Le réseau de l'intelligence électrique

GL SO
Présentation CAR

18/10/2016

1 – Généralités sur l’organisation de la présentation

2 – OS : Operational Security

3 –OPS : Operational Planning and Scheduling

4 – LFC-R : Load-Frequency Control and Reserves

Le réseau de l'intelligence électrique

1 – Généralités sur l’organisation de la présentation

2 – OS : Operational Security

3 –OPS : Operational Planning and Scheduling

4 – LFC-R : Load-Frequency Control and Reserves

Organisation générale du document

GL SO = FUSION 3 PRÉCÉDENTES PROPOSITIONS DE NC

Part 1 – General provision

Part 2 – Operational Security -> OS Pascal Espigat (CE Marseille)

Part 3 – Operational Planning -> OPS Benoît Jeanson (DEXPL)

Part 4 – Load-Frequency Control and Reserves -> LFC-R Karinne Rubiolo (CNES)

Part 5 – Final provisions

1 – Généralités sur l'organisation de la présentation

2 – OS : Operational Security

3 –OPS : Operational Planning and Scheduling

4 – LFC-R : Load-Frequency Control and Reserves

OS – Portée du document

Titre I - surveillance et actions sur le réseau:
État du réseau, aléas, analyses, parades, limites (U/Q, Icc, I/P), protections

Titre II – échanges de données entre acteurs:
Entre GRT /avec GRD / avec propriétaires d'interconnexions, d'HVDC et unités de production / avec unités de production raccordées au GRD / avec installations de consommation

Titre III – partage des rôles et responsabilités entre acteurs:
USR / GRD / GRT
Essais d'exploitation

Titre IV – formation:
Dispatchers / planificateurs, réseau, EOD

OS – Niveau de conformité



Pour les titre I (opérations) et IV (formations):
Conforme grâce à une doctrine interne solide et un pilotage métier efficace

Pour les titres II et III:
Concernant les données échangées avec les producteurs raccordés au RPT, conforme grâce aux arrêtés techniques de 2008 et 2010

OS – zoom sur les échanges de données (1/7)



Exigences (organisations, rôles, responsabilités) concernant les échanges de données:

- À préciser dans les 6 mois entre GRT (Art. 40-6)
- À préciser dans les 18 mois avec les autres utilisateurs du réseau (distributeur, producteurs, consommateurs, agrégateurs, acteurs d'effacement, propriétaires HVDC, …) (Art. 40-7)

Pour mémoire, les articles 41 à 53 s'appliquent 18 mois après l'entrée en vigueur du règlement (Art. 192)

OS – zoom sur les échanges de données (2/7)

➢ **Un titre essentiel du code, qui fournit une réponse consistante et adaptable à une problématique critique**

- ❑ Les données, permettant l'observabilité du système électrique et sa commandabilité, sont essentielles pour que les GRT puissent effectuer leurs missions, et cela doit être traité dans le contexte de la transition énergétique (croissance des énergies renouvelables et des services rendus par la demande)
- ❑ Ce chapitre remédie à l'hétérogénéïté des dispositions nationales sur ce thème
- ❑ Objectif: assurer la disponibilité pour les GRT des données requises à toutes les échéances (qu'elles proviennent des USR, des GRD, ou qu'elles soient échangées entre GRT)
- ❑ Couvre tous les types de données : structurelles, prévisionnelles et temps réel

NB: le code est conçu pour couvrir les besoins d'échange de données, permettant de couvrir les différences de limites selon les pays entre réseaux de transport et de distribution (20 kV radial versus 110 kV maillé)

OS – zoom sur les échanges de données (3/7)

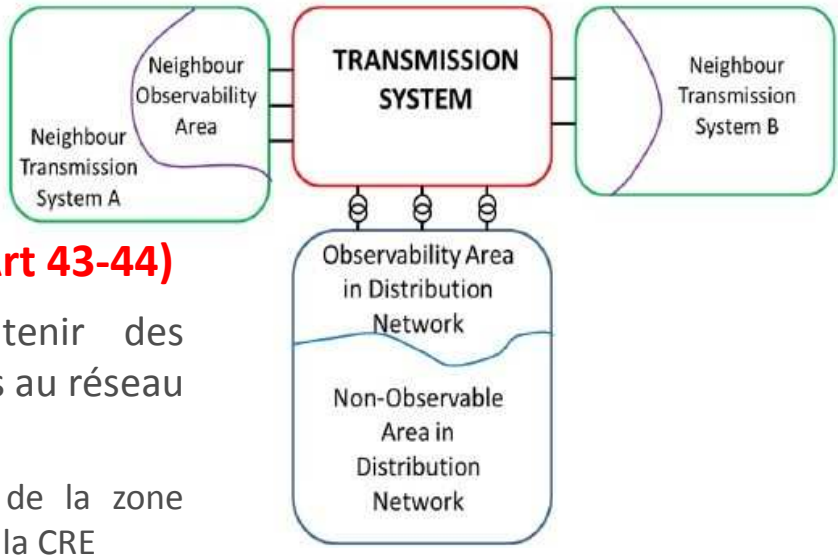
➢ Chapitre 1: Principes généraux (Art. 40)

- ❑ Un principe: chaque GRT peut accéder à l'ensemble des informations définies dans les articles du chapitre
- ❑ GRT et GRD doivent coopérer pour définir les process d'échanges d'information (*efficaces, efficients et proportionnés*) entre eux, y compris infos relatives aux USR
- ❑ Les GRD et USR raccordés au réseau de transport peuvent accéder aux informations relatives aux équipements du réseau de leur point de raccordement

OS – zoom sur les échanges de données (4/7)

➢ Chapitre 2: Echanges entre GRT (Art. 41-42)

- ❑ Echanges de l'ensemble des données nécessaires pour les études de sécurité prévisionnelles (OPS & CACM), i.e. pour construire le « Common Grid Model », assurer la sûreté en temps réel (protections, états, infos EAS, données TR sur la zone d'observabilité, …)



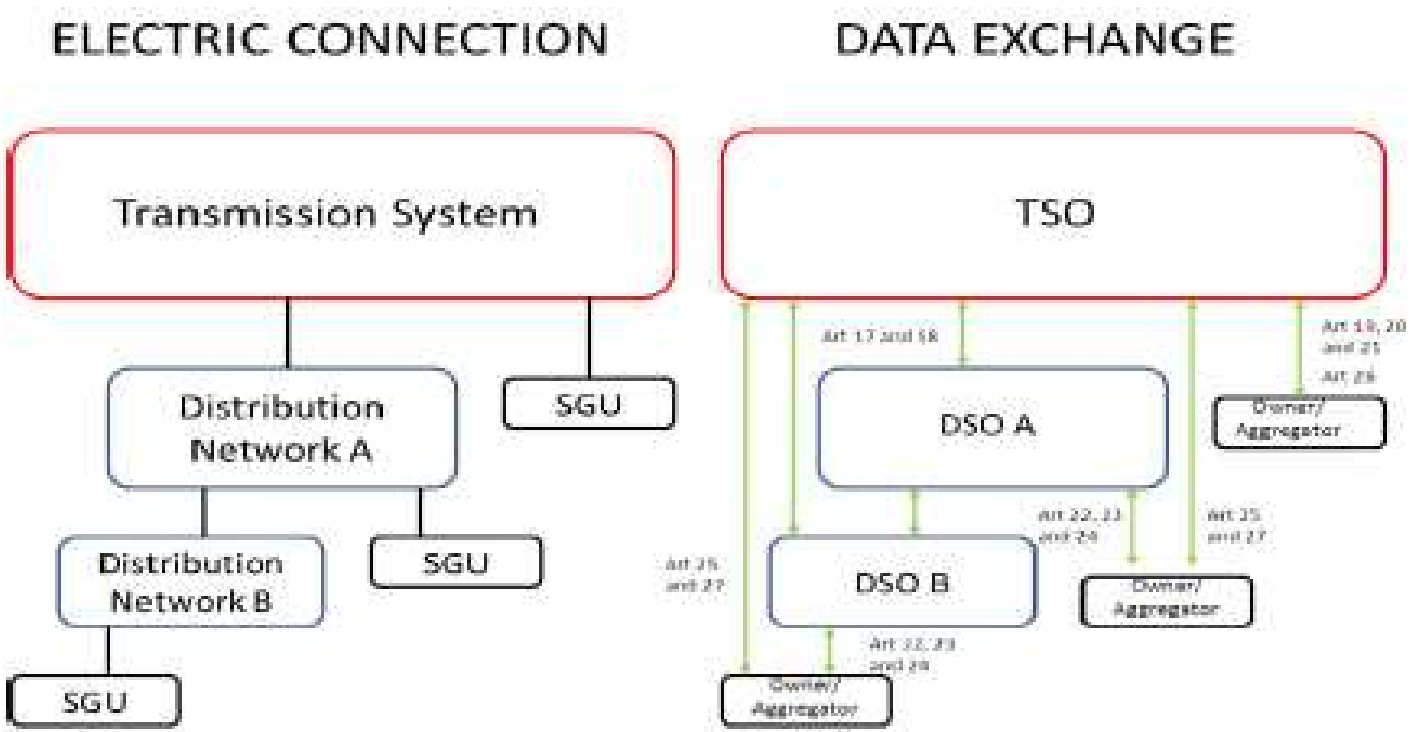
➢ Chapitre 3: Echanges entre GRT et GRD (Art 43-44)

- ❑ La zone d'observabilité peut contenir des éléments du réseau des GRD raccordés au réseau de transport
  - ✓ Méthodologie (OPS) de détermination de la zone d'observabilité soumise à approbation de la CRE
- ❑ Les données à transmettre au GRT par les GRD concernent notamment la description de ces éléments, et en temps réel: les transits actifs et réactifs dans ces éléments, la meilleure estimation des consommations et productions agrégées sous-jacentes.

OS – zoom sur les échanges de données (5/7)

- **Chapitre 4: Echanges entre GRT et propriétaires de lignes HVDC ou d'interconnexions ou de groupes raccordés au réseau de transport (Art. 45-46-47)**
  - Données structurelles décrivant les performances (reconstitution, comportement dynamiques, …)
  - Données prévisionnelles (disponibilité, plans de production, réserves…)
  - Données temps réel (P, Q, position DJ…)
- **Chapitre 5: Echanges entre GRT, GRD et USR raccordés au réseau de distribution (Art. 48-49-50-51)**
  - Un principe: le code s'appuie sur le constat de choix techniques existants différenciés pour les échanges de données relatives à ces USR ainsi que des besoins variables d'information des GRD
    - ✓ A priori, les données seront transmises systématiquement en parallèle aux GRD et GRT
  - Les données à transmettre sont de même nature que celles demandées aux groupes raccordés au réseau de transport.
    - ✓ Pour les données temps réel, le GRT et GRD doivent se coordonner pour définir celles qui peuvent être transmises par le GRD au GRT sous un format agrégé.
    - ✓ Selon le circuit d'échange retenue, existence d'un principe de mise à disposition de ces données du GRD vers le GRT ou du GRT vers le GRD.

OS – zoom sur les échanges de données (6/7)



OS – zoom sur les échanges de données (7/7)

➢ **Chapitre 6:**

Echanges entre GRT et Consommateurs raccordés au réseau de transport (Art. 52)

- Envoi au GRT des infos relatives à prévision et la réalisation de soutirage, et relatives aux possibilités d'effacement si participation à DSR

Echanges entre GRT et Consommateurs (fournissant DSR) raccordés au réseau de distribution ou Agrégateurs (Art. 53)

- Données relatives aux capacités de DSR, valeurs prévues, valeurs effectives
- Pour les Agrégateurs, les données doivent être fournies sur une zone géographique donnée définie par les GRT et GRD.

1 – Généralités sur l'organisation de la présentation

2 – OS : Operational Security

3 –OPS : Operational Planning and Scheduling

4 – LFC-R : Load-Frequency Control and Reserves

OPS – organisation

Titre 2 - Analyse de Sécurité (AS) (art. 72-81)

Organisation
Échéances : A-1 / S-1/ J-1 / IJ / proche TR (art. 72-74)
Organisation régionale - RSC (art. 75-78)

Réseau
Création CGM (art. 79)
Coordination indisponibilités (art. 80)

EOD
Adéquation (art. 81)

Titre 5 – Services systèmes (art. 108-109)

Titre 1 – Données AS (art. 64-71)
Scénarios
IGM
CGM

Titre 3 – Planification (art. 82-103)
Ch. 1 Acteurs (art. 82-90)
Ch. 2 planning (art. 91-100)
Ch. 3 mise en œuvre (art. 101-103)

Titre 4 – Adéquation (art. 104-107)

Titre 6 – Programmation (art. 110-113)

Titre 7 – OPDE (art. 114-117)
plate-forme d'échanges des données du planning opérationnel

Rte Le réseau de l'intelligence électrique

OPS – points particuliers

UNE SPÉCIFICITÉ DE CETTE PARTIE

Plusieurs exigences ne peuvent être déclinées que lorsque les **méthodologies** suivantes seront établies:

CGM : Common Grid Model (art. 64-71 et art. 79)

Analyse de sécurité : en cours d'élaboration, qui doit couvrir les exigences

- Méthodologie de coordination des analyses de sécurité (art. 75)
- Méthodologie d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités (art. 84)

UNE DIVERSITES DE PERIMETRES UTILISES OU DEFINIS

Zone de contrôle : non définie dans le GL, mais correspond au périmètre des actifs du GRT

Zone d'observabilité : produit de sortie de la méthodologie (75.1.a) utilisé dans la partie II (OS) pour la surveillance et III pour les études prévisionnelles. Concerne les équipements chez les TSOs voisins et GRD et GRFD.

Liste des défauts externes : produit de sortie de la méthodologie (75.1.a) utilisé dans la partie II pour la surveillance et la partie III pour les études prévisionnelles

CCR : Région de Calcul de Capacité : concept issu de GL CACM et décliné dans une méthodologie ad'hoc, qui est utilisée dans le GL SO pour déterminer les périmètres d'actions des RSCs

Outage Planning Coordination Region : Région de coordination des indisponibilités = 1 ou plusieurs CCR (art. 80)

Liste des actifs pertinents : définitions du périmètres des actifs devant être intégrés dans la gestion du planning (art. 84)

OPS – Focus Processus planning (1/2)

- Art. 93 : Avant Aout A-2 : Analyse par le GRT des plannings disponibles via transparence
- Art 94 : Avant 1er aout : les agents de plannings soumettent leurs plannings de disponibilité => le GRT examine, et prend en compte les modifications par ordre d'arrivée.
- Art 95 - 96 : le GRT analyse, détecte les incompatibilités, demande des aménagement aux parties concernées, et propose le cas échéant un planning alternatif (notifiant le régulateur). Ce processus commence (95) avec les parties prenantes autres que réseau, puis (94) les gestionnaires de réseau.
- Art 97 : Avant 1er novembre A-1 : Publication aux parties prenantes d'un planning annuel
- Art 98 : Coordination entre GRT
- Art 99 : Avant le 1er Décembre : Publication aux parties prenantes du planning annuel final.

OPS – focus Processus planning (2/2)

- Art. 100 : vie du planning – demandes de modification / analyse des incompatibilités par le GRT (mêmes principes que art. 95-96).

- Art 101 : gestion des période de test (plan de test / programmes / topologies)

- Art 102 : Procédures pour la gestion des indisponibilités forcées : en cas d'indisponibilité compromettant la sécurité d'exploitation.

- Art 103 : mise en œuvre du planning

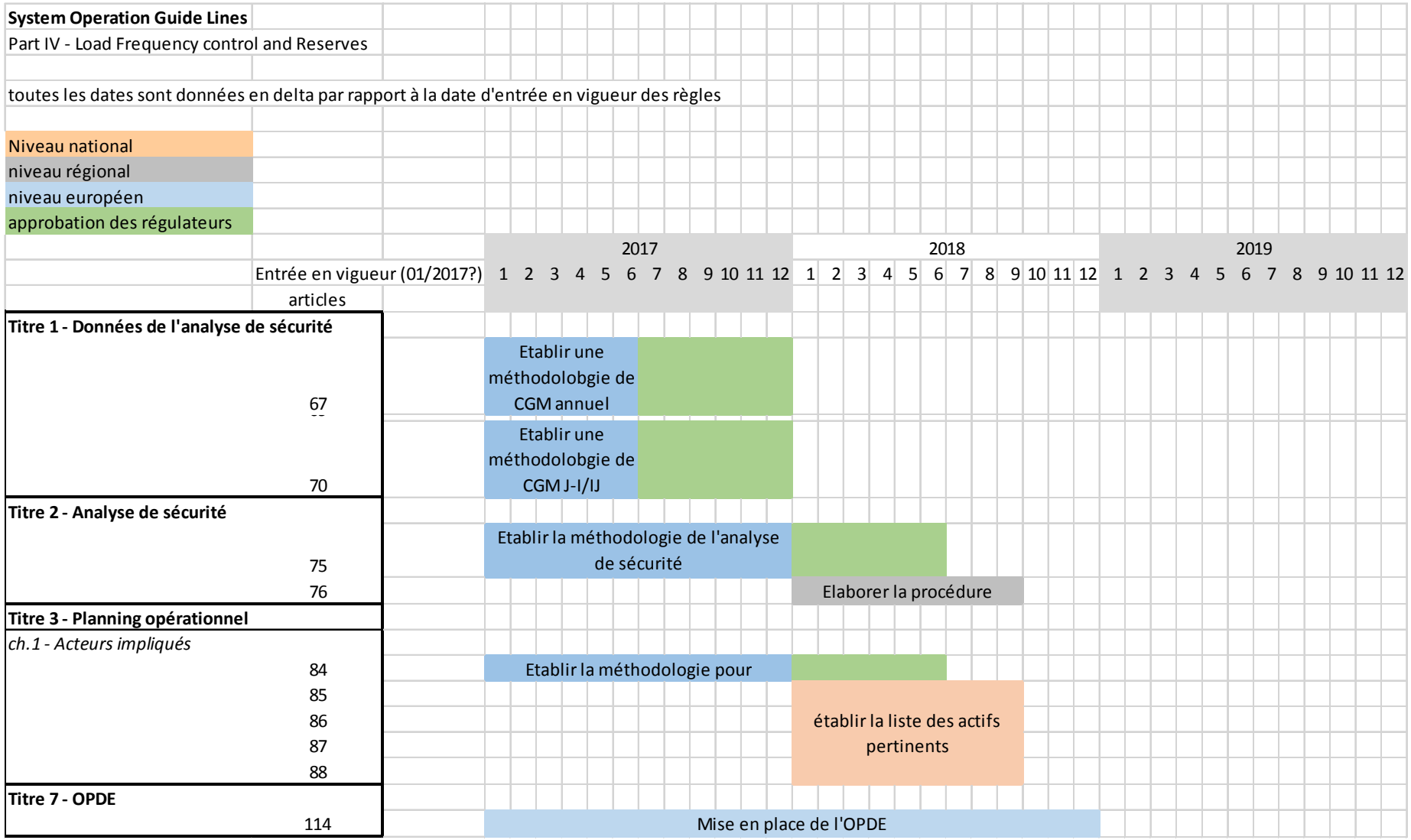
OPS – dates du GL SO

System Operation Guide Lines

Part IV - Load Frequency control and Reserves

toutes les dates sont données en delta par rapport à la date d'entrée en vigueur des règles

Niveau national
niveau régional
niveau européen
approbation des régulateurs



1 – Généralités sur l'organisation de la présentation

2 – OS : Operational Security

3 –OPS : Operational Planning and Scheduling

4 – LFC-R : Load-Frequency Control and Reserves

PERIMETRE COUVERT

LA PARTIE LOAD FREQUENCY CONTROL & RESERVES DÉCRIT LES EXIGENCES OPÉRATIONNELLES EN TERMES DE :

- réglage de la fréquence
- caractéristiques techniques de fournisseurs de réserves

Qualité de la fréquence

-Critères de réglage de la fréquence
-Indicateurs de performance par Zone synchrone et LFC Block

Structure et Sureté

-Rôles et responsabilité des GRT en fonction de leur organisation
-Processus obligatoires (FCR et FRR)
-Processus optionnels (RR, Imbalance netting, échanges, mutualisation)
-Gestion des états : normal et alerte

Réserves : Exigences

Pour les GRT :
-Dimensionnement des réserves (FCR, FRR et RR)
-Monitoring des fournisseurs
Pour les fournisseurs
-Exigences techniques en fonction du type
-Disponibilité
-Transmission de données pour le monitoring

Echanges et mutualisation

Définition des limites sureté pour les processus d'échange et de mutualisation des réserves :
-Dans une zone synchrone
-Entre deux zones synchrones

Transparence des données

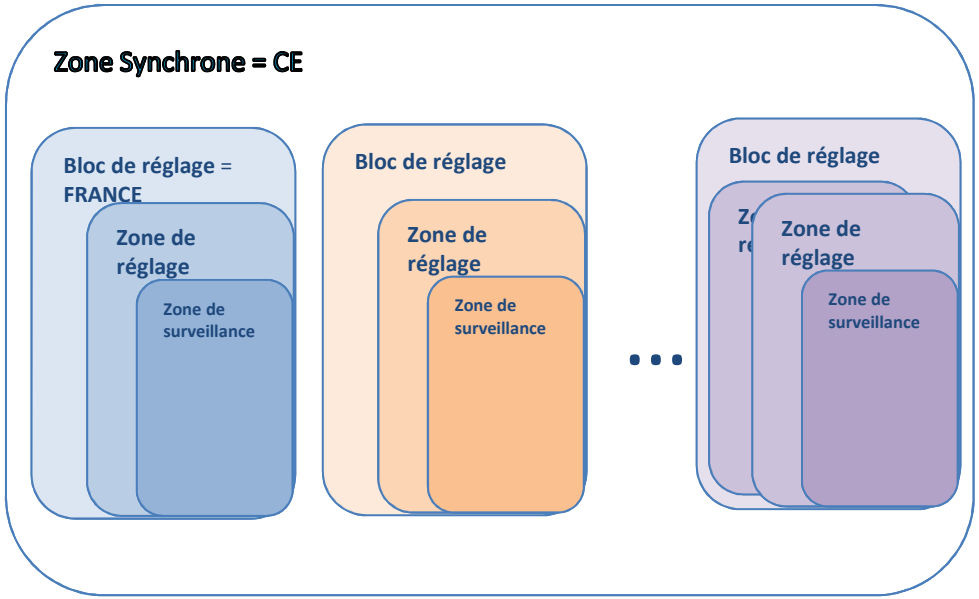
- Définition de toutes les données à publier

Rte Le réseau de l'intelligence électrique

QUELQUES DIFFÉRENCES PAR RAPPORT À AUJOURD'HUI

REDÉFINITION DES ZONES DE RÉGLAGES

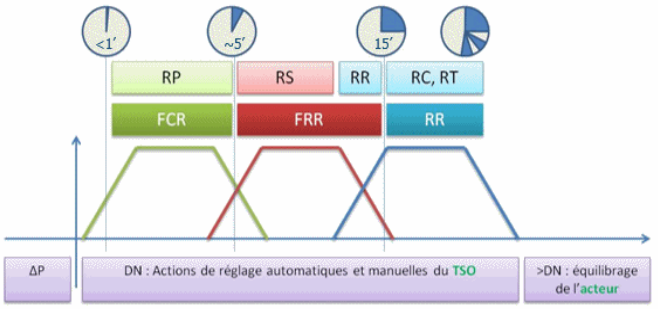
Les zones de réglages ont été revues pour être axées sur les actions à réaliser en fonction du niveau. Un GRT est égal ou fait partie d'au moins un de ces types de zone



REDÉFINITION DES NOMS ET NOTIONS DES RÉSERVES

Aujourd'hui les noms des réserves sont liés à leur mode d'activation, le code introduit des noms en fonction de leurs objectifs

Evolution des définitions des réserves



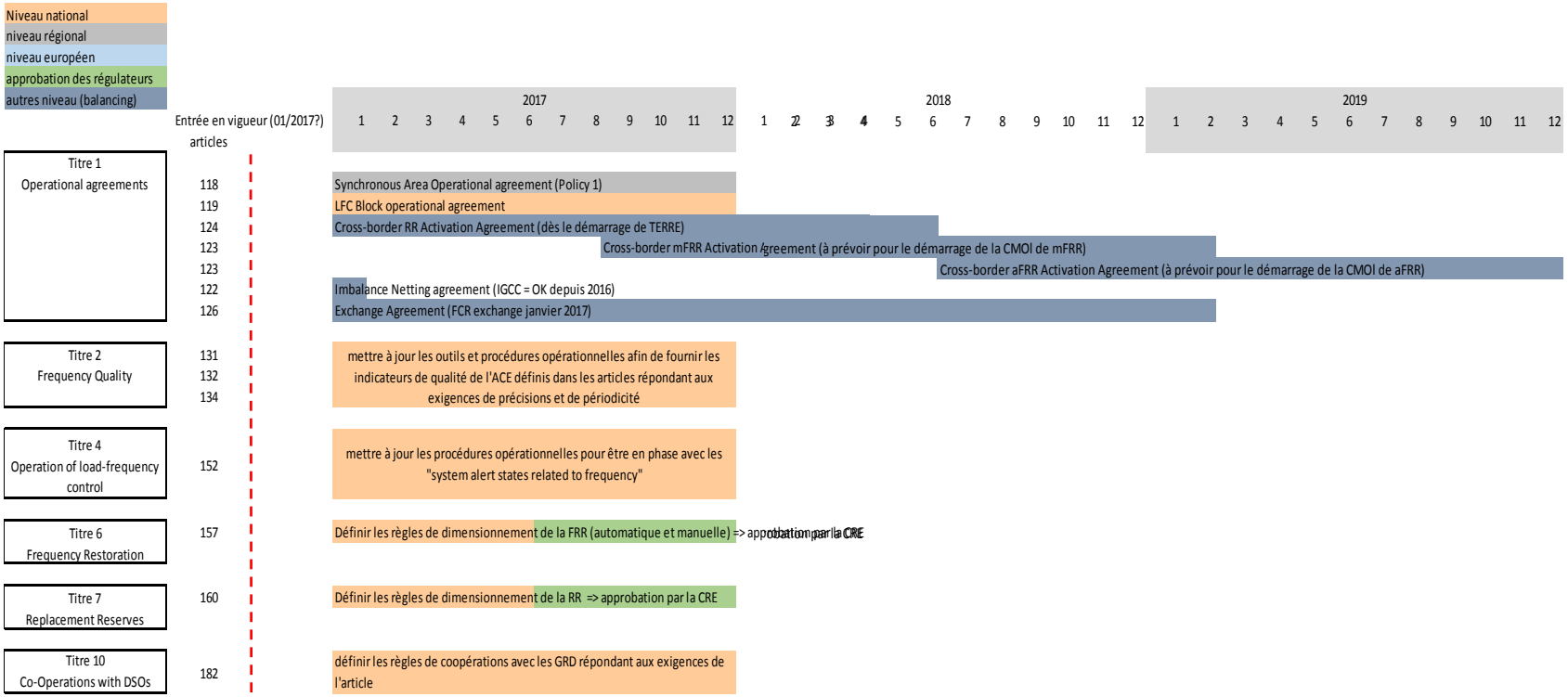
SYNTHÈSE

Globalement, peu d'impacts sur nos modalités opérationnelles de réglage de la fréquence:

- Les exigences techniques des méthodes de réglage basés sur l'existant
- Les exigences techniques liées aux réserves = basées sur l'existant pour ce que nous connaissons
- Impacts potentiels pour les fournisseurs de réserves ayant des moyens à réservoir limités en énergie (batteries, hydraulique contraint notamment)

LFC-R Planning prévisionnel de déploiement

toutes les dates sont données en delta par rapport à la date d'entrée en vigueur des règles



Le réseau de l'intelligence électrique