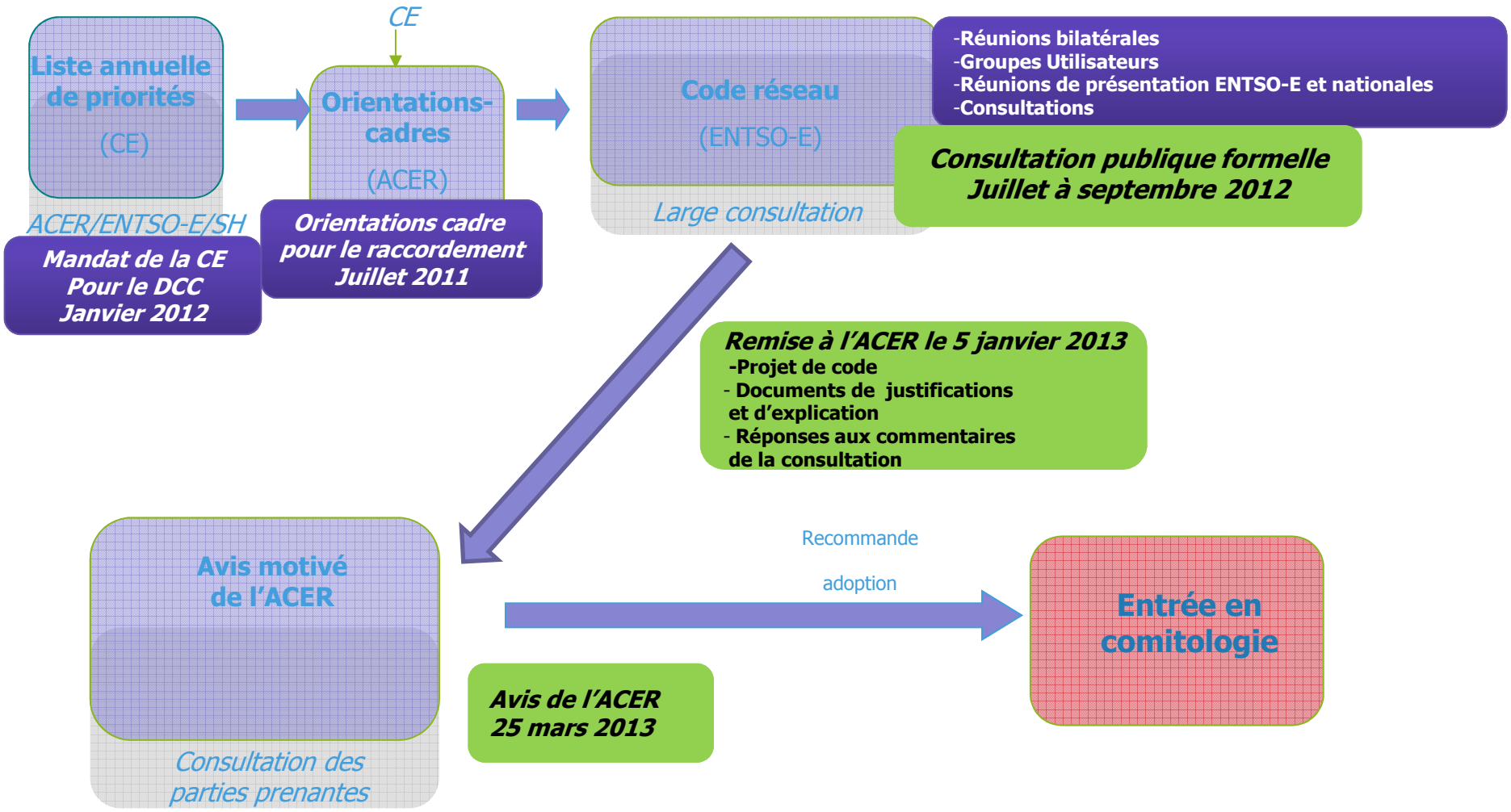
Réseau de transport d'électricité

Présentation du projet de Code de raccordement pour les distributeurs et les consommateurs élaboré par ENTSO-E

5 juillet 2013

Introduction – Point d'étape sur le processus d'élaboration du code

Schéma d'élaboration des codes de réseau



Sommaire

Introduction

1- Principes généraux

2- les exigences techniques

3- L'avis de l'ACER

4- Préparation de l'implémentation du code au niveau national

Conclusion

1- Les principes généraux

1- Les principes généraux

What is a Significant Grid User?

ACER Framework Guideline on Electricity Grid Connection

- *"The network code(s) developed according to these Framework Guidelines shall define appropriate minimum standards and requirements applicable to all significant grid users."*
- *"The minimum standards and requirements shall be defined for each type of significant grid user and shall take into account the voltage level at the grid user's connection point. The network code(s) shall specify the criteria and methodology for the definition of significant grid users. These shall be based on a predefined set of parameters which measure the degree of their impact on cross-border system performance via influence on control area`s security of supply, including provision of ancillary services ("significance test")…"*

1- Les principes généraux

Les utilisateurs significatifs du DCC

Le critère “Significatif” est regardé par exigence

Les réseaux de distribution:

Les réseaux de distribution en général	• Raccordés à un autre réseau de distribution ou au réseau de transport • Uniquement pour la tenue en fréquence (évite large perte de production ou de consommation)
La connexion au réseau de transport d’un réseau de distribution	• Exigences applicables au point de connexion, définissent les réponses automatiques nécessaires et les échanges d’information • Inclut les réseaux « fermés » au sens de de l’article 28(1) de la Directive 2009/72/EC
Les réseaux de distributions raccordés au réseau de transport	• Les exigences applicables à l’ensemble du réseau cadrent les limites opérationnelles de ces réseaux, définissent les réponses automatiques nécessaires et les échanges d’information • Inclut les réseaux « fermés » au sens de de l’article 28(1) de la Directive 2009/72/EC
Les réseaux « fermés » de distribution fournissant des DSR	• Connectés au réseau de transport ou de distribution • Exigences sur les DSR uniquement

1- Les principes généraux

Les utilisateurs significatifs du DCC

Les installations de consommation

Les installations raccordées au réseau de transport	• Exigences applicables au point de connexion, définissent les réponses automatiques nécessaires et les échanges d'information
Les installations de consommation fournissant des DSR	• Connectées au réseau de transport ou de distribution • Exigences sur les DSR uniquement

1- Les principes généraux

Conditions d'application aux sites existants

ACER Framework Guideline on Electricity Grid Connection

"The applicability of the standards and requirements to pre-existing significant grid users shall be decided on a national basis by the NRA, based on a proposal from the relevant TSO, after a public consultation. The TSO proposal shall be made on the basis of a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis that shall demonstrate the socio-economic benefit, in particular of retroactive application of the minimum standards and requirements ... The format and methodology or principles of the cost-benefit analysis shall be prescribed by the network code(s)."

Sont considérés comme sites existants si

- Sont physiquement raccordés au réseau, ou
- Un contrat engageant sur la partie majeure de l'installation ou du nouveau raccordement du réseau de distribution existe avant la date de référence (2 ans après l'entrée en vigueur du code)
- La vérification peut être faite par le régulateur national

Décision d'application aux sites existants

- Se fait au niveau national
- Est décidée exigences par exigences
- Analyse coût-bénéfices initiée par le gestionnaire de réseau
- Décision finale (sur proposition du gestionnaire de réseau) par le régulateur national ou l'autorité compétente
- Possibilité pour le GRT de ré-analyser l'opportunité d'une application aux sites existants si de nouveaux éléments semblent le justifier (mais pas plus souvent que tous les 3 ans)

1- Les principes généraux

La procédure d'accès au réseau - contrôle de la conformité avant le raccordement

Elle est différente selon les cas, les exigences sont graduelles:

- Consommateurs et réseaux de distribution raccordés au réseau de transport
- Consommateurs raccordés sur un réseau de distribution ≤1 kV et fournissant des DSR
- Consommateurs raccordés sur un réseau de distribution ≥1 kV et fournissant des DSR

➢ Consommateurs fournissant des DSR et raccordés en-dessous de 1 kV

- Remise d'un formulaire d'information, ***Installation Document***
- Information au gestionnaire de réseau si le consommateur décide d'arrêter de rendre le service

⇒ Cette partie a été simplifiée à la demande des distributeurs

⇒L'élaboration de ce document n'est plus liée au raccordement
⇒ Le Document d'Information à fournir par le GRD a été simplifié. Son contenu est à la main du GRD, avec accord du GRT.
⇒L'aggrégateur peut intervenir dans cette remontée d'information et peut transmettre des informations aggrégées (selon accord avec le gestionnaire de réseau concerné).

1- Les principes généraux

La procédure d'accès au réseau - contrôle de la conformité avant le raccordement

➢ Consommateurs fournissant des DSR et raccordés au-dessus de 1 kV

- Remise d'un document d'information ***DSR Unit Document*** confirmant que le site a démontré sa conformité avec les critères techniques définis dans le code, incluant **une attestation de conformité** (les données constructeurs peuvent être utilisées)
- Le gestionnaire de réseau délivre une **Notification Opérationnelle**.
- Information au gestionnaire de réseau si le consommateur décide d'arrêter de rendre le service

1- Les principes généraux

La procédure d'accès au réseau - contrôle de la conformité avant le raccordement

➢ Consommateurs et réseaux de distribution raccordés au réseau de transport

Procédure d'accès au réseau en 3 étapes,

- **Autorisation de mise sous tension** du réseau interne (sous réserve de conformité des systèmes de protection et de contrôle)

- **Phase intermédiaire**, d'une durée maximum de 24 mois
  - Démonstration de la conformité aux exigences du code (essais, simulations, certificats de conformité,..)

- **Accès au réseau définitif**, après levée des éventuelles non-conformités

Nota: l'intégralité de ces 3 étapes peut être réalisée sur une courte durée.

Existence d'une autorisation limitée d'accès au réseau:

- en cas de modification ou perte temporaire d'une capacité due à une modification de l'installation

ou

- en cas de défaut d'un équipement conduisant à la non-conformité par rapport à une exigence

Si le problème perdure plus de 3 mois.

- Durée maximum de 12 mois avec calendrier de remise en conformité.

1- Les principes généraux

Points divers modifiés à la demande des acteurs

• Gestionnaires de réseau de distribution publics:

•Le responsable de la conformité aux exigences du code n'est plus le propriétaire des infrastructures, mais le gestionnaire du réseau de distribution.

⇒l'article 9(5) a été ajouté pour tracer le fait que le distributeur a bien cette responsabilité et qu'il doit informer le propriétaire quand cela est nécessaire.

• Rôle des aggrégateurs

•A été précisé suite à la session d'information avec les acteurs en décembre 2012.

•Concerne leur rôle dans la transmission d'informations au gestionnaire de réseau pour des installations de consommations raccordées sur le réseau de distribution **et** fournissant des DSR.

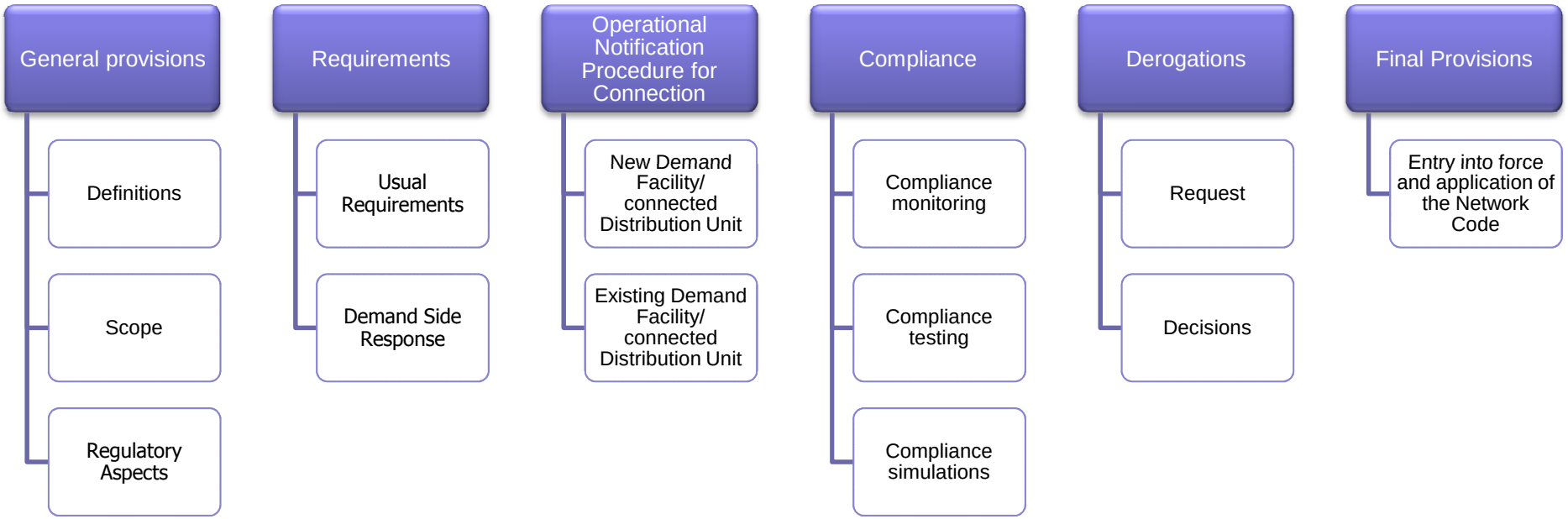
•*Lors des derniers échanges, le SEDC s'est dit satisfait de ces évolutions.*

•Simplification des modèles de simulation demandés aux acteurs

•Ajout de la possibilité de fournir des informations équivalentes à un modèle de simulation

1- Les principes généraux

Network Code structure



2- Les exigences techniques

2- Les exigences techniques

Exigences sur la fréquence

Exigences sur la tension

Exigence en termes de puissance de court-circuit

Réactif à l'interface

Réponse de la demande (DSR)

2- Les exigences techniques

Plages de fréquence

applicable aux installations de consommation connectées au RPT et à tous les réseaux de distribution

les acteurs doivent faire leurs meilleurs efforts pour concevoir leur installation de manière à tenir ces plages

Frequency Range	Time period for operation
47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO, while respecting the provisions of Article 9 (3), but **not less than 30 minutes**
48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO, while respecting the provisions of Article 9 (3), **but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz**
49.0 Hz – 51.0 Hz	**Unlimited**
51.0 Hz – 51.5 Hz	**30 minutes**

Annexe informative des arrêtés de 2003 et 2006

Plage de fréquence	Durée minimale de fonctionnement
47- 47,5	**1 min**
47,5- 49	**3 min**
49 - 49,5	**5 H**
49,5 - 50,5	**Sans limite**
50,5 - 51	**60 min**
51 - 52	**15 min**
52-55	**1 min**

Des plages plus larges ou des durées plus longues peuvent être demandée par les TSO (art 4.3)

2- Les exigences techniques

Plages de tension

Application: installations/réseaux raccordés au-dessus de 110 kV.

Exigence DCC

Les tensions doivent pouvoir être supportées par les **équipements au point de connexion,** pas nécessairement par l'installation.
Mis en cohérence avec RfG

Tension de référence	Plage illimitée	Plage basse (pu)	Plage de tension haute	Plage Haute (pu)
225 kV	198 kV/245 kV	0.9/1.118	245/253 kV	1.118/ 1.15 (Pas moins de 20 minutes)
400kV	360 kV/420 kV	0.9/1.05	420/435 kV 435/ 440 kV	1.05 pu – 1.0875 pu Pas moins de 60 minutes 1.0875 pu – 1.10 pu 60 minutes

Annexe informative française

(donne aussi des valeurs sur la plage de tension basse)

Tension de référence	Plage de tension illimitée	Plage basse (pu)	Plage de tension haute	Plage Haute (pu)
225 kV	200 kV/245 kV	0.91/ 1.118	245 /247.5 kV 247.5 /250 kV	1.118/1.125 (20 min) 1.125/1.136 (5 min)
400kV	380 kV/420 kV	0.95/1.05	420 /424 kV 424/440 kV	1.05 / 1.06 (20 min) 1.06/1.1 (5 min)

2- Les exigences techniques

Courant de court-circuit

Application: réseaux de distribution et installations de consommation raccordés au réseau de transport.

➢ Paragraphe fortement modifié à la demande des acteurs, sur les échanges d'informations réciproques entre les GRT et les GRD ou consommateurs lors de modifications des valeurs d' Icc

•Le GRT doit

- ➢ estimer la valeur min/max de l'apport du réseau au PdC
- ➢ demander l'apport en Icc de l'installation/réseau
- ➢Informer de tout changement de la valeur maximum > seuil
  - ✓ moins d'1 semaine après un événement non planifié
  - ✓au plus tôt avant un événement planifié

  Le seuil est défini par le consommateur ou le GRD

•Le consommateur ou le GRD doit

- ➢Informer le TSO de tout changement son apport en Icc > seuil
  - ✓ moins d'1 semaine après un événement non planifié
  - ✓ au plus tôt avant un événement planifié

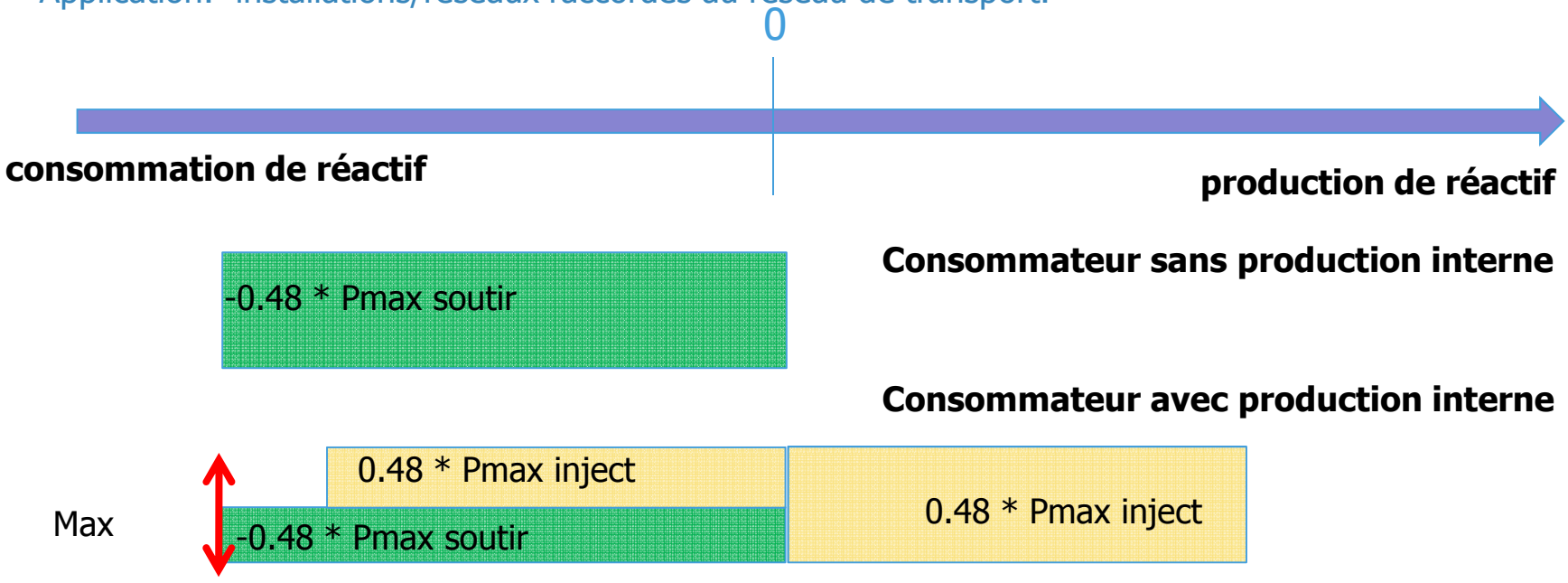
  Le seuil est défini par le GRT

2- Les exigences techniques

Plage maximum de variation en réactif

Application: installations/réseaux raccordés au réseau de transport.

Exigences de l'arrêté 2003:
tan Φ = 0,4



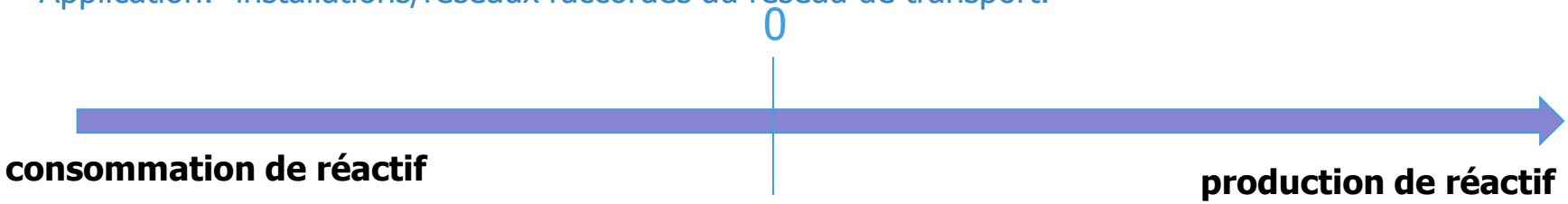
Dans le code, les plages de variations sont définies en Cos(Φ), mais le GRT est libre de les définir dans l'unité de son choix (tan(Φ) ou Mvar)
Une autre méthode d'évaluation du réactif à l'interface peut toujours être retenue si techniquement ou financièrement intéressante

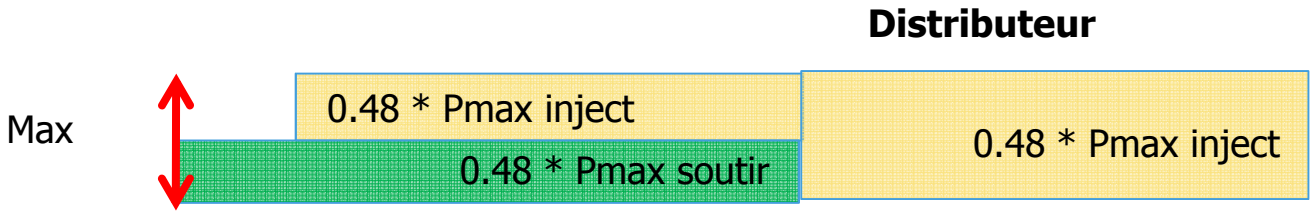
Cette partie du code fait l'objet d'un point d'attention dans l'avis de l'ACER (pour distributeurs et consommateurs).

2- Les exigences techniques

Plage maximum de variation en réactif

Application: installations/réseaux raccordés au réseau de transport.





Dans le code, les plages de variations sont définies en Cos(Φ), mais le GRT est libre de les définir dans l'unité de son choix (tan(Φ) ou Mvar)

Une autre méthode d'évaluation du réactif à l'interface peut toujours être retenue si techniquement ou financièrement intéressante

Elle peut faire l'objet d'une analyse conjointe entre le TSO et le DSO

Exigences de l'arrêté 2006: définition d'objectifs de gestion du réactif

définition d'une tan Φ cible par zone (0,1 à 0,2 en HTB1; 0,2 à 0,3 en HTB2)

Le nouveau raccordement du distributeur doit permettre de respecter cette valeur cible

L'objectif est de gérer les tension basses, pas de prise en compte du réactif fourni.
TURP4 prévoit une expérimentation sur la base d'une gestion en Mvar.

2- Les exigences techniques

Réglage du réactif

Application: réseaux de distribution raccordés au réseau de transport.

➢ Les distributeurs doivent avoir la capacité technique de **ne pas injecter** de réactif au point de connexion lorsque la consommation est **inférieure à 0.25 Pmax soutirage**

C'est une capacité constructive, les conditions d'utilisation ne sont pas définies dans le code.

Le TSO et DSO peuvent mener une analyse conjointe conduisant à une autre solution, si le bénéfice technique ou financier est avéré.

➢ Le GRT peut exiger, lorsque c'est justifié que le distributeur puisse **régler le réactif à l'interface de manière dynamique,** selon une méthode validée par le GRT et le distributeur.
Ce réglage doit respecter l'art 9.3 et une plan d'action doit être défini conjointement pour atteindre cet objectif.

➢ le Distributeur peut proposer au GRT de réaliser ce réglage dynamique

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande



La demande est vouée à jouer un rôle de plus en plus important dans l'exploitation du réseau.

- pour les réserves,
- pour les contraintes de tension
- pour la résolution des contraintes d'exploitation
- pour les variations rapides de fréquence

Des solutions complémentaires

- Ces solutions sont complémentaires de solutions apportées par les moyens de productions classiques et renouvelables.

Permettre aux consommateurs d'être acteurs

- Les consommateurs industriels: ils participent déjà via des mécanismes de marché. Ces mécanismes devront se développer encore.
- Les consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution: ils peuvent contribuer via des automates et/ou des mécanismes de marché
- Certains appareils de consommation courante: ils peuvent être utilisés en étant peu ou pas contraignants pour le consommateur.

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

2 types de réponse de la demande envisagés dans le code, pour répondre à des besoins concernant la sécurité du système électrique (Demand Side Response – DSR)

DSR contrôlés à distance

- Modification de la puissance active ou réactive sur **réception d'un signal ou d'un ordre**
- S'applique à des consommateurs et des gestionnaires de réseau fermé raccordés au réseau de transport ou de distribution, peut concerner des équipements domestiques, via éventuellement un aggrégateur – **Base volontaire**
- Peut s'appliquer à une catégorie d'équipements identifiés par la Commission Européenne, selon le processus EcoDesign **– Base obligatoire**

DSR- System Frequency Control

- S'applique à une catégorie d'équipements qui **contrôlent la température**
- Modification **automatique** de la puissance active par ajustement de la température de consigne en fonction des conditions de fréquence du réseau de **manière transparente** pour le consommateur.
- équipements identifiés par la Commission Européenne, selon le processus EcoDesign **– Base obligatoire**

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

Exigences pour les DSR contrôlés à distance: Active Power Control (APC), Reactive Power Control (RPC) et Transmission Constraint Management (TCM)

- la mise en œuvre des DSR ne met pas en péril la sécurité des biens et des personnes

- l'installation qui fournit des DSR **doit tenir les plages de fréquences** définies dans le code (une plage réduite peut être convenue)

- si U> 110 kV elle **doit tenir les plages de tension** du code
- si U<110 kV, elle doit tenir dans la plage d'exploitation normale définie par le GRT

- Elle doit pouvoir **supporter un taux de variation de f** défini au préalable par le GRT

- La modulation de P ou Q doit pouvoir se faire
  - sur réception d'un ordre
  - sur réception d'un signal
  - par télécommande des moyens de compensation statique par le GRT ou GRD pour le RPC

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

Exigences pour les DSR contrôlés à distance: Active Power Control (APC), Reactive Power Control (RPC) et Transmission Constraints management (TCM)

-exigences techniques attendues:

- L'installation doit être capable de mettre en œuvre la réponse attendue, avec le volume attendu et dans un délai prédéfini
- si sollicitation par un signal, l'installation doit être équipée pour recevoir le signal
- si sollicitation par mesures locales (f, U), l'installation doit être équipée pour ces mesures
- les échanges d'information doivent se faire selon des standards et des paramètres définis par le gestionnaire de réseau

- l'installation qui fournit des DSR ne doit pas ignorer ou interrompre l'exécution d'un ordre (sauf dans le cas de DSR aggrégés, si accord préalable)
- la modification de la consommation après la mise en œuvre de DSR doit se faire avec accord du gestionnaire de réseau
- toute modification de la capacité de DSR doit être notifiée au gestionnaire de réseau

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

Exigences pour les DSR Very Fast Active Power Control (VFAPC),

- Modulation de puissance très rapide basée sur le taux de variation de la f
- base volontaire
- les paramètres devront être définis par le GRT, en accord avec le gestionnaire de réseau
- le temps de réponse sera défini par le GRT, mais sera ≤2s

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

Exigences pour les DSR SFC

Des paramètres de fonctionnement à définir par le GRT (en coordination avec les GRT de la zone synchrone)
- bande morte dans laquelle l'équipement ne doit pas réagir à une variation de f
- variation maximale de f à prendre en compte

Des équipements conçus pour fournir des DSR SFC
-Le fonctionnement en hystérésis de l'équipement (paramètres de température) doit être conçu pour permettre de fournir des DSR SFC.
-Les températures min/max de l'équipement ne doivent jamais être dépassée à cause des DSR
- l'équipement doit mesurer et prendre en compte la f a minima toutes les 0.2s
- le système doit pouvoir détecter une variation de f de 0.01 Hz

-Au retour de la f dans la bande morte, un délai aléatoire doit être respecté (jusqu'à 5 min) avant la reprise de fonctionnement normal

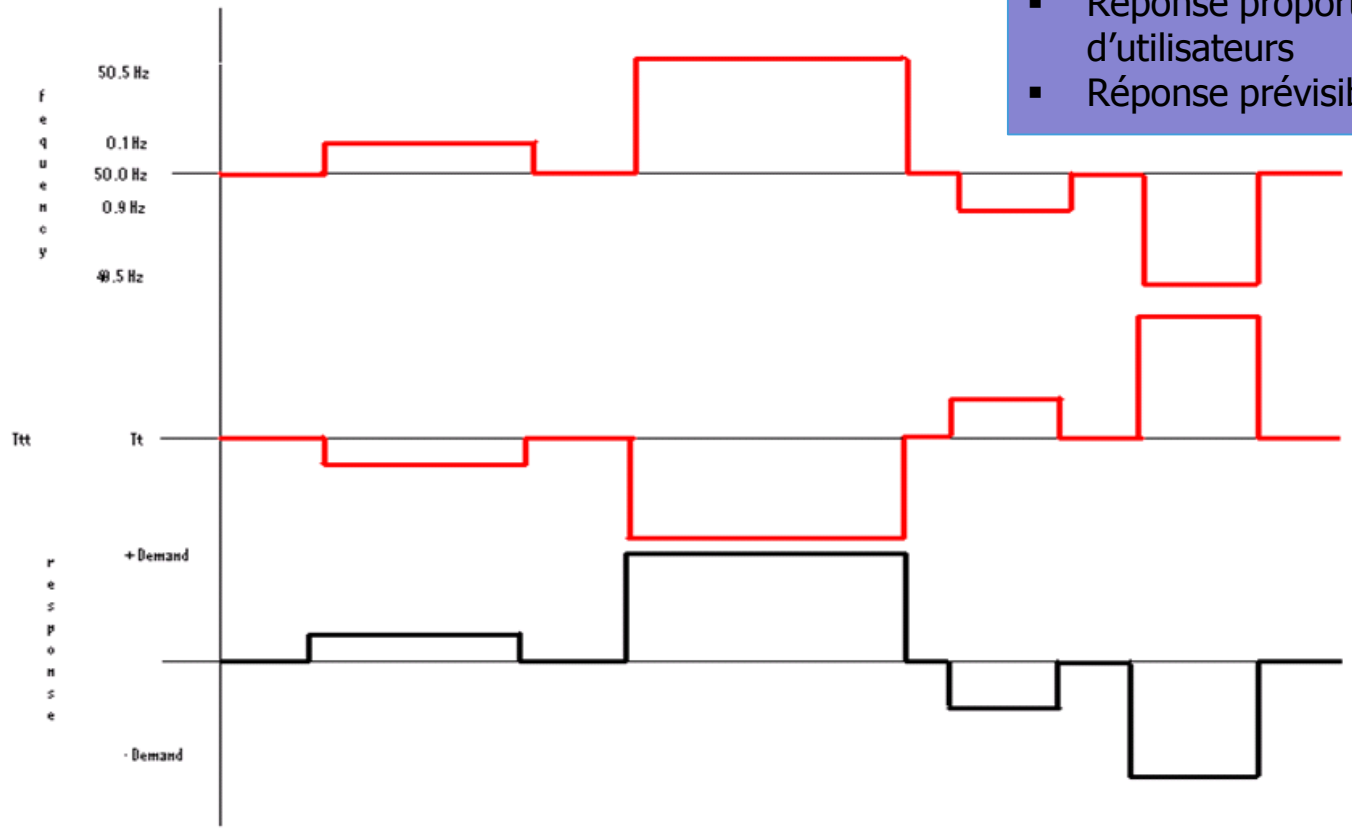
Les DSR SFC ne doivent pas être un frein au développement d'autres solutions
- l'équipement doit disposer d'une interface logique permettant d'inhiber le DSR SFC
-Les conditions d'inhibition sont à définir par le GRT

Une période de dispense sera définie pour les appareils qui ne savent pas répondre aux exigences.

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande – principe des DSR SFC (exemple)

- **Pas d'impact perceptible**
- Pas d'excursion en dehors de la plage de T min/max
- **Utilise l'hystérésis constructif**
- Réponse proportionnelle d'une aggrégation d'utilisateurs
- Réponse prévisible



2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

Le but de définir des exigences obligatoires dans le code DCC est de faire évoluer les normes des constructeurs d'équipements domestiques.

Définition des équipements « significatifs » au titre des DSR (SFC ou APC): via **la Directive EcoDesign** (choix de la Commission Européenne)

- **Elaboration conjointe par les GRT d'une liste d'équipements** jugés significatifs par les GRT (critères socio-économiques) soumise à la Commission Européenne

- La Commission **analyse** la proposition et informe l'ensemble des parties prenantes, dont les GRT dans les 3 mois,

- Si la Commission décide d'initier le processus, les GRT participent de manière conjointe à la **Consultation** définie dans la Directive

- Les exigences ecodesign adoptées devront inclure les exigences techniques définies dans le code pour les DSR APC ou SFC

Les exigences définies dans le code sont des **exigences techniques** pour répondre au besoin. **La manière d'utiliser/rémunérer cette réponse de la demande n'est pas couverte par le code.**

2- Les exigences techniques

Réponse de la demande

DSR SFC: travail en cours au sein d'ENTSOE pour proposer des paramètres communs pour toute l'Europe

2 pistes de travail:

- utilisation pour des cas d'urgence (avant action du délestage fréquence métrique)
- utilisation en réglage continu

En parallèle, ENTSOE continue ses échanges avec le SEDC sur ce sujet.

Cette partie du code fait l'objet d'un point d'attention dans l'avis de l'ACER.

3- L’avis de l’ACER

3- l'avis de l'ACER

Le 27 mars, l'ACER a rendu son avis sur le code DCC et **a recommandé son adoption par la Commission**, moyennant quelques modifications à instruire pendant la phase de comitologie :

Ce document est disponible sur le site de l'ACER.

- **Examen des exigences appliquées au niveau national**

  - ❑ L'ACER demande la reformulation de l'article 9(5) et des «recitals » concernant les prérogatives particulières de certains TSO (Espagne et pays nordiques) pour définir des exigences sur le réseau de distribution, afin que le code précise si cet article et les recitals s'appliquent uniquement à l'entrée en vigueur du code ou de manière pérenne. Mise en cohérence avec ce qui a été validé pour le RfG.
  - ❑ Manque de références à l'article 9(3) ou références à clarifier dans certains articles

- **Définition du point de connexion**

L'ACER considère qu'elle ne couvre pas tous les types de réseaux fermés de distribution prévus dans le code.

L'imprécision vient du fait que le terme général « Distribution network » inclut déjà les réseaux fermés raccordés au réseau de transport.

- **manque de cohérence entre l'utilisation de « Distribution Network » et « Distribution Network Connection » à plusieurs endroits du code**

Cette différence avait été introduite afin de préciser si les exigences s'appliquaient au nouveau point de connexion (cas général) ou au réseau de distribution dans sa globalité.

3- l'avis de l'ACER -*suite*

- **<u>Reformulation de l'article 16 sur le réactif à l'interface</u>**
  Bien préciser si le rôle du régulateur ou de l'Etat Membre porte sur la validation des paramètres techniques ou sur la possibilité d'utiliser une autre méthode pour définir le réactif à l'interface

- **<u>Réponse de la demande (DSR)</u>**
  L'ACER considère que le code va trop loin et qu'il ne doit pas entraver les réflexions de la Commission dans ce domaine. La limitation des DSR autonomes (DSR SFC) aux équipements qui contrôlent la température est considérée comme un frein pour les autres équipements.

- **<u>Critère d'application des exigences</u>**
  L'ACER considère que le fait d'être connecté au réseau de transport comme critère pour l'application des exigences du code va conduire à des différences entre les pays.

- **<u>Le rôle de l'aggrégateur doit être précisé</u>**

- **<u>rôle nécessaire de la normalisation</u>**
  afin d'alléger le contrôle de conformité pour les équipements domestiques.

L'ACER a transmis le code à la Commission Européenne.

4- Préparation de l'implémentation du code en France

Réseau de transport d'électricité

4- Préparation de l'implémentation du code en France

Calendrier prévisionnel pour la validation du code

- Démarrage de la Comitologie (1 an minimum?) — mi-2013

- Publication du code au Journal Officiel de l'Union Européenne — J mi-2014 (date au plus tôt)
- Entrée en vigueur du code — J+20 2014 (date au plus tôt)
- Applicabilité des exigences du code — J mi- 2017 (date au plus tôt)

4- Préparation de l'implémentation du code en France

•La question majeure autour de l'implémentation du code est la définition des paramètres techniques pour lesquels le code ne donne pas de valeur précise, mais une plage ou uniquement un principe. Ces paramètres doivent être définis au niveau national.

•Conformément à l'article 9(3) du code, cette définition doit se faire de manière transparente, en respectant le principe de proportionnalité et de non-discrimination. Les autorités compétentes de chaque Etat Membre sont parties prenantes dans le processus.

•L'implémentation réussie du code DCC en France nécessite

- d'anticiper la mise en œuvre pour avoir le temps de s'y préparer
- Une contribution très forte des GRD en coordination avec RTE
- la coordination entre les GRT
- une phase de concertation avec les acteurs
- d'aboutir à une proposition concertée à transmettre à la DGEC/STEEGBH

Le tout sous l'égide de la DGEC/STEEGBH à qui appartient la décision finale.

4- Préparation de l'implémentation du code en France

Proposition RTE pour préparer l'implémentation du code

Ceci est une première proposition, faite également lors de la présentation du code RfG en janvier 2013

- Etape 1 : Revue d'exigences détaillée du code
  - identification des écarts (nouvelles exigences ou exigences actuelles modifiées)
  - identification précise des paramètres à définir au niveau national

Acteurs: RTE, distributeurs pour les exigences sur le RPD, DGEC/STEEGBH

- Etape 2 : Analyse et 1ères propositions sur les paramètres
  - exigences existantes sur le RPT: sauf cas particulier à justifier, RTE proposera de ne pas les modifier. Une coordination avec les GRT voisins sera assurée.
  - exigences existantes sur le RPD: la position sera à définir par les distributeurs, en coordination avec RTE.
  - Nouvelles exigences: Proposition à faire par RTE (en coordination avec les GRT voisins) pour les exigences sur le RPT, et proposition coordonnée RTE/distributeurs à élaborer pour les exigences sur le RPD.

Acteurs: RTE, distributeurs pour les exigences sur le RPD, DGEC/STEEGBH

- Etape 3 : Concertation
  - création de sous-groupes spécifiques pour discuter des 1ères propositions
  - consultation formelle
  - proposition transmise à la DGEC/STEEGBH pour le traitement en CTE

Acteurs: RTE, distributeurs, consommateurs, CRE , DGEC/STEEGBH, autres?

4- Préparation de l'implémentation du code en France

Proposition RTE pour préparer l'implémentation du code

- L'implémentation du code dans la réglementation française sera à définir par la DGEC.

- Les distributeurs et RTE doivent se coordonner au préalable pour établir une méthode de travail.

- Les phases de concertation pourraient se dérouler dans le cadre du CURTE pour ce qui concerne le RPT.
  Les GRD définiront les conditions de concertation pour les exigences sur le RPD.

ENTSOE travaille actuellement sur la coordination des implémentations nationales en parallèle de la phase de comitologie.
Un Guide d'Implémentation du code est en cours d'élaboration, pour décrire les principes généraux qui permettent de fixer les paramètres du code.

Avez-vous des questions?