Réseau de transport d'électricité

Impact des codes réseaux sur les EnR

Comité Perspectives du Réseau
20 juin 2013

Sommaire

1- Cadre réglementaire

2- Contexte

3- Planning d'élaboration des codes

4- Impact des codes sur les EnR

Réseau de transport d'électricité

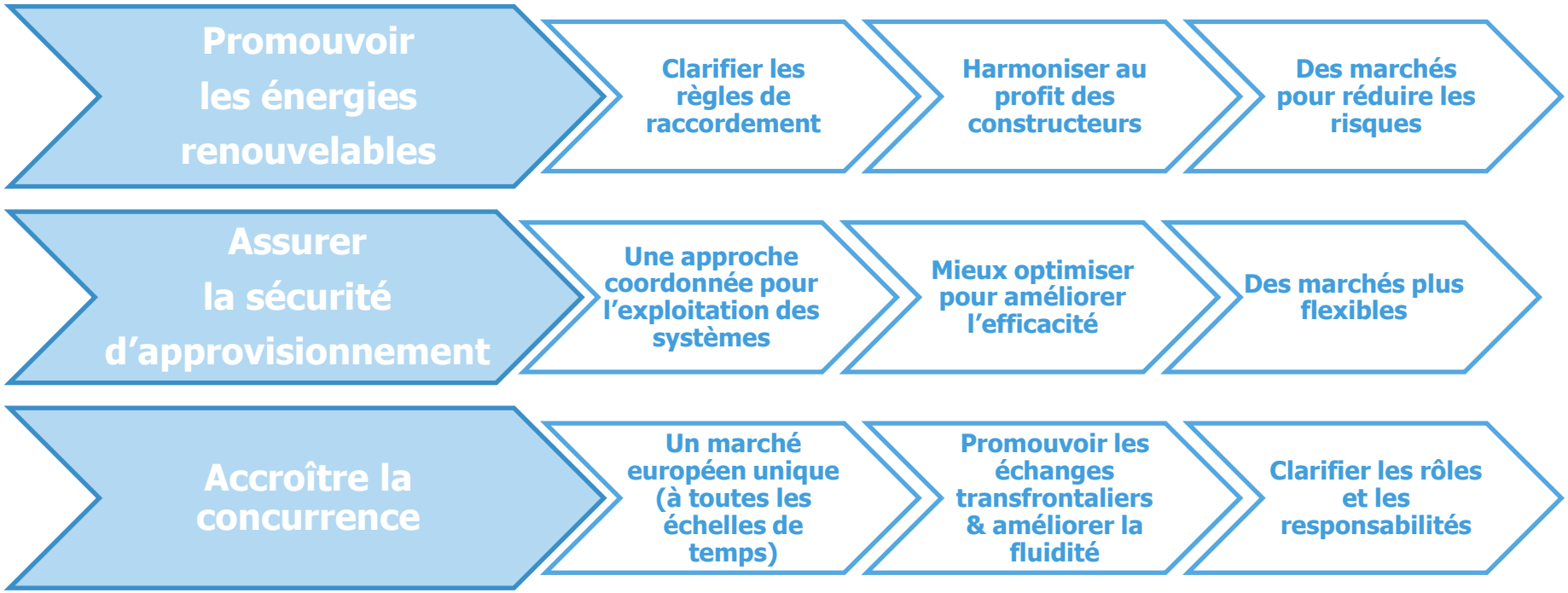
1- Cadre réglementaire

Réseau de transport d'électricité

1- Cadre réglementaire

- Le Règlement 714/2009 prévoit l'élaboration de codes réseaux élaborés par ENTSOE et validés par la CE

- Objectifs de ces codes:



4

1- Cadre réglementaire

- les codes couvrent différents domaines
  - Raccordement

Requirements for generators (RfG)
Demand Connection Code (DCC)
NC HVDC
Connection procedure

  - Exploitation

Operational Security Principles (OS)
Operational Planning and Scheduling (OPS)
Load Frequency Control and Reserves (LFC)
Operational training
Emergency procedures

  - Marché

Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)
Forward Capacity Allocation (FCA)
Electricity Balancing (EB)

Des codes « connexes »

- *Les codes sur le raccordement définissent les capacités attendues des installations*
- *Les codes sur l'exploitation définissent l'utilisation qui sera faite de ces capacités, pour les besoins du système électrique*
- *Les codes marchés utilisent les capacités mises à disposition et mettent en place des mécanismes cohérents avec le fonctionnement du système*

- Nature des codes et applicabilité
  - Adoption des codes sous forme de « règlements communautaires »

= Primauté des codes sur le droit national des Etats membres

= Applicables dans les Etats membres et opposables aux tiers

5

2- Contexte

Réseau de transport d'électricité

2- Contexte

• Aujourd'hui:

Un système électrique conçu pour fonctionner avec des installations de production synchrones de forte puissance, capables d'assurer l'équilibre offre/demande et de fournir un support du système électrique (réglage de la tension, réglage fréquence/puissance)

• A l'avenir:

La production sera constituée plutôt d'un nombre important d'installations décentralisées, interfacées par de l'électronique de puissance. Elle sera par nature plus difficilement prévisible, plus variable et moins modulable (accroissement des EnR).

• En conséquence: des changements d'une ampleur sans précédent sont nécessaires sur le système électrique pour permettre la réalisation des objectifs énergétiques sur l'intégration des EnR.

ENTSOE a identifié plusieurs moyens pour y arriver:

⇒Développer un réseau de transport plus robuste et un marché permettant d'utiliser la flexibilité de manière plus efficace

⇒Augmentation la flexibilité des consommateurs et les producteurs

⇒Concevoir un système de contrôle plus intelligent pour faciliter l'optimisation des infrastructures

3- planning d’élaboration des codes

Réseau de transport d’électricité

E-CODES: STATE OF PLAY

	FG	ENTSO-E Drafting Phase	ACER Assessment Phase	COM – Pre Comitology (IA, text review, translations)	COM Comitology (negotiations with MS, final text)
CACM/Gov				X	(~ 9 / 2013)
RfG				X	(~ 10 / 2013)
DCC				X	(~ 10 / 2013)
OS			X	(~ 6 / 2013)	(~ 1 / 2014)
OP & S			X	(~ 7 / 2013)	(~ 1 / 2014)
LFC		X	(6 / 2013)	(~ 10 / 2013)	(~ 1 / 2014)
Forward		X	(10/ 2013)	(~ 1 / 2014)	(~ 3 / 2014)
Balancing		X	(1 / 2014)	(~ 4 / 2014)	(~ 6 / 2014)
HVDC	X	(4 / 2013)	(4 / 2014)	(~ 7 / 2014)	(~ 10 / 2014)
Emergency					(2015)
Training					(2015)
Tariffs					(2014/15)
...					

Energy

Réseau de transport d'électricité

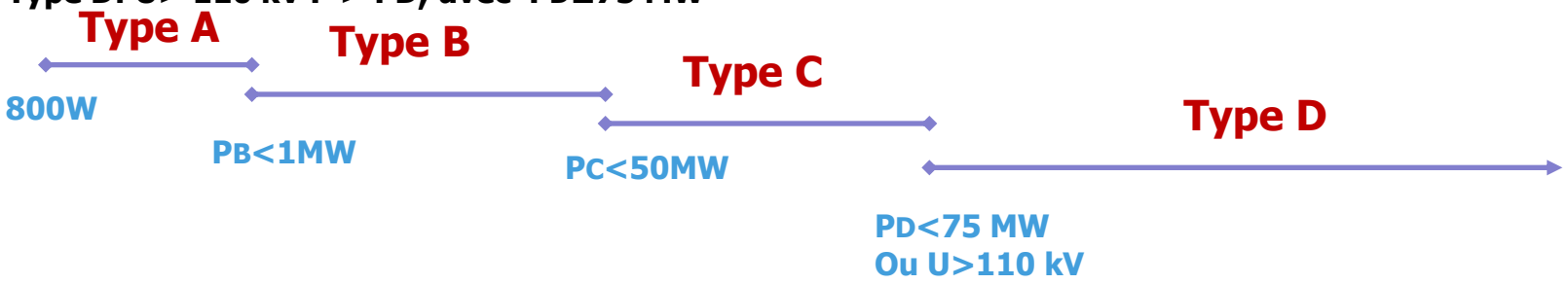
3 – impact des codes sur les EnR

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

- Des exigences fonction du niveau de tension de raccordement et de puissance de l'installation de production:
  - Seuils maximum pour l' Europe Continentale:
    - **Type A: U< 110 kV, P > 800 W,** avec dérogations possibles si taux de pénétration faible
    - **Type B: U< 110 kV, P > P_B, avec $P_B \leq 1$ MW**
    - **Type C: U< 110 kV, P > PC, avec $P_C \leq 50$ MW**
    - **Type D: U> 110 kV P > PD, avec $P_D \leq 75$ MW**



Les parcs off-shore sont de type D

Les exigences s'empilent : un groupe de type C doit être conforme aux exigences des groupes de type A, B et C.

- Certaines exigences dépendent de la technologie des machines:
  - Machines synchrones
  - Parc de production (solaire ou éolien)
  - Installations Off-shore (éolien ou thermique)
- Des exigences techniques déclinées dans les domaines:
  - Comportement en fréquence
  - Comportement en tension
  - Robustesse
  - Reconstitution du réseau
  - Gestion du système

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

- Comportement en fréquence

projet ENTSOE

Pour les installations ≥ 800 W, raccordées sur le RPD ou le RPT

Plage de fréquence: entre 47,5 et 51,5 Hz

47,5 Hz-48,5 Hz: *fixé par chaque TSO , mais pas inférieur à 30 min*
48,5 Hz- 49 Hz: *fixé par chaque TSO mais pas inférieur à la valeur retenue pour la plage 47,5 Hz-48,5 Hz*
49 Hz- 51 Hz: illimité
51 Hz- 51,5 Hz: 30 min

En cas de fréquence haute ou basse, toute installation doit avoir la capacité d'**ajuster sa puissance active**.

Arrêté 2008

Pour les installations raccordées au RPT:

Plage de fréquence: entre 47 et 52 Hz
47 Hz- 47,5 Hz: 20 s
47,5 Hz - 49 Hz: 3 min
49 Hz - 49, 5 Hz: 5 h
49,5 Hz - 50,5 Hz: illimité
50,5 Hz - 51 Hz: 60 min
51 H z- 51,5 Hz: 15 min
51,5 H z- 52 Hz: 20 s

En cas de fréquence haute, toute installation doit pouvoir **ajuster sa puissance active**.

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

- Comportement en fréquence- suite

(non requis en France à ce jour)

Pour les installations ≥ 800 W, raccordées sur le RPD ou le RPT

▪ **Taux de variation de la fréquence**

Pas de déconnexion liée à la vitesse de variation de fréquence, jusqu'à une valeur à définir par chaque TSO.

Pour les installations ≥ 50 MW , quel que soit le niveau de tension

▪**Inertie Synthétique**

Exigence non systématique, à la demande du TSO.
Pour les installations n'ayant pas d'inertie de manière constructive, Le TSO peut demander une performance équivalente à l'installation, par une augmentation de puissance active liée à la variation de la fréquence

▪**Contribution au réglage de la fréquence** (avec prise en compte par le TSO de la spécificité des EnR)

Plage de puissance à libérer: 2 à 10% de Pmax, à fixer par le TSO, à la hausse et à la baisse
Temps de libération compris entre 6 et 30s
Tenue pendant 15 à 30 minutes, à fixer par le TSO

L'installation doit pouvoir faire du réglage secondaire selon les spécifications du TSO

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

Action à distance / Reconnexion

uniquement de 800 W à 50 MW

- Les installations doivent pouvoir être commandables à distance (avec un degré qui dépend de leur type), car les petites installations, de part leur nombre jouent un rôle important dans l'équilibre du réseau

- Pour éviter la reconnexion massive d'installations après incident, les petites installations doivent tester différents paramètres du réseau avant de se connecter; pour les mêmes raisons, les variations de puissance lors de cette phase de reprise sont limitées.

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

- Comportement en tension

projet ENTSOE

Pour les installations ≥ 50 MW , quel que soit le niveau de tension

Capacité en réactif

Définition d'une enveloppe pour le diagramme U,Q, pour un fonctionnement à Pmax.
(La plage maximum ne peut excéder 0,75 Pmax pour l'Europe Continentale)

Définition d'une enveloppe pour le diagramme P,Q

Régulation

Contribution à la régulation de la tension possible selon 3 modes: contrôle de la tension, du réactif ou du facteur de puissance

Arrêté 2008

Pour les installations raccordées au RPT:

Capacité en réactif

A Pmax, variation de [-0,35 Pmax; 0,32 Pmax]
Quel que soit P, variation de
[0,28 Pmax; 0,3 Pmax]
(soit une plage maximum de 0,67 Pmax)

Régulation

Régulation de la tension pour asservir le réactif à la tension du réseau

En HTB2 et HTB3:

Régulation complémentaire pour atteindre la consigne de tension fournie par RTE (réglage secondaire)

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

- Comportement en tension - suite

projet ENTSOE

(non requis en France à ce jour)

Pour les installations ≥ 1 MW, raccordées sur le RPD ou le RPT

▪ **Injection rapide de courant réactif en cas de défaut**

Exigence non systématique, à la demande du TSO.

En cas de défaut triphasé symétrique, l'installation doit pouvoir fournir du réactif supplémentaire au point de connexion. Cette capacité est activée sur critère de chute de tension, avec des exigences en termes de temps de réponse et de niveau de contribution.

Sur défaut non-symétrique, cette contribution peut aussi être demandée par le TSO.

3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

Creux de tension à partir de 1 MW

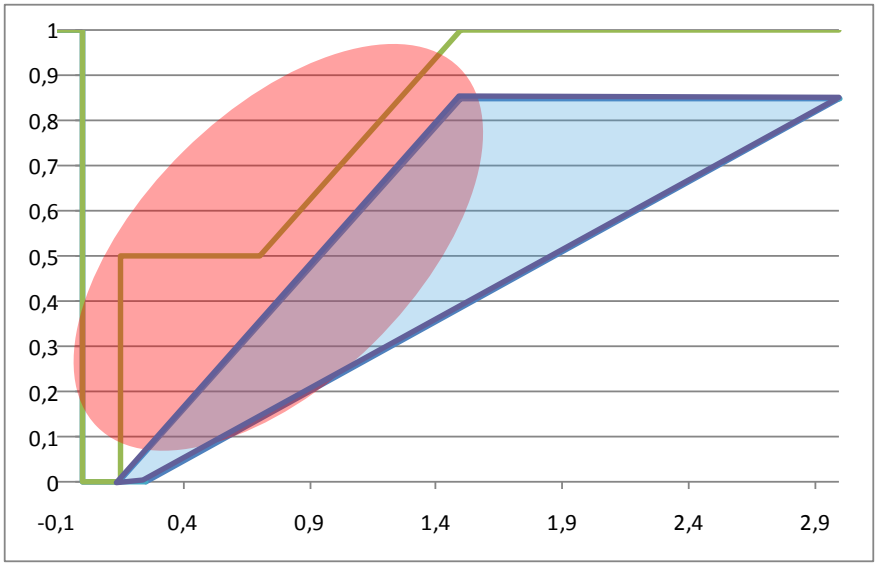
Code RfG

Exigences françaises RPT
Exigences françaises RPD

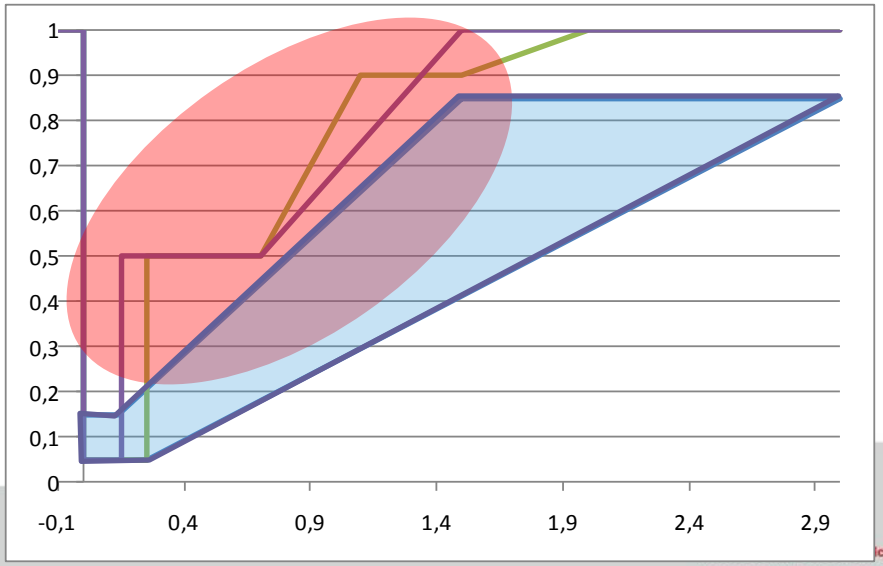
Les exigences du code sont plus contraignantes, mais sont cohérentes avec des pratiques actuelles dans d'autres pays.

Afin de préserver l'équilibre P=C après le défaut, le GRT peut définir un critère de rapidité pour le retour de la puissance active.

Pour les raccordements > 110 kV



Pour les raccordements < 110 kV



3- Impact des codes sur les EnR

Code de raccordement des producteurs (document remis à la Commission)

- Comportement en tension pour les installations EnR raccordées au-dessus de 110 kV

projet ENTSOE

Plages exceptionnelles

> 300kV
Entre 1,0875 Un et 1,1 Un: *60 min*
Entre 1,05 Un et 1,0875 Un: *à fixer par le TSO (> 60 min)*
Entre 0,90 Un et 1,05 (0,118) Un: *illimité*
Entre 0,85 Un et 0,9 Un:*60 min*

< 300 kV
Entre 1,118 Un et 1,15 Un: *à fixer par le TSO (> 20 min)*
Entre 0,90 Un et 1,118 Un: *illimité*
Entre 0,85 Un et 0,9 Un: *60 min*

Arrêté 2008

Plages exceptionnelles
Définition de plages hautes et basses de tension, pour chaque niveau

U= 1,1 Un: 5 min
U= 0,85 Un: 90 min
Entre 0,8 Un et 0,85 Un: à fixer par RTE

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Codes exploitation

- Principes déclinés dans le code sécurité d'exploitation

Echanges d'Informations entre producteurs et gestionnaires de réseau :

- Les producteurs doivent des informations à leur gestionnaire de réseau (GRT pour RPT, GRD pour RPD)
- Les GRD doivent transmettre au GRT des informations relatives à la production raccordée sur leur réseau

Ex : des données prévisionnelles et des mesures temps réel sur :

- Les programmes de production
- La disponibilité des moyens
- Le niveau des réserves actives
- Les données nécessaires pour estimer les réserves réactives et les limitations de réactif en temps réel

Tests et contrôles de conformité

Les GRT sont autorisés **à surveiller et tester régulièrement le bon comportement des utilisateurs** raccordés au RPT

Les EnR doivent être intégrées sans impact sur la sécurité d'exploitation

Production décentralisée : les GRT ont accès à **l'observabilité** de la production, et ont la possibilité de demander des **actions** pour des raisons de Sécurité du Système : limitations de puissance, variations du point de consigne, déconnexion temporaire

⇒ Des thèmes que l'on retrouve dans les codes pour le raccordement

Réseau de transport d'électricité

3- Impact des codes sur les EnR

Codes exploitation

- Code Sécurité d'exploitation
  - Thèmes couverts par le code:

Topic
1. States of system operation
2 Congestion and active power management
3. Voltage control and reactive power management
4. Short-circuit currents management
5. Power system stability management
6. Contingency assessment and handling
7. System protection
8. Frequency quality
9. Operational testing, monitoring and investigation
10. Operational training and certification

3- Impact des codes sur les EnR

Codes exploitation

- Principes déclinés dans le code Planning et Scheduling

Prise en compte des EnR dans les analyses prévisionnelles de sécurité:

- Les GRT doivent réaliser des analyses prévisionnelles de sécurité
- les GRT ont l'obligation d'acquérir et d'utiliser des **prévisions de production des EnR** afin de réaliser leurs analyses prévisionnelles de sécurité
- Les GRT ont également l'obligation de **vérifier et de prendre en compte les imprécisions de ces prévisions**. En particulier, les GRT doivent mettre à jour leurs analyses prévisionnelles en cas de changement « significatif » de la prévision de production EnR.

Réseau de transport d'électricité

Avez-vous des questions?