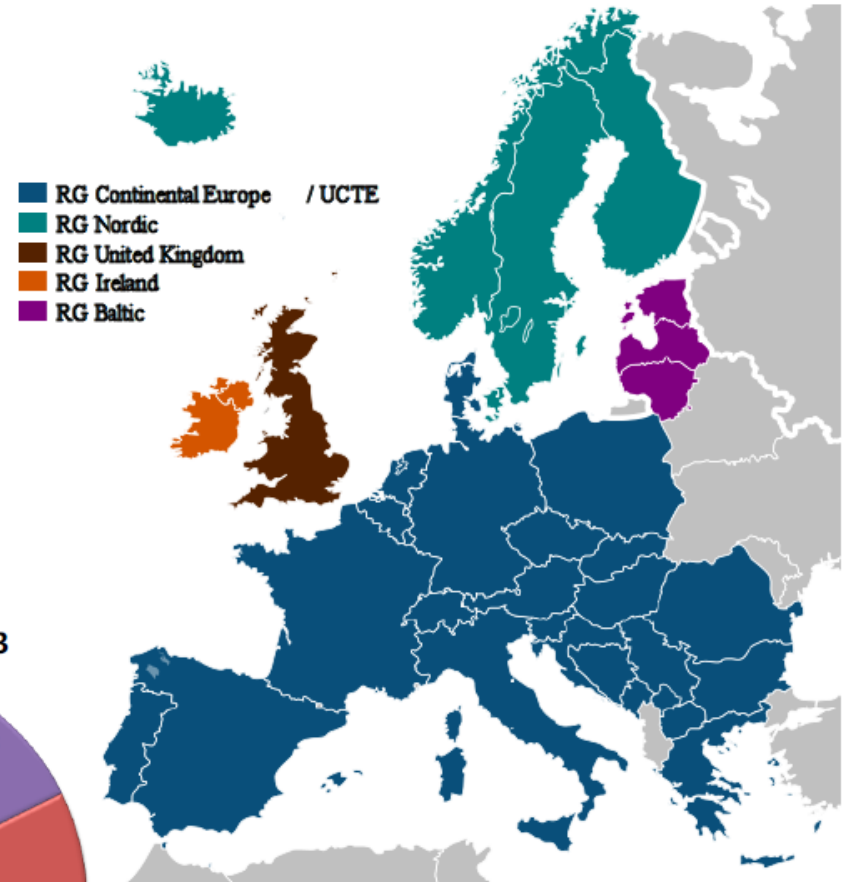
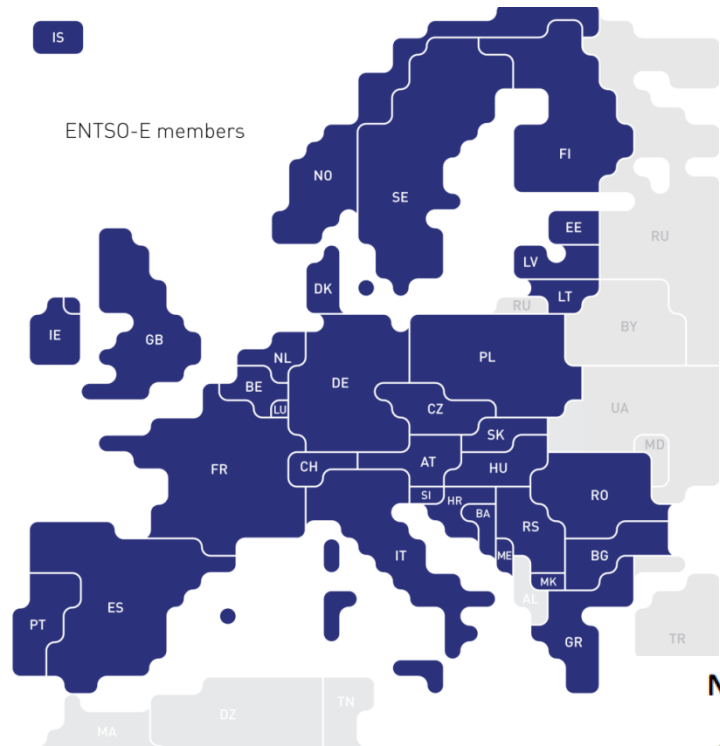
Colloque Hydro 21, Grenoble
21 novembre 2014



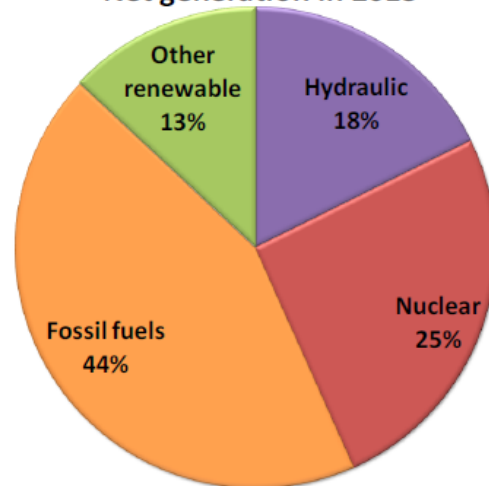
Sommaire

- ▶ Le système électrique européen et les enjeux associés:
 - Sûreté de fonctionnement
 - Fonctionnement accru en marché
 - Arrivée en masse d'énergie renouvelable intermittente
- ▶ Les codes de réseau et leur élaboration en cours
- ▶ Focus sur les codes LFCR (Réglage de fréquence-puissance & réserves) et Balancing (Ajustement)
- ▶ Atouts / points de vigilance associés relatifs à la production hydraulique
- ▶ Conclusion

Le système électrique européen ENTSO-E = European Network of Transmission System Operators - Electricity



Net generation in 2013



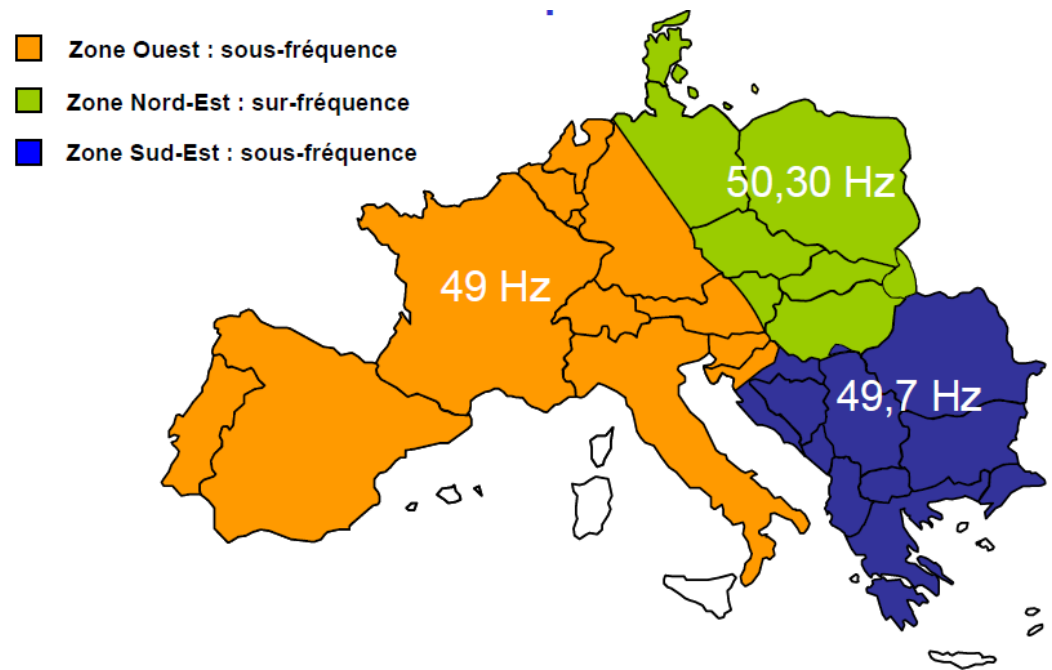
1^{er} enjeu du système électrique européen: la sûreté de fonctionnement

- ▶ **Black-out italien du 28 septembre 2003**



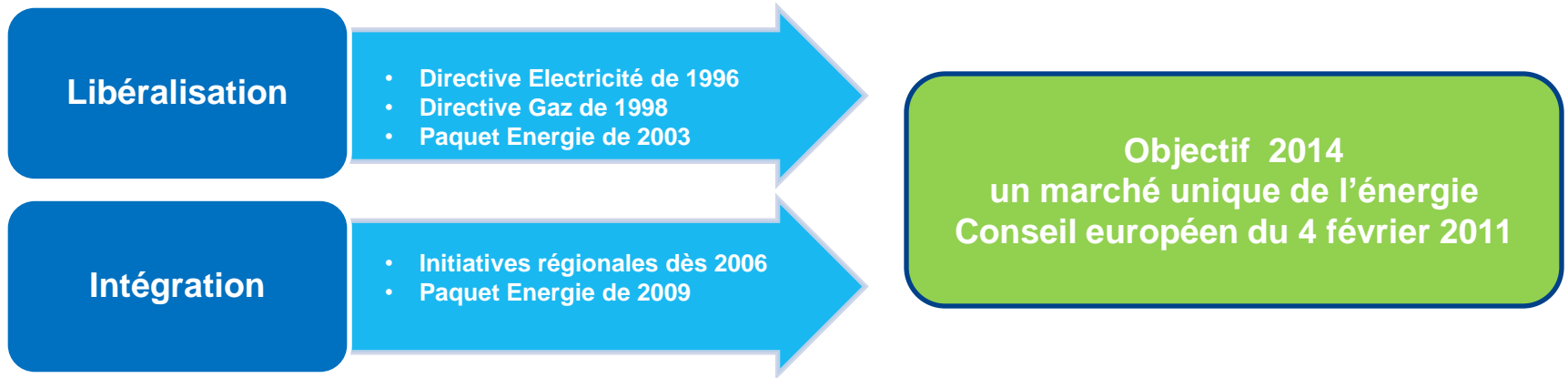
Europe vue du ciel pendant le black-out italien du 28 septembre 2003

- ▶ **Incident européen du 4 novembre 2006 : séparation de l'Europe électrique en 3 zones**
- ▶ **Zone Ouest: 16 700 MW de clientèle coupée, 10 700 MW de perte de production dont 4 100 MW de production éolienne**



2è enjeu du système électrique européen: le fonctionnement accru en marché

- ▶ **Un objectif politique : « création d'un marché unique de l'énergie en 2014 »**



- ▶ **Des objectifs en matière de régulation électrique et gazière posés par le IIIème paquet Énergie**

- promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ainsi que les échanges transfrontaliers
- assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide des réseaux européens de transport d'électricité et de gaz

au travers d'un socle d'harmonisation (codes de réseau = network codes)

- ▶ **Institution d'instances d'élaboration des codes européens (ENTSO - E & G) en 2009, création d'un régulateur européen en mars 2011 (ACER)**

2è enjeu du système électrique européen: le fonctionnement accru en marché

- ▶ **Accroissement souhaité des échanges au travers des interconnexions**

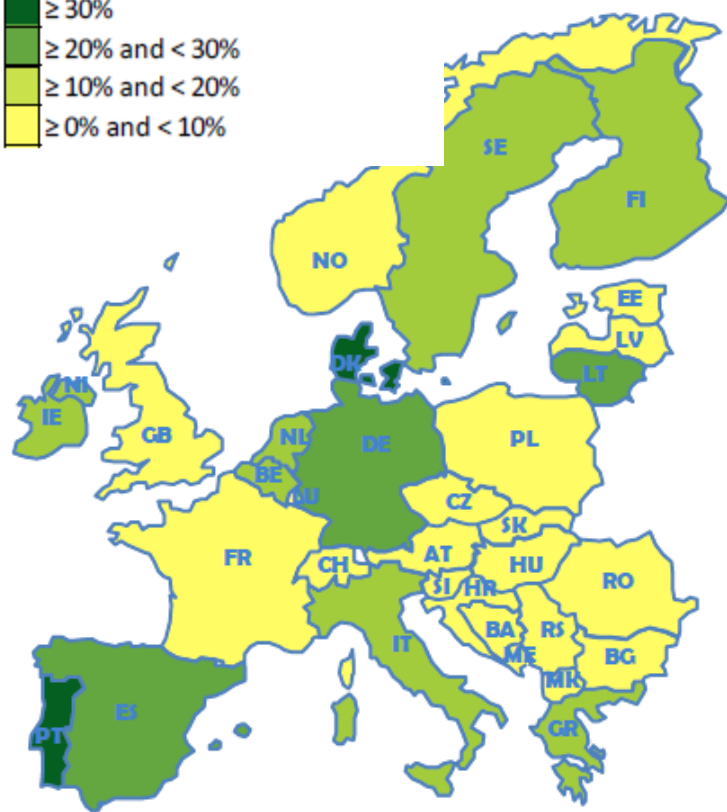
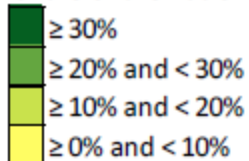
Exemple des flux d'échanges annuels 2012 (source: ENTSO-E)



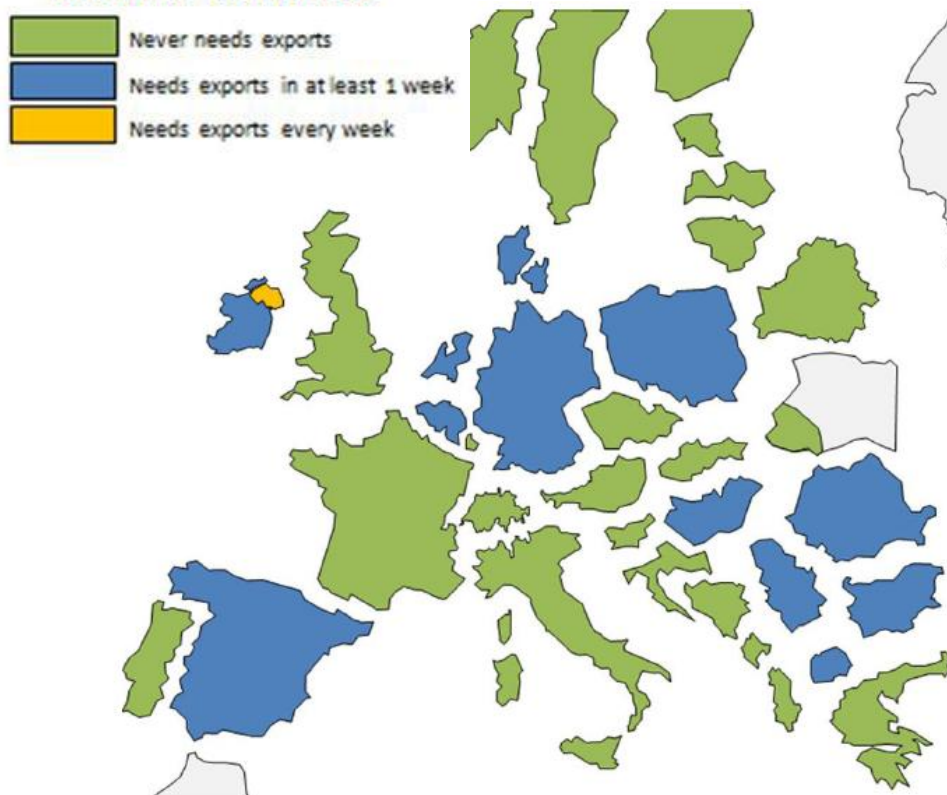
3^e enjeu du système électrique européen: l'arrivée en masse d'électricité intermittente

- ▶ 1^{ère} conséquence: Besoins d'export liés à excédent de production EnR hors hydro (ex. pour consommation de nuit 2013, source = ENTSO-E)

Share of the national generation :



NIGHTTIME CONDITIONS

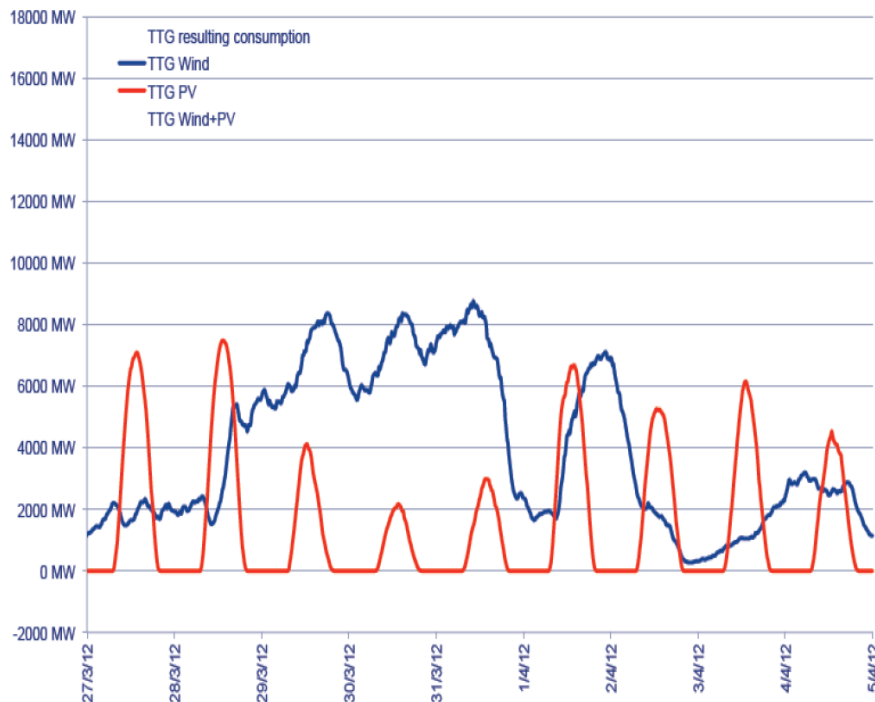


Overview (map) of the export needs for the night-time scenario

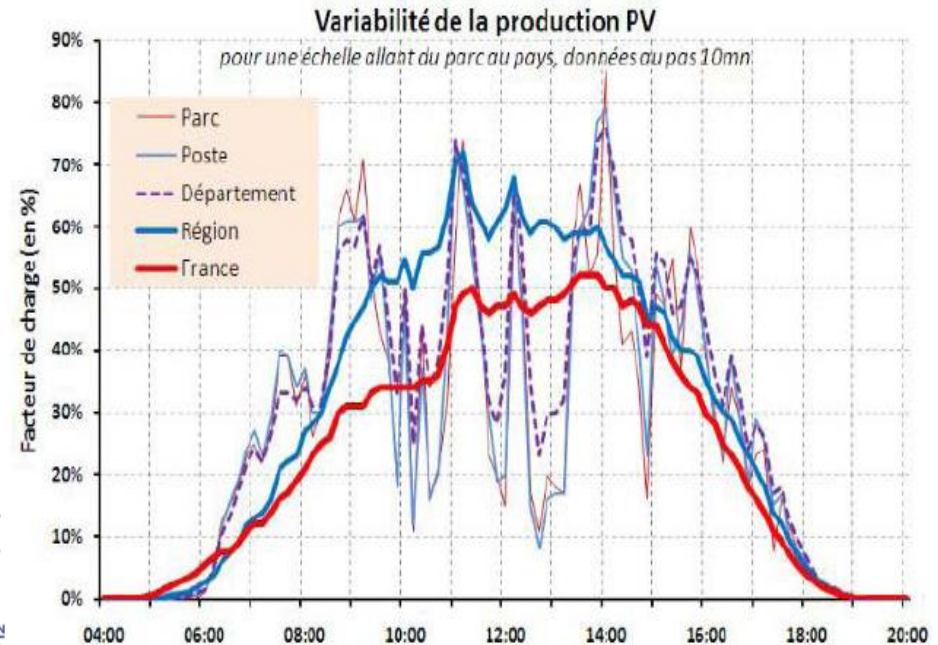
Share of renewable net generation excluding hydro in 2013

3^e enjeu du système électrique européen: l'arrivée en masse d'électricité intermittente

- ▶ 2^e conséquence: Grande variabilité de la production intermittente et incertitude associée dans la prévision: la pression va être accrue sur les capacités d'ajustement, dans un sens d'intégration des marchés



Variabilité quotidienne éolien et PV en Allemagne zone TenneT

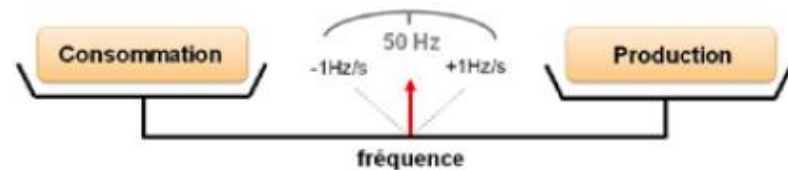


Variabilité de la production PV en France pour une journée (Neau, 2012)

3è enjeu du système électrique européen: l'arrivée en masse d'électricité intermittente

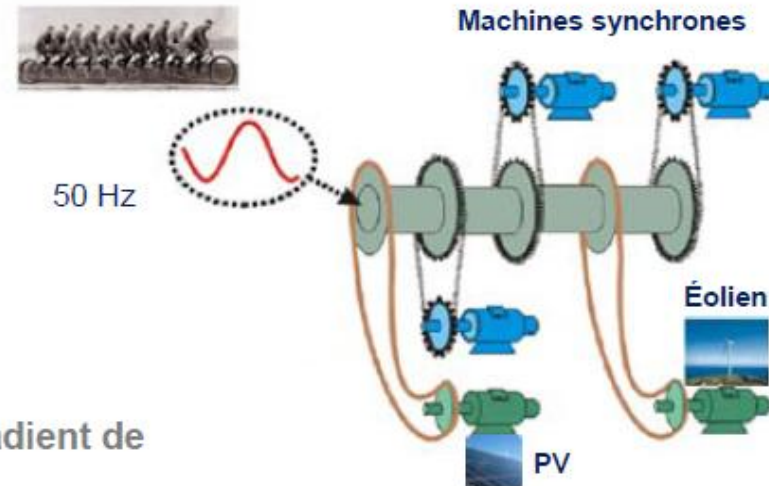
► 3è conséquence: Réduction de l'inertie globale du système électrique

- Variation de production ou consommation = écart de fréquence → nécessité des réglages de fréquence (fournis aujourd'hui par les producteurs conventionnels)



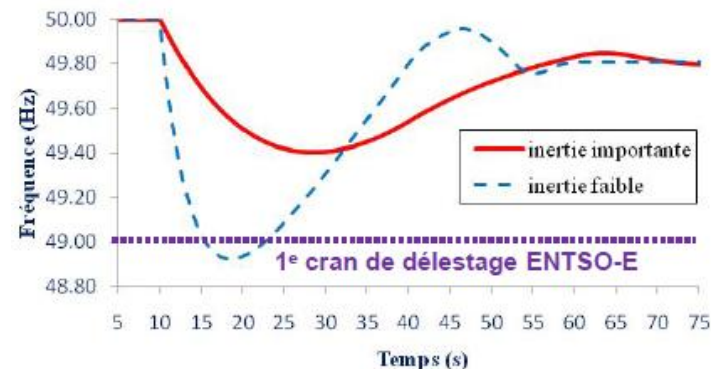
- Problématiques : réduction de l'inertie du système à fort taux de pénétration EnR

- Les producteurs synchrones contribuent naturellement à l'inertie du système
- L'éolien et le PV sont raccordés via une interface à électronique de puissance et ne contribuent pas à l'inertie



- Si déséquilibre (ex. : perte de groupe), le gradient de fréquence :

- est proportionnel au dimensionnement de l'incident
- est inversement proportionnel à l'inertie du système



Vers une réglementation européenne contraignante : les codes de réseau

Objet

Les codes de réseau sont des textes **contraignants** édictant des **règles et obligations communes d'ordre technique et commerciale**.

Champ d'application

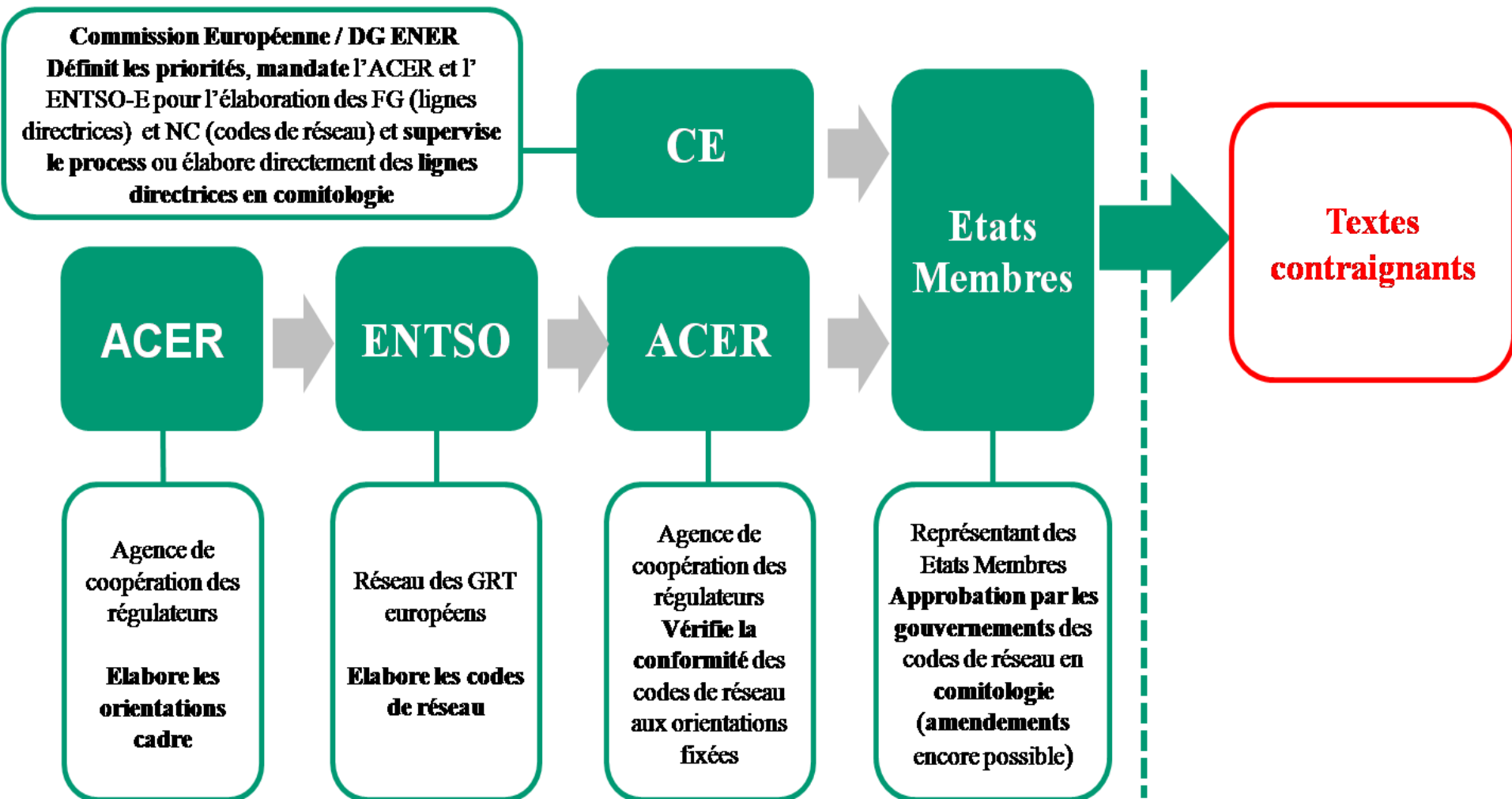
Les codes de réseau sont élaborés sur des **sujets transfrontaliers** ayant trait au **réseau** (accès et utilisation des réseaux) et à **l'intégration du marché européen**.

Thématiques

12 thématiques : sécurité et fiabilité du réseau, raccordement au réseau, accès des tiers, échanges de données, interopérabilité, procédures opérationnelles en cas d'urgence, allocation des capacités et gestion des congestions, équilibrage, transparence, tarifs de transport, efficacité énergétique, fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'ajustement.

Pour le domaine électrique, les codes sont élaborés par l'ENTSO-E

L'élaboration des codes de réseau: Quels acteurs ? Quelle procédure ?



Panorama des codes de réseau électrique européen en cours d'élaboration

Raccordement

- Raccordement des installations de production (RfG)
- Raccordement des distributeurs et des industriels (DCC)
- Raccordement en courant continu (HVDC)
- Procédures de raccordement (CP)

Exploitation du système électrique

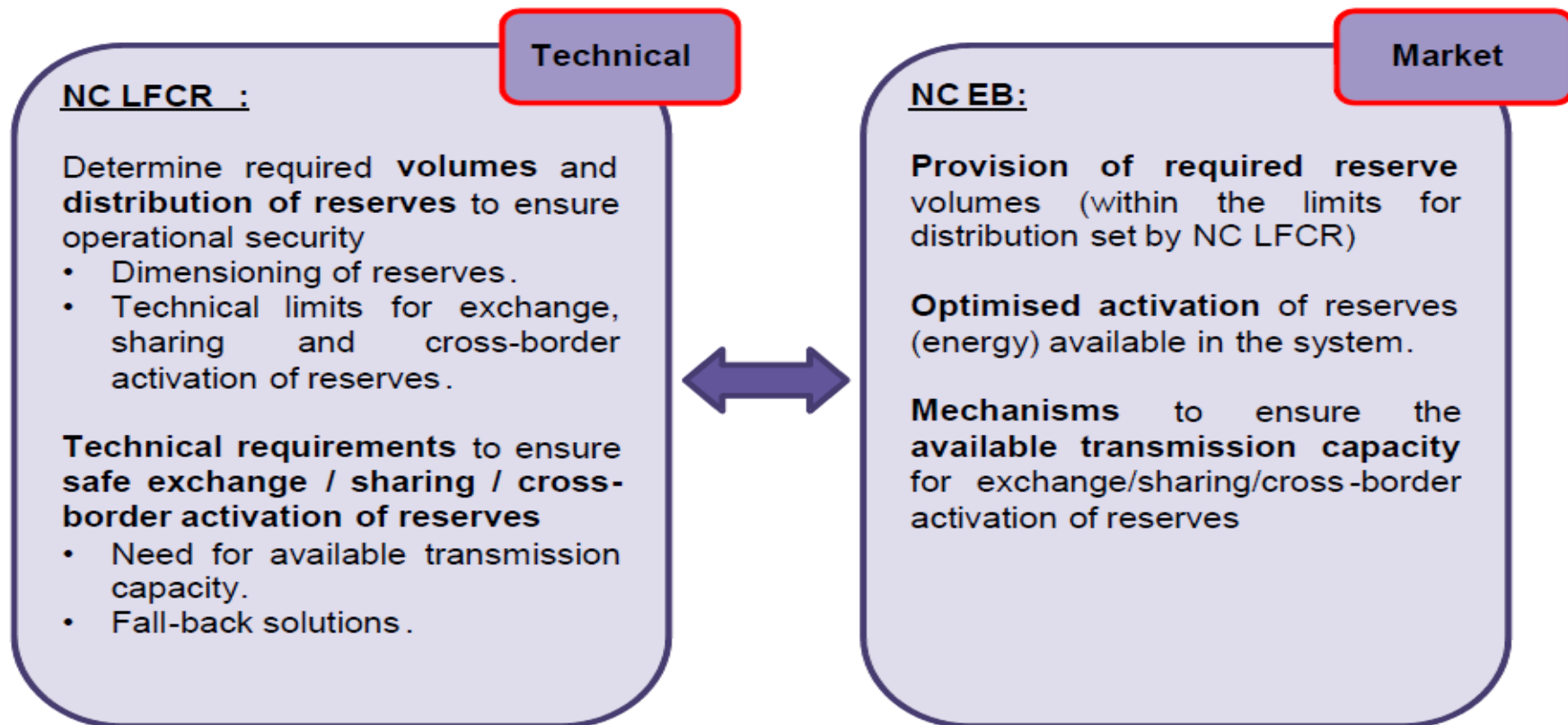
- Sécurité opérationnelle (OS)
- Planification et programmation opérationnelle (OPS)
- Réglages de fréquence – puissance et réserves (LFCR)
- Procédures opérationnelles et exigences en cas d'urgence (EP)
- Formation opérationnelle (ST)

Marché

- Allocation des capacités et gestion des congestions (CACM)
- Marchés « forward » (FCA)
- Ajustement (BAL)

Focus sur projets de codes de réseau LFCR (Réglage fréquence) et Balancing (Ajustement)

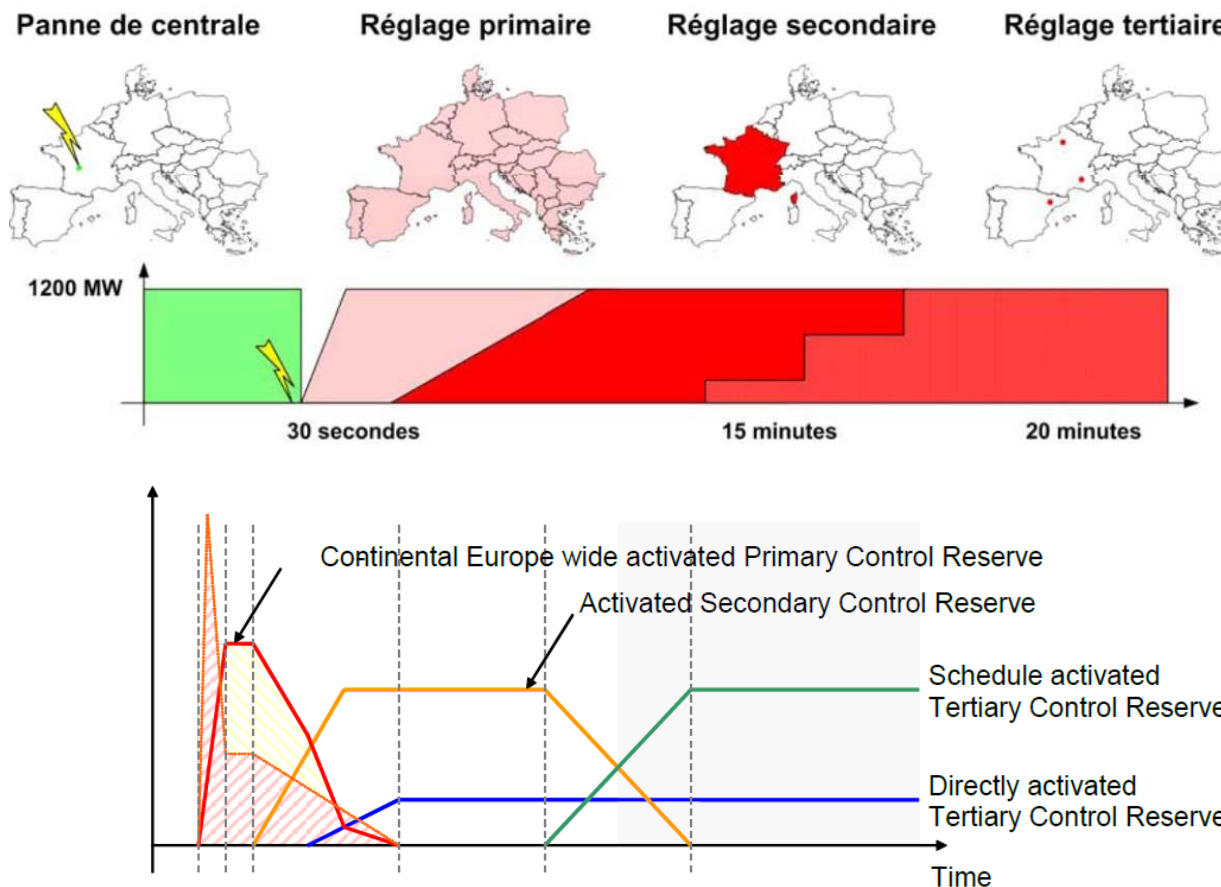
- ▶ Ces 2 codes sont liés à de la fourniture de réserve, le code LFCR étant essentiellement technique et couvrant l'ensemble des 3 réserves dénommées actuellement primaire, secondaire et tertiaire; le code Balancing est plus lié aux aspects marché et couvre les réserves secondaire et tertiaire



Réserves de puissance / Réglages de fréquence et ajustements

- Un vocabulaire différent de celui actuellement en vigueur sur le sous-système continental européen pour tenir compte de tous les sous-systèmes

Définitions actuelles Europe Continentale



Réserves de puissance / Réglages de fréquence et ajustements

- Un vocabulaire différent de celui actuellement en vigueur sur le sous-système continental européen pour tenir compte de tous les sous-systèmes (suite)

Définitions communes futures ENTSO-E: FCR, FRR, RR

Frequency Containment Reserves



Stabilization

Frequency Restoration Reserves



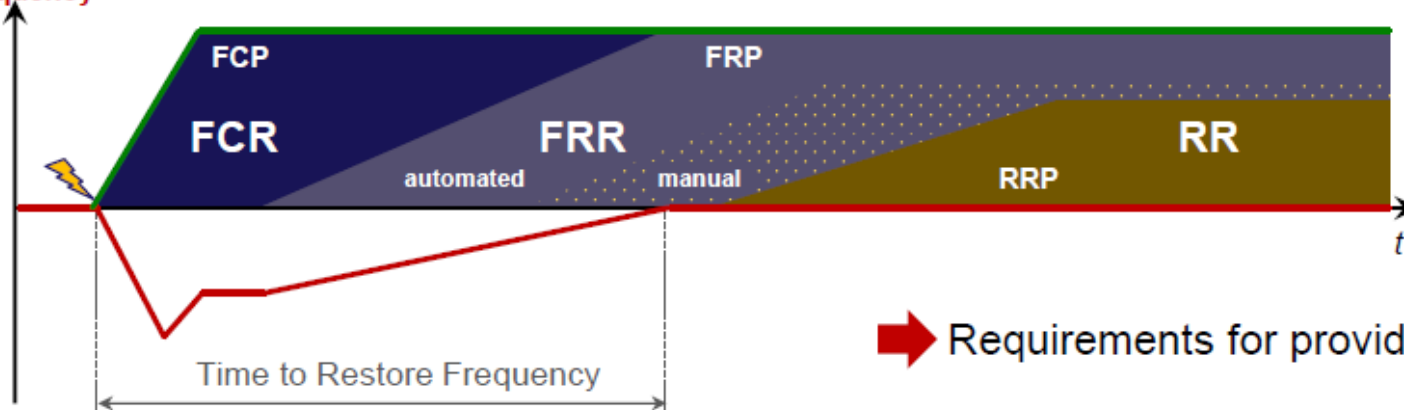
Control to Set-Point

Replacement Reserves



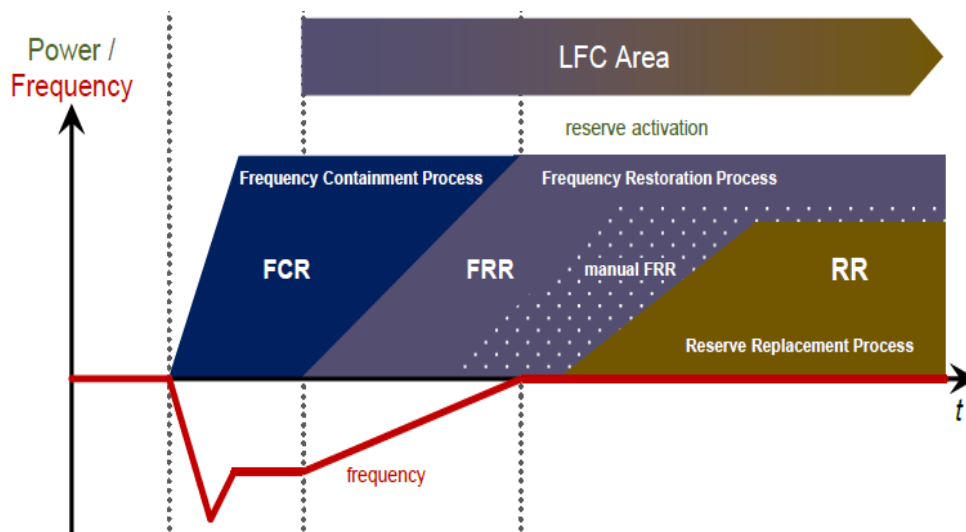
Release Used FRR

Reserves/
Frequency



Projet de code LFCR: Aspects dynamiques de la libération des réserves

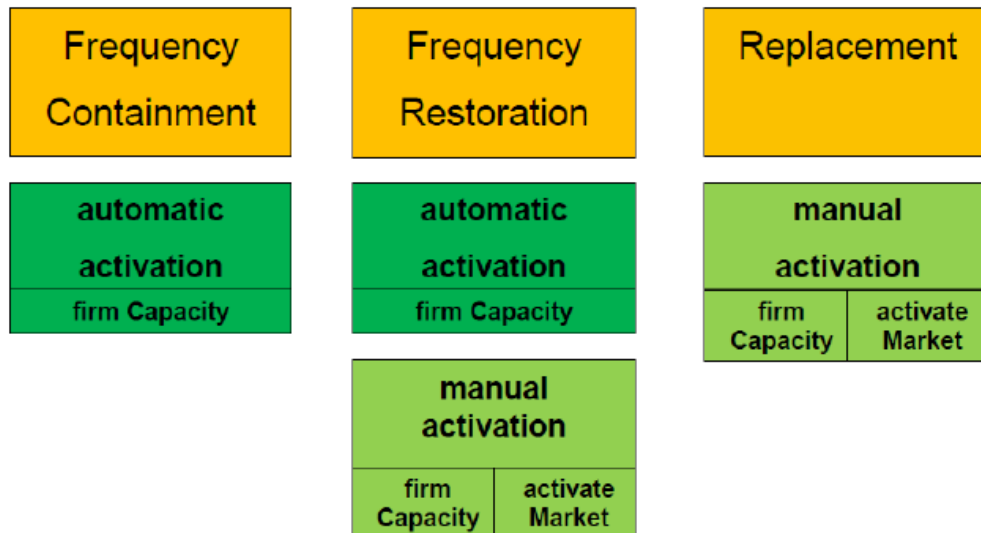
- Des dynamiques types différentes d'une zone synchrone à l'autre: ex. « Frequency containment reserve » (réglage primaire) en 30s pour un écart de fréquence de +/-200 mHz sur la zone Continentale (CE)



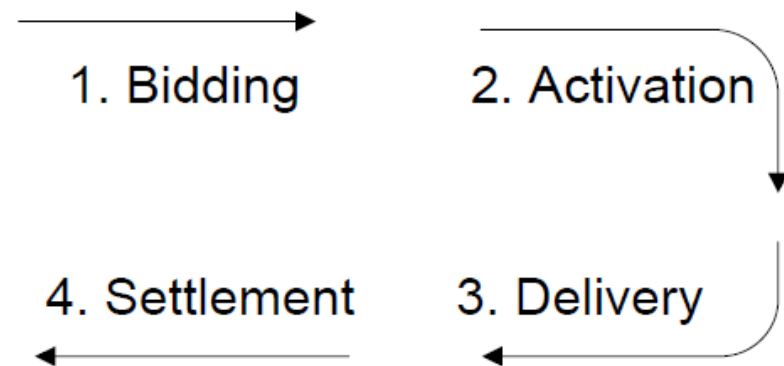
Sync. Area	Process	Product	Activation	Local / Central	Dynamic / Static	Full deviation	Full activation
IRE	FCR	Primary operating reserve	A	L	D / S	>±200 mHz	5 s
IRE		Secondary operating reserve	A	L	D / S	±200 mHz	15 s
NE		FNR (FCR N)	A	L	D	±100 mHz	120 s -180 s
NE		FDR (FCR D)	A	L	D	±500 mHz	30 s
CE		Primary Control Reserve	A	L	D	±200 mHz	30 s
GB		Frequency response dynamic	A	L	D	variable	variable
GB		Frequency response static	A	L	S	variable	variable

Projet de code Balancing / Ajustement: aspects généraux

- ▶ Parmi les 3 types de réserves et « sourcings » associés, le code va viser tout ce qui est « Frequency Restoration » et « Replacement »

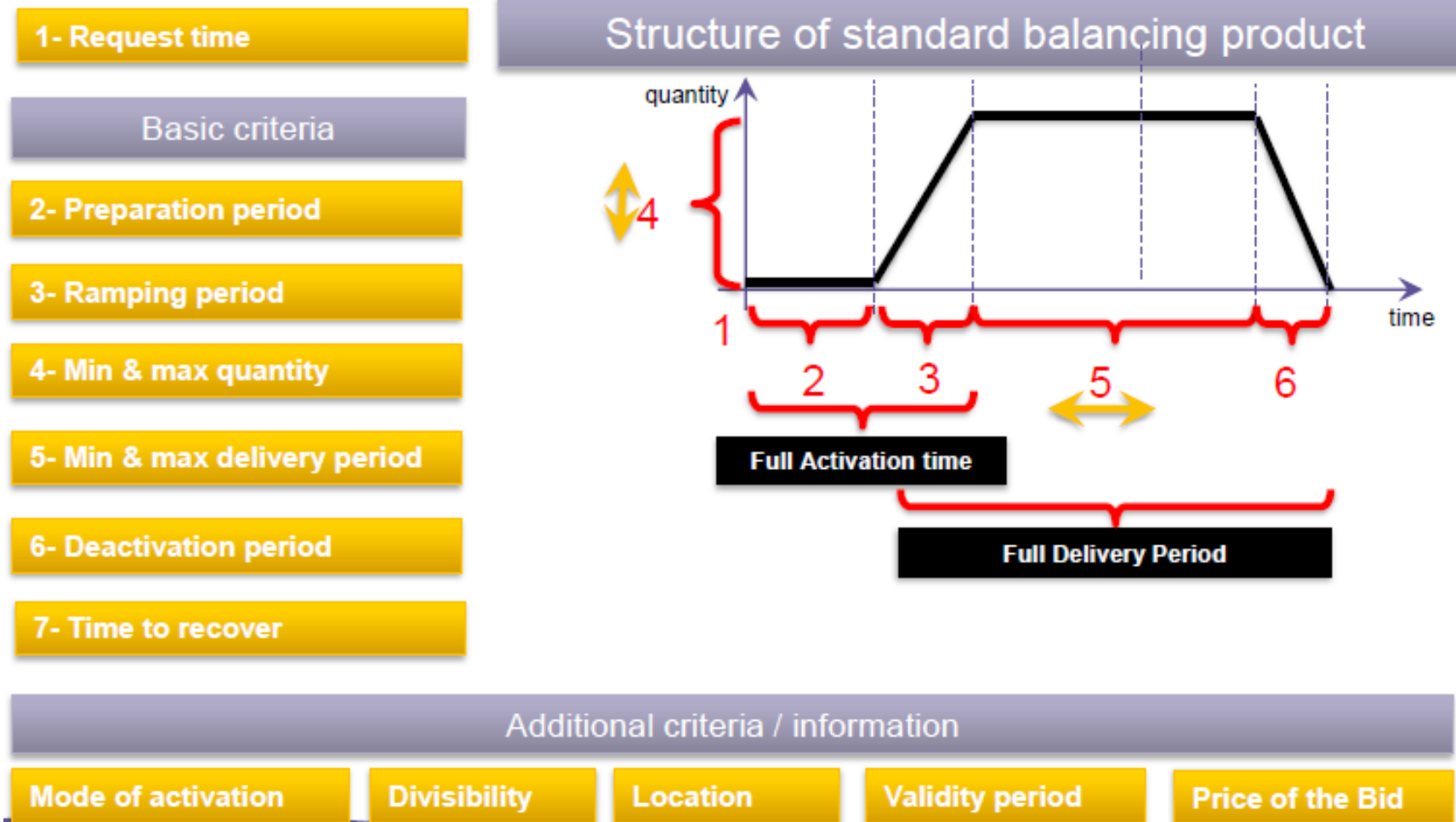


- ▶ Les étapes du processus opérationnel d'ajustement



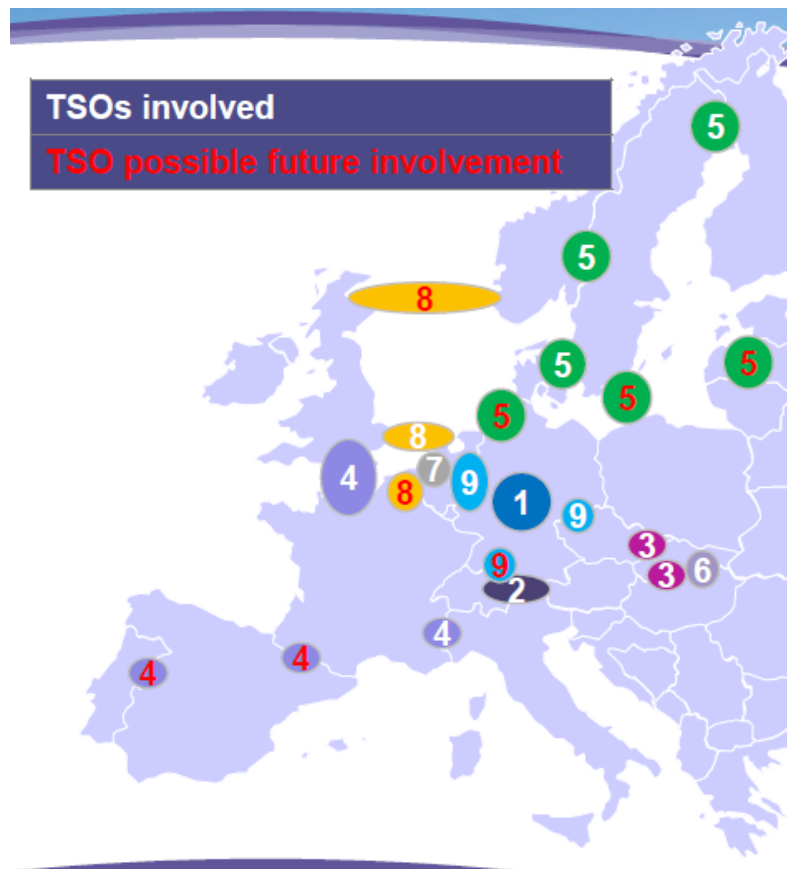
Projet de code Balancing / Ajustement: notion de produit standard

► Produit d'ajustement standard: aspects temps et quantité



Projet de code Balancing / Ajustement: projets pilotes en cours

- **Nombreux projets pilotes engagés** en 2012/2013 (GT de suivi de ces projets mis en place par ENTSO-E à l'automne 2014)

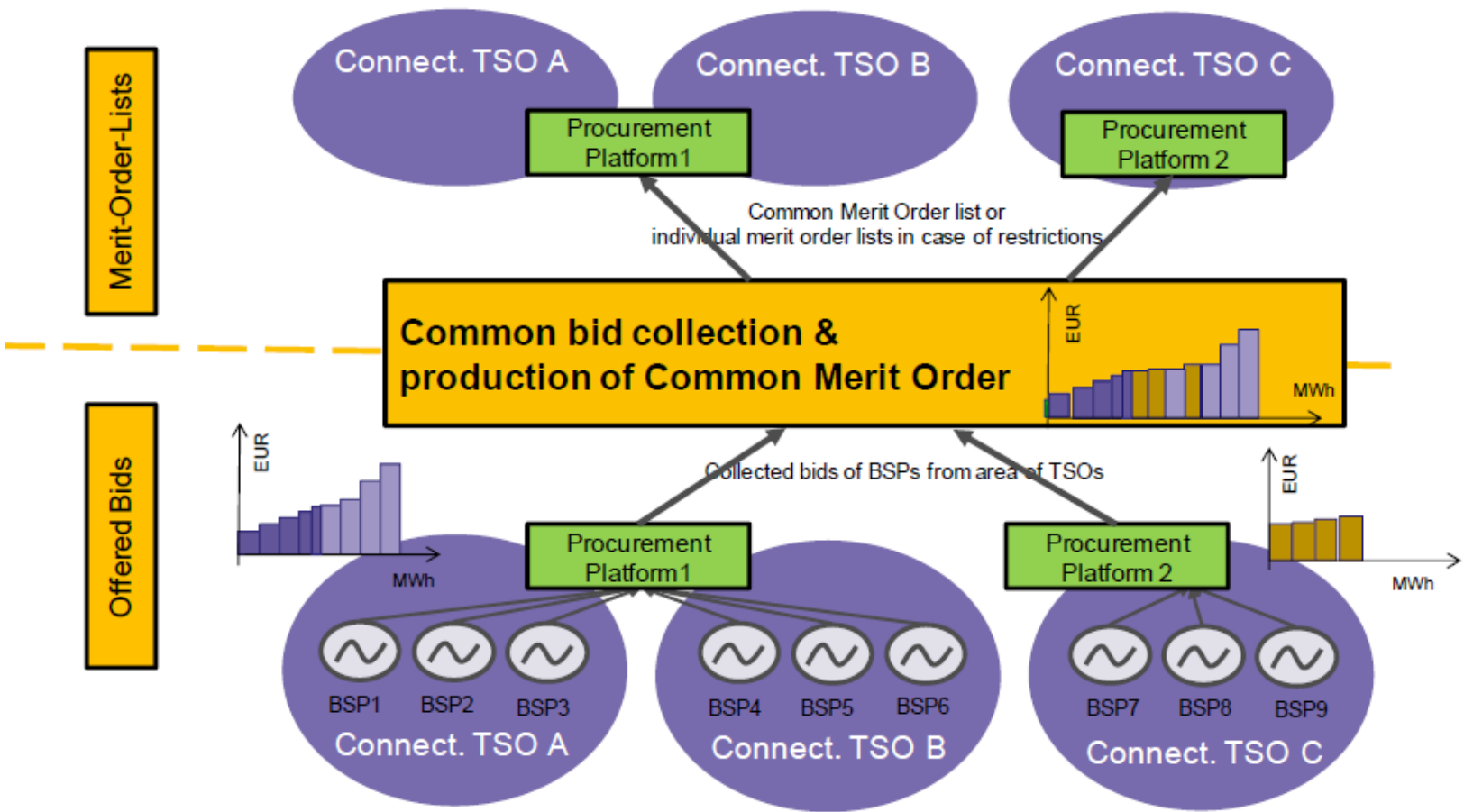


#	Project
1	CMOs for mFRR and aFRR with real Time Flow Based congestion management
2	Cross-border market for FCR based on TSO-TSO model
3	E-GCC
4	TERRE: Trans-European Replacement Reserves Exchange
5	Development of the Nordic RPM
6	Cross-border balancing market (between SEPS and MAVIR)
7	Design and evaluation of a harmonised reactive balancing market with cross-border optimisation of FRR while keeping control areas, bid zones, and Regulatory oversight
8	BritNed / TenneT / National Grid Balancing Services
9	IGCC aFRR-Assistance and Flow-Based Congestion Management.

Page 5

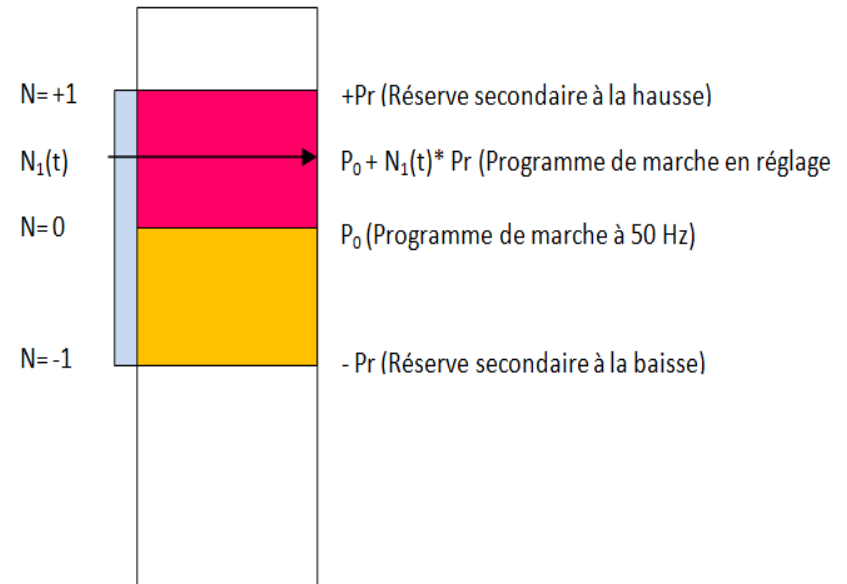
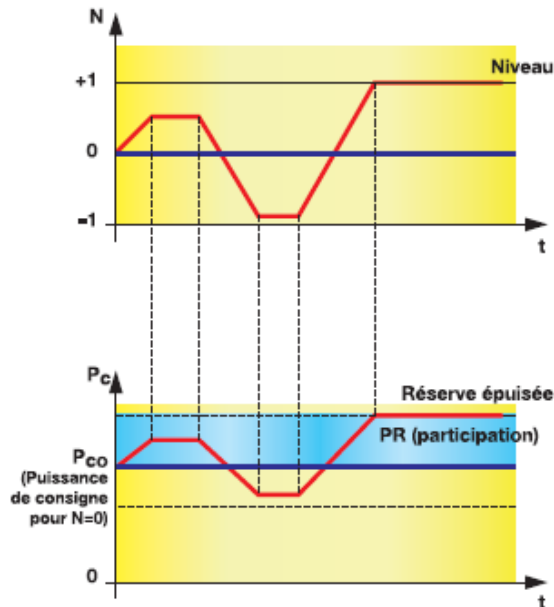
Projet de code Balancing / Ajustement: exemple de schéma futur d'offres

- ▶ Exemple de fourniture d'énergie d'ajustement avec liste commune de type « Merit order » (zone d'ajustement coordonnée avec 3 TSO)



Exemple d'évolution envisagée à court terme : réglage secondaire dissymétrique

- **Situation actuelle** en France notamment: **réglage symétrique** avec niveau $N(t)$ compris entre -1 et +1 affectant un taux de participation Pr :
 - variation de P_c = autour d'un programme P_0 entre $P_0 - Pr$ et $P_0 + Pr$



- **Situation future:** les groupes pourraient régler de façon **dissymétrique** uniquement à la hausse ou à la baisse par rapport à un programme P_0
 - Conséquence à voir / fonctionnement plus fréquent à charge partielle

Atouts et points de vigilance / Ajustement (FRR et RR) par la production hydraulique

► Atouts:

- L'hydraulique, en particulier de lac (STEP incluses) ou éclusée, est particulièrement adaptée à une demande accrue de flexibilité et d'ajustement, de par sa très bonne cinétique de démarrage / montée de charge
- Le fonctionnement de nombreuses turbines hydrauliques avec un bon rendement sur une large plage de réglage (voire très large pour les turbines Pelton) les rend très intéressantes pour l'ajustement de type FRR

► Points de vigilance:

- Conséquence sur la **durée de vie des équipements** et le **besoin accru de maintenance** lié à l'augmentation croissante du nombre de démarrages – arrêts des groupes: à quantifier dans le prix annoncé pour les offres de marché
- R&D à conforter sur le **fonctionnement à charge partielle des turbines Francis**, pour augmenter leur plage de fonctionnement
- Évolutions de **contrôle-commande** des centrales pour tenir compte des évolutions de programmation / ajustement

Atouts et points de vigilance / Réglage primaire de fréquence (FCR) par la production hydraulique

- ▶ **Atouts:** Outre l'apport d'inertie au système, l'hydraulique permet un réglage primaire en général aisé de l'ordre de +/- 10% de Pmax, avec peu de perte d'énergie
- ▶ **Points de vigilance** / évolutions souhaitées par code RfG et code LFCR:
 - Cas des usines à faible retenue / **tenue dans le temps exigée du réglage** (passage de 15 min à 30 min)
 - **Réglage des paramètres dynamiques des régulations de vitesse** : exigence de réponse en 30s sur des échelons de fréquence en zone continentale ⇒ augmenter la rapidité tout en respectant la stabilité
 - Pour les **nouvelles centrales**: bien veiller au **bon dimensionnement des adductions hydrauliques**, notamment la section de la cheminée d'équilibre
 - Pour les **centrales existantes avec cheminée d'équilibre de section faible**: examiner par études/essais les capacités dynamiques limites et les améliorations d'algorithmes de régulation possibles

Conclusion - perspectives

- ▶ Des opportunités certaines pour l'hydraulique dans le cadre de l'arrivée en masse d'électricité intermittente sur le système électrique européen, grâce à:
 - Très bonnes capacités de flexibilité et de cinétique de démarrage + montée en puissance
 - Apport d'inertie au système électrique global
 - Capacités de réglage sur une large plage de fonctionnement avec des pertes de rendement raisonnables sur un bon nombre d'aménagements
- ▶ Mais des points de vigilance à approfondir:
 - Conception adaptée des centrales neuves (adductions, turbines et alternateurs, transformateurs, contrôle) dont STEP à vitesse variable / code de raccordement
 - Réduction de durée de vie des matériels, liée à la flexibilité accrue
 - Aptitude des turbines au fonctionnement accru à charge partielle
 - Adaptation contrôle-commande & régulation de vitesse des centrales existantes

Merci pour votre attention!

