Instance de concertation sur le code de raccordement applicable aux installations de production

PROJET

Définition des seuils A, B, C, D du code RfG
Bilan de concertation

12 avril 2016

Sommaire

1 INTRODUCTION 3

2 DEROULEMENT DE LA CONCERTATION 3

3 CONTRIBUTIONS DES ACTEURS 4

3.1 CONTRIBUTION RTE 5
3.2 CONTRIBUTION ADEEF 20
3.3 CONTRIBUTION SER ET PRODUCTEURS (DALKIA, EDF EN, ENGIE, FHE, NOVAWATT) 22
3.4 CONTRIBUTION EDF 28
3.5 CONTRIBUTION GIGREL /GIMELEC 33
3.6 CONTRIBUTION ENGIE 36
3.7 CONTRIBUTION FEE 40

4 SYNTHESE 45

5 CONCLUSION 48

PROJET

1 Introduction

Le code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production voté par le Comité transfrontalier de la Commission européenne le 26 juin 2015, fixe les exigences applicables à chaque unité de production en fonction de sa puissance maximale et de sa tension de raccordement.

Le code a été publié au Journal Officiel de l'Union Européenne le 27 Avril 2016. Il entre donc en vigueur le 17 Mai 2016 avec une applicabilité 3 ans plus tard, en 2019.

Il définit des types d'unités de production (A, B, C et D), associés à une famille d'exigences applicables. Le code définit, pour chaque zone synchrone, la valeur maximale du seuil de puissance entre les types A et B, entre les types B et C et enfin entre les types C et D, sachant que toute unité raccordée au-dessus de 110 kV est une unité de type D, indépendamment de sa puissance.

Le code prévoit que ces seuils soient fixés au niveau national, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport, en coordination avec les gestionnaires de réseau de transport adjacents et les GRDs adjacents, après une consultation publique.

La valeur définitive est décidée par l'autorité compétente de l'Etat membre, qui est la DGEC en France aujourd'hui[1].

Le gestionnaire de réseau de transport peut faire une nouvelle proposition de seuils lorsque les conditions du système électrique le nécessitent, mais pas moins de 3 ans après la dernière proposition. Cependant, les acteurs s'accordent pour dire qu'il est indispensable d'avoir de la visibilité et de la stabilité sur ces valeurs de seuil.

2 Déroulement de la concertation

Il a été décidé de traiter ce sujet au sein de l'instance de concertation nationale pour l'implémentation du code, préalablement à toute consultation publique organisée par RTE.

Cette concertation s'est déroulée selon les modalités prévues dans la note d'organisation de l'instance de concertation pour la mise en œuvre du code de raccordement applicable aux installations de production.

La concertation sur ce sujet s'est engagée en juillet 2015, et 7 réunions de concertation ont été consacrées en grande partie à ces discussions :

- réunion du 1er juillet 2015
- réunion du 18 septembre 2015
- réunion du 20 octobre 2015
- réunion du 18 novembre 2015
- réunion du 15 décembre 2015
- réunion du 28 janvier 2016
- réunion du 14 mars 2016

En parallèle, des GT ad hoc ont été constitués par l'instance de concertation :

- GT ad hoc sur le seuil A/B, avec 2 réunions le 16 octobre et le 30 novembre 2015

[1] Le partage des compétences entre la DGEC et la CRE devrait être précisé par un décret en Conseil d'Etat tel que visé à l'article L.342-5 du code de l'énergie

PROJET

- GT ad hoc sur le seuil B/C, avec une réunion le 18 février 2016.

L'ensemble des présentations et des compte-rendus de réunion sont disponibles sur la plateforme de partage https://www.codesreseau-adeef.fr.

L'instance de concertation n'est pas parvenue à un consensus sur la valeur de ces seuils. En conséquence, conformément aux modalités prévues dans la note d'organisation, l'instance s'est engagée dans l'élaboration d'un bilan de la concertation, objet du présent document.

Ce bilan a été validé par l'instance de concertation le 24 Mai 2016 et sera transmis à la DGEC pour arbitrage.

3 Contributions des acteurs

Le présent bilan est constitué des documents reçus des acteurs suivants :

- RTE
- l'ADEeF
- le SER et les Producteurs (Dalkia, EDF EN, Engie, FHE, Novawatt)
- EDF
-Gigrel/Gimelec
- Engie
- FEE

PROJET

3.1 Contribution RTE

PROJET

Réseau de transport d'électricité

Code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité

Propositions de RTE sur la définition nationale des types d'unité de production A, B, C, D

PROJET

5 avril 2016

Sommaire

1. CONTEXTE 8

2. PROPOSITION POUR LE SEUIL A/B 9

2.1 - PLAGE AUTORISEE PAR LE CODE 9
2.2 - LES BESOINS DETERMINANTS 9
2.3 - LES CONTRAINTES EXPRIMEES PAR LES ACTEURS 11
2.4 PROPOSITION DE RTE SUR LE SEUIL A/B 11

3. DEFINITION DU SEUIL ENTRE B ET C 12

3.1 - PLAGE AUTORISEE PAR LE CODE 12
3.2 - LES BESOINS DETERMINANTS 12
3.3 - LES CONTRAINTES EXPRIMEES PAR LES ACTEURS 14
3.4 – PROPOSITION DE RTE SUR LE SEUIL B/C 15

4. DEFINITION DU SEUIL ENTRE C ET D 15

4.1 - PLAGE AUTORISEE PAR LE CODE 15
4.2 - LES BESOINS DETERMINANTS 15
4.3 - LES CONTRAINTES EXPRIMEES PAR LES ACTEURS 16
4.4 – PROPOSITION DE RTE SUR LE SEUIL C/D 16

5. SYNTHESE DE LA PROPOSITION DE RTE 16

ANNEXES 17

PROJET

1. CONTEXTE

Pour élaborer sa proposition concernant le choix des seuils, telle que présentée dans la suite de ce document, RTE s'est basé sur les besoins du système interconnecté européen, à l'horizon de 2030, dans un contexte d'évolution de l'exploitation, lié à l'évolution du mix énergétique et à l'ouverture du marché. Cette proposition est également fondée sur des hypothèses d'évolution du parc installé, vues de 2015 et s'appuient sur différents scénarios d'évolution du mix énergétique présentés dans le Bilan Prévisionnel 2014 et 2015 de RTE (voir présentation faite en instance de concertation en annexe 1).
La figure 1 ci-dessous présente les limites maximum des quatre catégories d'unité de production et le type d'exigences attendues de celles-ci dans le code RfG. Il est à noter que les projets de « *System Operation Guideline* » du code « *Emergency and restoration* »font référence aux types d'unités de production définies par le code RfG et prévoit en particulier l'observabilité et une certaine commandabilité pour les unités de type B. Ces besoins ont donc également été pris en considération dans la réflexion.

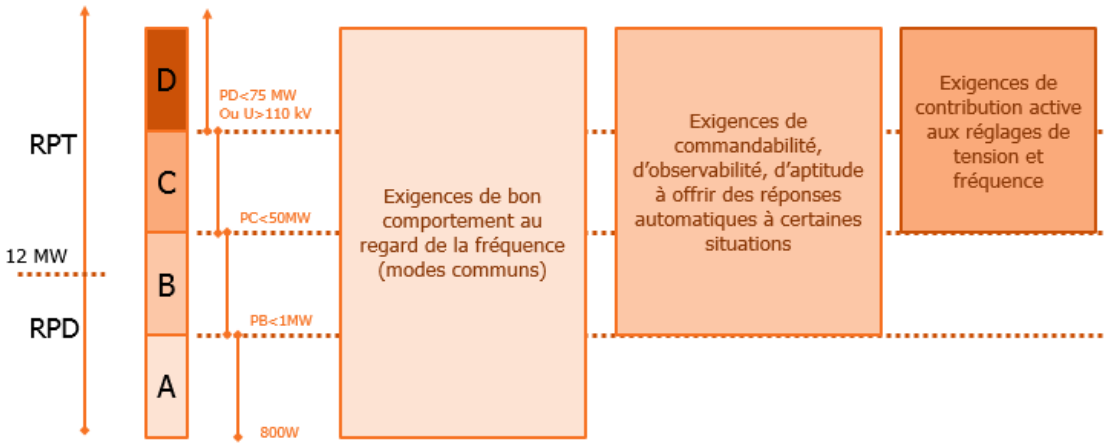


Figure 1 Les besoins du système électrique par rapport aux 4 types d'unités de production

Compte tenu des incertitudes pesant sur les différentes hypothèses prises dans les analyses, il est probable que des révisions seront à engager si les hypothèses prises en compte ne se réalisent pas, ou si de nouveaux éléments dimensionnants apparaissent.

Enfin, par rapport à l'approche actuelle de la réglementation française, qui définit les exigences applicables à une installation de production, il faut noter que les seuils définis par le code de raccordement pour les installations de production (RfG) sont définis par rapport à l'unité de production, telle que définie dans le code (i.e. un groupe synchrone ou un ensemble de générateurs connectés derrière un point unique de raccordement au réseau de transport ou de distribution).

RTE ne dispose pas à l'heure actuelle d'une bonne vision des choix qui seront retenus dans les autres pays européens, car les processus de concertation nationale se mettent en place et même si certains pays ont engagé les discussions sur ce point, aucun pays n'a encore entériné de décision. En revanche, les gestionnaires de réseau de transport continuent d'échanger sur les besoins du système électrique et la manière dont ils pourraient se traduire dans leur proposition sur les seuils, en fonction de leur parc existant, de leurs règles de raccordement et de l'évolution prévisible de leur mix énergétique, ces points étant de la responsabilité de chaque état membre.

Les propositions initiales de RTE ont fait l'objet de nombreuses discussions au sein de l'instance de concertation entre septembre 2015 et mars 2016. RTE s'est efforcé de répondre aux questions des acteurs, de fournir des compléments d'analyse et de prendre en considération les arguments exprimés par les différents acteurs pour élaborer sa proposition finale.
Enfin, RTE partage l'expression des acteurs sur le fait qu'il est indispensable d'avoir de la visibilité et de la stabilité sur ces valeurs de seuil.

2. PROPOSITION POUR LE SEUIL A/B

2.1. PLAGE AUTORISEE PAR LE CODE

Les unités de type A sont celles dont la tension au point de raccordement est inférieure à 110 kV et dont la puissance maximale est supérieure à 800W et inférieure à un seuil P_B, à définir au niveau national. La limite maximale P_B fixée par le code pour la zone synchrone « Europe continentale » est de 1 MW.

2.2. LES BESOINS DETERMINANTS

(voir présentation faite en instance de concertation en annexe 2)

RTE a identifié les principales exigences additionnelles applicables à partir du type B à prendre en compte pour caler la valeur du seuil :

- Les besoins d'observabilité et de commandabilité exprimés dans la future « *System Operation Guideline»* vis-à-vis des utilisateurs significatifs, définis comme étant les types B,C,D.
- Le projet de code « *Emergency and Restoration* » devrait définir des exigences de redondance et d'alimentation de secours des voies de communication pour les échanges d'informations liés au plan de reconstitution, pour les unités de type B, C et D.
- Les besoins vis-à-vis du code RfG
  - ⇒ Capacité à tenir le gabarit de creux de tension
  - ⇒ Capacité à fournir/absorber du réactif (si le gestionnaire de réseau le demande)

Observabilité et commandabilité

Les exigences d'observabilité et de commandabilité sont déjà requises pour les installations supérieures à 5 MW dans l'arrêté pour le raccordement des installations de production de 2008.

- **Sur l'observabilité :**

L'amélioration de l'observabilité est recherchée pour les installations PV, qui vont se développer massivement sur le RPD, en HTA et en BT. L'enjeu de l'observabilité est d'arriver à améliorer la prévision de la production de petite puissance raccordée sur le réseau de distribution, dont la part dans la production globale ne cesse d'augmenter. En effet, une meilleure maîtrise de cette prévision a un impact fort en termes :

- de besoin en réserve nécessaire pour couvrir les incertitudes sur cette production, afin d'éviter ou de limiter son augmentation, ce qui a un impact financier important pour la collectivité.
- d'exploitation du système et de sûreté du réseau car la prévision des situations de congestion sur certaines lignes du réseau sera améliorée.

La valeur maximum du seuil A/B fixé par le code RfG permet de gagner cette observabilité sur les unités de puissance comprise entre 1 et 5 MW. Néanmoins, l'observabilité sur les unités de 1MW et plus ne permet pas de généraliser l'information avec une précision acceptable sur les unités de taille inférieure car elles sont de nature différente. En effet, les centrales dont la puissance est supérieure à 1MW sont majoritairement des centrales au sol, qui sont par conséquent conçues dans le but d'optimiser le rendement, ce qui n'est pas le cas des productions diffuses en BT.

L'abaissement du seuil de 1MW à 250 kVA permettrait de gagner plus que l'observabilité sur ces seules unités, car ces unités, par leur répartition géographique et leurs caractéristiques techniques, donnent une bien meilleure image de la production en BT, inobservée et représentant plus de 50% de la puissance PV installée (voir illustration figure 2 ci-dessous).

PROJET

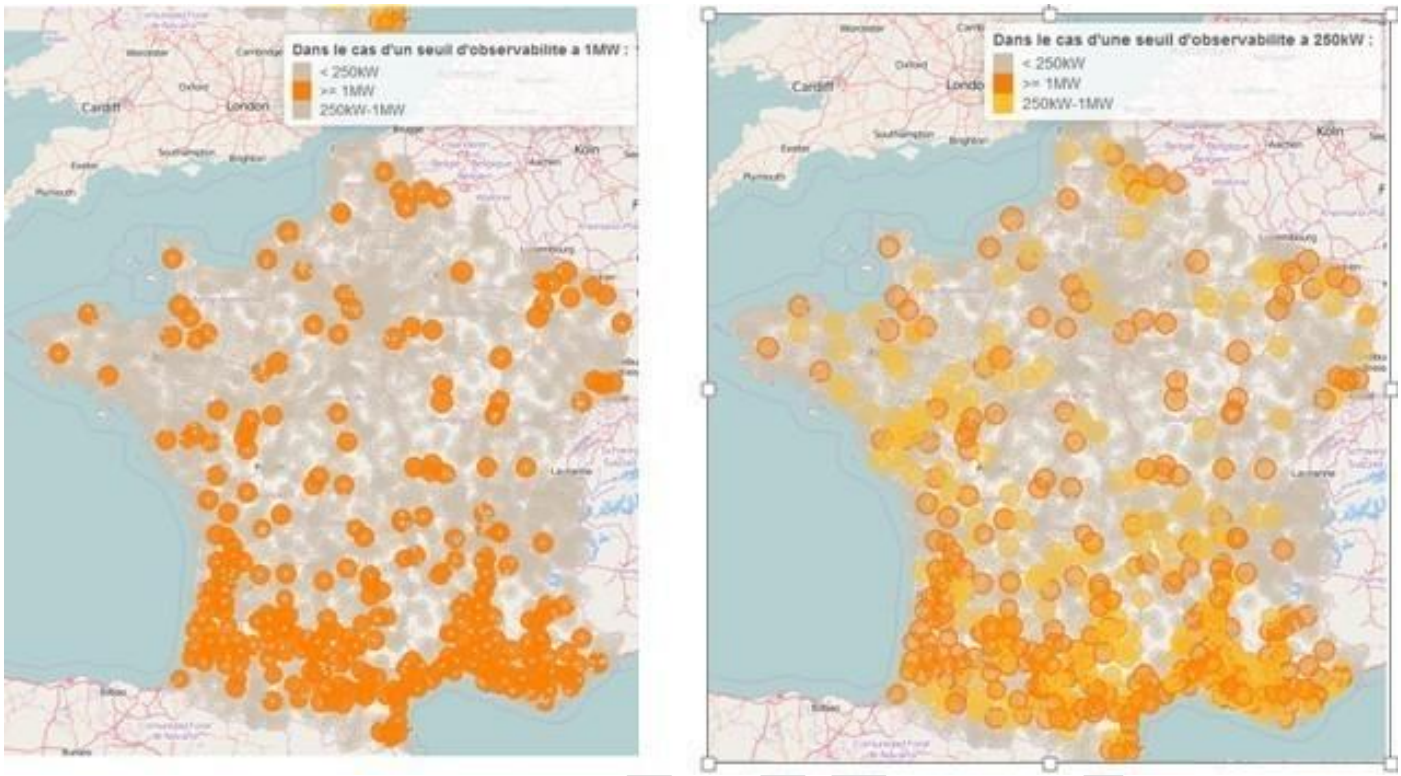


Figure 2 : illustration du gain en observabilité sur le parc actuel

- **Sur la commandabilité :**

Pour les unités de 1 MW et moins, le besoin majeur pour RTE en termes de commandabilité est de pouvoir maîtriser la reconnexion de ces unités de production après un incident de grande ampleur. En effet, après un incident majeur (du type de celui de 2006), il est indispensable d'éviter que les unités de production qui se sont déconnectées se reconnectent automatiquement, afin que RTE puisse garder la pleine maîtrise de la reconstitution progressive du réseau, dans les meilleurs délais.
Sur cet aspect, le code RfG prévoit que le TSO peut fixer les conditions dans lesquelles une unité de production de type B est capable de se reconnecter après une déconnexion fortuite provoquée par une perturbation sur le réseau, ce qui permettra de garantir la maîtrise de la reconstitution.

Par ailleurs, les projets de « *System Operation Guideline*» et de code *« Emergency and Restoration* » prévoient de pouvoir fixer une consigne de puissance active à l'unité de production de type B (sans exigence de lien de communication) et une consigne de réactif dans le code *« Emergency and Restoration* » (si la capacité est imposée à l'unité par le code RfG). Le code RfG prévoit déjà la capacité constructive à suivre une consigne de puissance active pour les types A.

Enfin, le code RfG impose pour les types B d'avoir une interface permettant de réduire la puissance active sur instruction reçue du gestionnaire de réseau (sans exigence sur le lien de communication).

Tenue au creux de tension

Lorsqu'un déclenchement d'ouvrage intervient sur le réseau de transport, cet incident se répercute sous la forme d'un creux de tension sur les réseaux de tension inférieure. Si un nombre important d'unités de production se déconnecte suite à ce creux de tension induit, cette perte de production peut dans certains cas engendrer un déséquilibre notable entre la production et la consommation sur le système électrique, et donc une variation importante de la fréquence du réseau.

Les analyses réalisées par RTE montrent que certains incidents sur le réseau de transport peuvent engendrer la perte d'un groupe de production de forte puissance, couverte normalement par les réserves de puissance disponibles. Néanmoins, si le même incident induit simultanément un creux de tension se propageant jusqu'en HTA sur une zone géographique étendue, et engendrant ainsi la perte massive d'unités de production de petite taille, alors l'incident initial peut avoir un impact néfaste sur la fréquence du réseau interconnecté européen, pouvant aller jusqu'au délestage de la consommation.

D'après les analyses, les incidents sur le réseau les plus dimensionnants, dont RTE doit se prémunir, peuvent impacter plusieurs zones du réseau français et la plus étendue représente environ 25% du réseau national

Dans ces circonstances, RTE a évalué la perte maximale de puissance supplémentaire admissible, liée au creux de tension (qui permet de ne pas dégrader la fréquence).

Si on prend des hypothèses de concentration géographique très forte d'unités de production qui se déconnectent sur creux de tension, on considère que dans le cas où l'incident dimensionnant entraîne la perte d'un groupe de 1300MW, on ne peut accepter de perdre plus de 200 MW, car les réserves sont dimensionnées en France pour supporter la perte de 1500 MW. Si on considère que la production sensible au creux de tension est répartie équitablement sur le territoire national et que la zone géographique la plus étendue à considérer pour cette analyse est de 25% du réseau, alors on peut limiter le volume de production sensible au creux de tension à 800 MW.(pour un parc existant entre 251 kVA et 1 MW d'environ 700 MW aujourd'hui).L'objectif étant de se prémunir de la perte massive d'unités de production raccordées sur une zone géographique déterminée, on vise par cette exigence les installations PV. En effet, on sait que les autres types de production de cette gamme de puissance (hydraulique, cogénération, biomasse) n'ont pas une densité géographique comparable à celle du PV sur une zone donnée.

Dans un contexte de développement massif d'EnR sur le réseau HTA et de PV en particulier, le risque qu'un creux de tension induit par un déclenchement sur le réseau de transport entraîne la perte d'une puissance supérieure à celle prévue dans les réserves va s'accroître.

Dans les deux cas évoqués, l'alternative pourrait être d'augmenter le volume de réserve, ce qui représente un coût certain pour la collectivité, alors que l'état de l'art des convertisseurs permet aux unités PV de se prémunir des creux de tension.

RTE reconnaît que l'analyse de la file d'attente pour le raccordement ne montre pas actuellement de tendance à la hausse pour le développement des unités de production entre 251 kVA et 1 MW. Néanmoins, la taille des installations PV qui se développent massivement est très liée aux incitations tarifaires (type appels d'offres), ce qui offre peu de visibilité sur le devenir de cette plage de puissance.

2.3. LES CONTRAINTES EXPRIMEES PAR LES ACTEURS

Sur l'observabilité et la commandabilité : les producteurs considèrent que la solution technique actuellement disponible pour les raccordements supérieurs à 5 MW présente un coût trop élevé pour des unités de taille inférieure.

Sur le creux de tension : si les unités éoliennes et PV n'expriment pas de contrainte technique sur la tenue au creux de tension, les machines synchrones et asynchrones de faible puissance auront des difficultés à répondre à cette exigence.

2.4. PROPOSITION DE RTE SUR LE SEUIL A/B

RTE estime qu'à terme, vus les besoins identifiés, le seuil A/B devra permettre d'englober l'ensemble de la production raccordée en HTA dans le type B (soit un seuil à 250 kVA, limite de raccordement entre la HTA et la BT).

Néanmoins, au vu des contraintes exprimées par certains acteurs, du manque de visibilité actuelle sur le développement des unités de production dans la plage 250 kVA -1 MW, RTE propose :

- de fixer le seuil A/B à 1MW

En parallèle, RTE et l'ADEeF s'engagent à travailler ensemble sur de nouvelles solutions répondant aux besoins d'observabilité exprimés dans le « *System Operation Guideline*», pour les unités de petite taille.

Si la production se développe dans la plage 250 kVA-1 MW au-delà d'un volume à évaluer par RTE, RTE reviendra vers les pouvoirs publics avec une proposition de baisse de ce seuil.

RTE reconnaît que cette proposition ne règle pas la problématique de tenue aux creux de tension pour les machines synchrones et asynchrones et propose de traiter ces cas de manière dérogatoire, en fonction du gabarit qui sera défini pour les unités de type B.

PROJET

3. DEFINITION DU SEUIL ENTRE B ET C

3.1. PLAGE AUTORISEE PAR LE CODE

Les unités de type B sont celles dont la tension au point de raccordement est inférieure à 110 kV et d'une puissance maximale comprise entre P_B (seuil choisi entre types A et B) et une puissance P_C, à fixer au niveau national.
La limite maximale de P_C fixée par le code pour la zone synchrone « Europe continentale » est de 50 MW.

3.2. LES BESOINS DETERMINANTS

(voir la synthèse des présentations faite en instance de concertation en annexe 3)

RTE a identifié les principales exigences additionnelles applicables à partir du type C à prendre en compte pour caler la valeur du seuil P_C :

- la capacité à fournir ou absorber du réactif selon un diagramme PQ/UQ

et, pour les parcs non synchrones de générateurs, la capacité de faire du réglage de tension.

- la capacité à contribuer au réglage primaire de fréquence.

RTE considère que la contribution au réglage secondaire de fréquence n'est pas un critère dimensionnant pour le choix du seuil et que les situations « critiques » vis-à-vis du réglage primaire sont décorrélées de celles vis-à-vis du réglage secondaire.

La capacité à fournir ou absorber du réactif et à faire du réglage de tension pour les parcs non synchrones de générateurs

Ces capacités sont demandées à toutes les installations raccordées en HTA et sur le RPT dans la réglementation actuelle.

En France, la régulation de tension repose en grande partie sur la contribution des producteurs raccordés au RPT, qui est rémunérée via les Règles Services Système Tension.

Les besoins de fourniture et en absorption de réactif et de réglage de la tension existent déjà et ne vont pas tendre à diminuer dans les années à venir.

Le réseau de transport connaît depuis plusieurs années des contraintes de tensions basses, plutôt dans des périodes de forte charge. Ces situations de tensions basses présentent des risques d'écroulement de tension. Pour pallier cette problématique, en complément de la contribution des installations de production au maintien de la tension, RTE a déjà réalisé des investissements sur son réseau (installation de plus de 1800 MVAr sur la Bretagne depuis 2011, par exemple). Aujourd'hui, les capacités actuelles des producteurs sont nécessaires pour garantir la tenue de la tension sur le réseau.

Par ailleurs, avec le développement des réseaux souterrains et de la production décentralisée, on voit se développer depuis plusieurs années des situations de tensions hautes sur l'ensemble du territoire français, plutôt dans les périodes de faible charge, qui peuvent conduire à sortir des plages de tension contractuelles et donc perturber les installations des clients. D'ores et déjà, RTE évalue le besoin à plus de 1000 MVAr selfiques pour gérer les contraintes d'ici à 2020.

Ce besoin est reconnu et des travaux sont en cours au sein du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport (CURTE) afin de mieux adapter le système de rémunération aux coûts engendrés par la contribution des producteurs à ce réglage.

Enfin, s'agissant d'une exigence existante, le choix du seuil pour maintenir cette exigence n'engendre pas de surcoût pour les producteurs.

La capacité à contribuer au réglage primaire de fréquence

Cette capacité est demandée actuellement à toutes les installations de plus de 40 MW, ces installations pouvant comporter plusieurs unités de production. Le choix du seuil doit donc prendre en compte le fait que le code définit les exigences à la maille de l'unité et non de l'installation.

Les installations à base d'énergies fatales sont exemptées aujourd'hui de cette exigence.

PROJET

Le code RfG prévoit que toutes les unités de type C doivent avoir la capacité constructive à régler la fréquence, indépendamment de leur technologie (seules certaines modalités pratiques tiennent compte du caractère non maîtrisable de certaines sources primaires).

- **Emergence de situations dans lesquelles la production synchrone apte au réglage qui fonctionne sur le réseau n'est pas suffisante**

RTE a montré au travers de ses analyses qu'avec le développement important des énergies renouvelables, en majorité éoliennes et photovoltaïques, la France pourrait connaître à l'horizon de 2030 des situations dans lesquelles la production synchrone démarrée apte à fournir du réglage n'est pas suffisante pour couvrir le besoin en réserve primaire (celui-ci est considéré identique à aujourd'hui dans les hypothèses d'étude, soit 600 MW). Ces situations correspondent à des périodes de forte production EnR, et donc de moindre production non EnR.

Par ailleurs, les analyses ont montré que dans ces situations, les conditions d'exploitation du parc nucléaire et les capacités effectives de ce parc à contribuer au réglage primaire de fréquence étaient les éléments dimensionnants :

- En effet, selon les hypothèses de mix énergétique à l'horizon de 2030, dans ces situations de forte production EnR, la quasi-totalité du réglage repose sur le parc nucléaire. EDF a indiqué que dans ces situations, du fait de leur durée et leur occurrence, la puissance produite par la filière nucléaire serait assurée par des unités fonctionnant à une puissance proche de leur puissance maximale, les autres unités étant mises à l'arrêt (vs tout le parc disponible démarré à une puissance intermédiaire). Dans ces conditions la capacité apte au réglage démarrée sur le réseau se trouve réduite.

- De plus, aujourd'hui, en application de la réglementation, on considère que tous les groupes démarrés et aptes au réglage à un instant donné peuvent apporter leur entière contribution à ce réglage (les éventuelles limitations étant compensées par les producteurs). Si l'évolution des règles de contribution au réglage de fréquence ouvrait la possibilité aux acteurs de ne mettre à disposition de RTE que la capacité effectivement disponible (prenant en compte des contraintes d'exploitation), la capacité effectivement apte au réglage démarrée à un moment donné pourrait être notablement réduite. Ceci augmenterait l'occurrence des situations où la production synchrone apte au réglage démarrée n'est pas suffisante pour assurer le besoin en réserve. **Conséquence sur le choix du seuil B/C**

Avec la vision actuelle de la taille et de la tension de raccordement des projets de nouvelles installations de production, fournie par la file d'attente sur le RPT et le RPD, on peut déduire de ces analyses que selon les hypothèses de mix énergétique à l'horizon de 2030, les unités de type D pourront ne pas être suffisantes pour garantir la réserve de 600 MW et qu'il faudra un volume important d'unités de type C aptes à contribuer au réglage.

- **Une analyse certes complexe et sensible aux hypothèses, mais surtout des certitudes à prendre en compte dans le choix du seuil**

Pour répondre aux demandes des acteurs, RTE a repris et affiné ses analyses à plusieurs reprises pendant la phase de concertation. Ces analyses à l'horizon 2030 sont très sensibles aux différentes hypothèses prises en compte, en termes de :

- <u>évolution du mix énergétique</u>

RTE s'est basé sur les scénarios « nouveau Mix » et « Diversification » de son Bilan Prévisionnel 2014 et 2015

- <u>taille et puissance des futures unités de production</u>

Aujourd'hui, on constate que la majorité des installations se développent en HTA, avec des puissances inférieures ou égales à 17 MW pour les installations éoliennes et en BT pour les installations photovoltaïques.

- <u>niveau de contribution au réglage demandé aux unités</u>

Aujourd'hui, les installations de production aptes au réglage doivent pouvoir mettre à disposition 2,5% de leur puissance maximale pour le réglage. En exploitation on constate une contribution moyenne du parc nucléaire plutôt autour de 2%. Les études de RTE ont été réalisées avec ces 2 niveaux de contribution.

PROJET

- répartition de la contribution entre les filières

  On constate dans les études que la décision de faire contribuer la production EnR de type C au réglage à hauteur de 25% ou de 50% du besoin a un impact très important sur le volume de capacité apte au réglage de type C nécessaire.

- contribution du parc nucléaire

  en fonction des conditions d'exploitation et de la contribution effective du parc démarré.

Malgré ces incertitudes, il demeure des éléments certains et dimensionnants :

- la production EnR va se développer de manière importante dans les années à venir ;
- les cas où la production synchrone démarrée sur le réseau et apte au réglage ne sera pas suffisante pour couvrir le besoin en réglage vont arriver ;
- il est nécessaire d'anticiper ces évolutions pour caler la valeur du seuil, afin d'éviter de devoir le baisser ensuite encore plus, afin de compenser le développement d'unités non aptes au réglage, voire de demander un retrofit si la capacité apte au réglage qui se développe n'est pas suffisante.

Il faut également prendre en compte des éléments indépendants de RTE, comme les conditions d'exploitation du parc nucléaire à l'horizon de 2030 ou la part jugée nécessaire de la contribution au réglage de fréquence des EnR.

Enfin, il faut noter que la capacité constructive à faire du réglage de fréquence est estimée peu chère, en particulier parce que toutes les unités doivent déjà disposer du contrôle commande permettant de faire du réglage de fréquence restreint à la surfréquence (LFSM-O).

Cependant, RTE reconnaît que les conditions d'utilisation de la capacité constructive et les coûts associés pour les EnR devront être pris en compte dans les Règles Services Système (ou dans tout autre mécanisme gérant la mise à disposition des réserves à l'avenir).

Par ailleurs, RTE reconnaît que le mécanisme de mise à disposition des réserves évoluera certainement dans les années à venir, et que de nouveaux acteurs pourront contribuer à la fourniture de réserves, comme les acteurs étrangers mais aussi les consommateurs. Dès aujourd'hui, RTE envisage de modifier la constitution de la réserve primaire actuellement faite via les Règles services système en participant à un appel d'offres transfrontalier. En conséquence, RTE ne cherche pas à couvrir la totalité des besoins en capacité apte au réglage identifiés dans ses analyses par le choix du seuil B/C.

3.3.- LES CONTRAINTES EXPRIMEES PAR LES ACTEURS

Sur la capacité à contribuer au réglage primaire de fréquence

EDF a souligné l'importance de prendre en compte les conditions d'exploitation du parc nucléaire à l'horizon de 2030, dans les situations de forte production EnR. Par ailleurs, EDF souligne que des contraintes d'exploitation liées à la contribution au réglage de fréquence pourraient être prises en compte dans l'évaluation des besoins en capacité aptes au réglage.

Certains acteurs se sont inquiétés des modalités d'application du code aux sites existants, suite à modifications. En effet, l'application des exigences de type C relatives au réglage de fréquence à certaines unités de production existantes suite à modification (en particulier la petite hydraulique) pourrait être très coûteuse. RTE considère que la décision d'appliquer des exigences du code après modification doit se baser sur une évaluation technico-économique. Les modalités d'application du code aux sites existants, suite à modifications, font d'ailleurs l'objet d'une concertation spécifique.

Le SER a exprimé des inquiétudes sur l'application du code à des projets en cours. En effet, celui-ci expose que si le choix du seuil B/C conduisait à modifier substantiellement les exigences applicables à des projets en cours, cela serait de nature à remettre complètement en cause ces projets. Notons que le code prévoit des modalités afin de définir les unités existantes au moment de l'applicabilité du code, basées sur l'existence d'un contrat « *définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production* » et la possibilité pour l'état membre de prévoir, dans des circonstances spécifiques, que le régulateur détermine si une unité de production doit être considérée comme existante (art.4.2).

PROJET

3.4. PROPOSITION DE RTE SUR LE SEUIL B/C

La proposition de RTE est basée sur la nécessité de maintenir les exigences de réglage de tension sur la HTB1 et l'évolution probable du besoin en capacité apte au réglage primaire de fréquence. Cette proposition tient compte du fait qu'indépendamment des incertitudes, les capacités constructives requises n'induisent pas de surcoût majeur pour les producteurs.

De plus, suite aux échanges survenus en instance de concertation, RTE souhaite décorréler la valeur du seuil retenu des limites de puissance maximale réglementaires pour le raccordement au RPD (12 MW, avec dérogation à 17 MW). Les analyses menées par RTE pourraient ainsi conduire à une valeur de seuil de 10 ou 15 MW.

RTE propose donc de définir le seuil B/C à 15 MW.

En complément, RTE souhaite garantir que ce seuil ne s'appliquera pas aux projets déjà engagés et propose pour ce faire de définir en instance de concertation le contrat définitif et contraignant à retenir pour qualifier les sites existants (convention de raccordement, contrat d'achat ?) ou, le cas échéant de demander à la DGEC d'appliquer la clause prévue dans l'article 4.2.

Si le seuil retenu est trop élevé, les risques sont les suivants:

- devoir remplacer les capacités de réglage de tension non disponibles en HTB1 par des moyens plus onéreux : bancs de condensateurs et de selfs, mais qui restent des moyens statiques. Le remplacement de ces moyens de production par des équipements de compensation statiques induirait une augmentation de la sollicitation en réactif du parc de production apte au réglage, avec un impact sur les coûts d'exploitation pour les producteurs existants. Pour un niveau équivalent de réglage en continu, des CSPR ou Statcoms devraient être installés, pour un coût au moins 1,5 fois supérieur à celui des moyens statiques.

- en fonction du développement des EnR, devoir mettre en œuvre des moyens coûteux pour compenser le manque de capacité apte au réglage de fréquence démarré sur le réseau dans les situations de forte production EnR : augmentation de la contribution des unités aptes existantes, imposition de machines synchrones (prévues à l'arrêt par le producteur) pour besoins services système, avec un impact sur le TURPE.

- Si ces besoins capacité de réglage de fréquence ou de tension deviennent trop onéreux, envisager des actions de retrofit sur le parc existant.

4. DEFINITION DU SEUIL ENTRE C ET D

4.1. PLAGE AUTORISEE PAR LE CODE

Les unités de type C sont celles dont la tension au point de raccordement est inférieure à 110 kV et d'une puissance maximale comprise entre P_C (seuil choisi entre types B et C) et une puissance P_D, à fixer au niveau national.
La limite maximale de P_D fixée par le code pour la zone synchrone « Europe continentale » est de 75 MW.
D'autre part, les unités raccordées en HTB 2 et 3 appartiendront par application de la définition au type D, indépendamment de leur puissance.

4.2. LES BESOINS DETERMINANTS

(voir présentation faite en instance de concertation en annexe)

RTE a identifié les principales exigences additionnelles du type D à prendre en compte pour caler la valeur du seuil P_D :

- Pour les machines synchrones, disposer d'un système de réglage de la tension plus performant que pour les types B
- Les autres exigences dépendent de la tension de raccordement

En France, toutes les unités raccordées en HTB2 et HTB 3 sont de type D, indépendamment de leur puissance. Le choix du seuil P_D n'a d'impact que sur celles raccordées en HTB1. RTE n'identifie pas d'enjeu particulier par rapport aux exigences liées au niveau de puissance de types D.

PROJET

4.3. LES CONTRAINTES EXPRIMEES PAR LES ACTEURS

Les acteurs n'ont pas exprimé de contraintes particulières par rapport au choix de ce seuil.

4.4. PROPOSITION DE RTE SUR LE SEUIL C/D

RTE propose de définir le seuil C/D à 50 MW, limite actuelle de puissance pour le raccordement en HTB1 (hors dérogation).

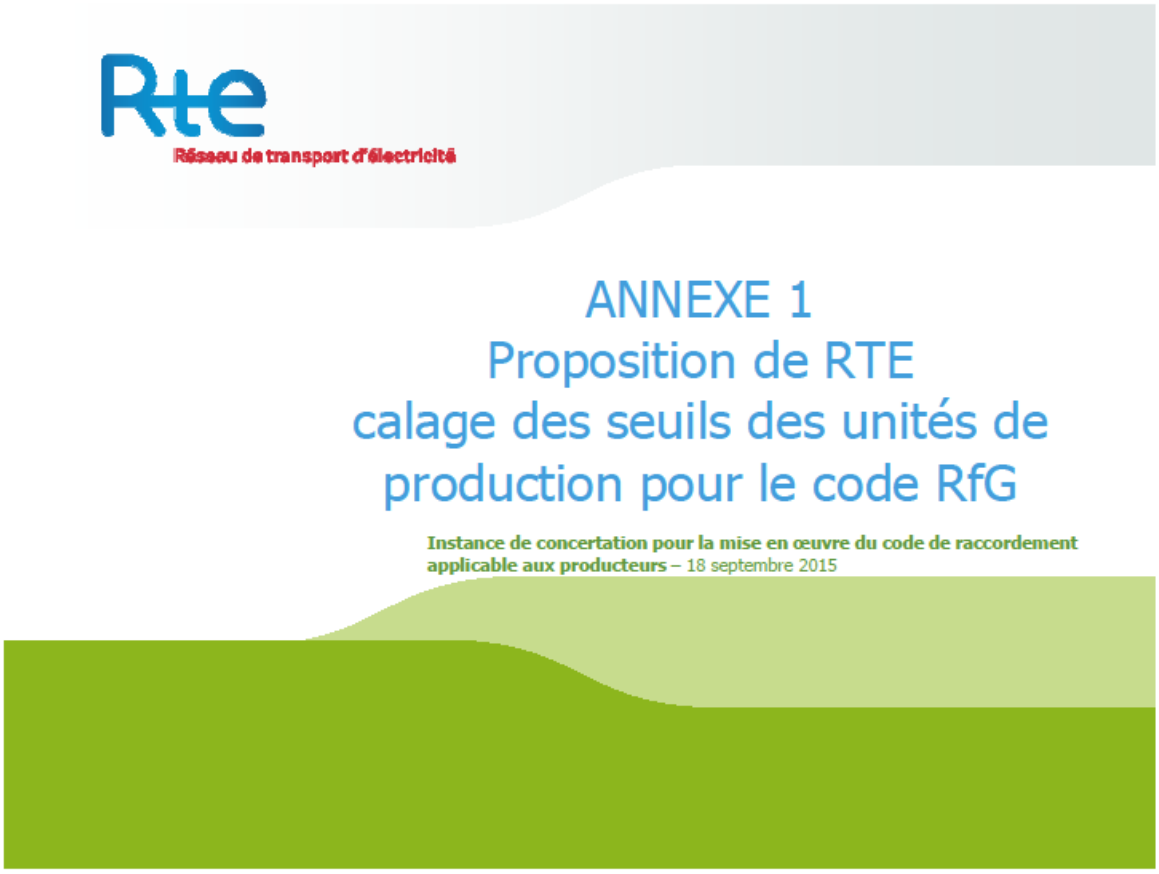
5. SYNTHESE DE LA PROPOSITION DE RTE

Type d'unité	Plage de puissance	Commentaires
Type A	Entre 800W et 1MW (inclus) et raccordé en dessous de 110kV	
Type B	Entre 1MW et 15 MW (inclus) et raccordé en dessous de 110kV	Dérogation à prévoir sur les creux de tension des petites machines synchrones Ce seuil devra être revu à la baisse après atteinte du volume de production prédéfini.
Type C	Entre 15 MW et 50 MW (et raccordement en HTB1) et raccordé en dessous de 110kV	Pas d'application aux projets en cours
Type D	Au-dessus de 50 MW ou raccordé au-dessus de 110 kV	

PROJET

ANNEXES .

Annexe 1 : présentation de RTE en instance de concertation du 18 septembre 2015: « Proposition de RTE : calage des seuils des unités de production pour le code RfG »



Annexe 2 : présentation de RTE en instance de concertation du 18 novembre 2015 : « Eléments complémentaires sur le calage du seuil A/B »

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 2
Eléments complémentaires sur le calage du seuil A/B

Instance de concertation pour la mise en œuvre du code de raccordement applicable aux producteurs – 18 novembre 2015

PRO

Annexe 3 : synthèse des présentations faites par RTE en instance de concertation sur le seuil B/C



PRO

3.2 Contribution ADEeF

PROJET

Contribution de l'ADEeF au bilan de concertation sur le choix des seuils de puissance déterminant les catégories A/B/C/D du code de réseau européen « Requirements for Generators »

Afin de garantir dans la durée une bonne gestion des réseaux électriques de distribution, et dans un contexte de développement massif de production décentralisée raccordée sur ces mêmes réseaux, l'Association des Distributeurs d'Electricité en France considère que les capacités constructives des installations de production et les exigences techniques pour le raccordement de la production sur les réseaux de distribution doivent être adaptées.

Position de l'ADEeF concernant le choix du seuil A/B : 1MW

Le développement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution rend nécessaire une plus grande observabilité et commandabilité des installations de production (exigence technique de « type B ») raccordées sur les réseaux de distribution HTA afin d'en assurer l'exploitation.

Cependant, l'ADEeF considère qu'une application des exigences de type B aux installations de puissance supérieure à 1 MW apparaît suffisante pour répondre aux besoins d'exploitation du réseau de distribution en présence de production décentralisée.

Position de l'ADEeF concernant le choix du seuil B/C : sans avis

Les exigences de type C du code RfG ne répondent pas à un besoin des GRD pour l'exploitation de leur réseau.

Cependant, l'ADEeF considère que rien ne s'oppose à ce qu'une installation de production ayant des capacités constructives répondant aux exigences de type C soit raccordée au réseau de distribution, si cela doit répondre à un besoin lié à la sûreté du système électrique. Afin de ne pas entretenir de confusion, l'ADEeF estime qu'il est souhaitable de décorréler la valeur du seuil B/C et les limites réglementaires de puissance maximale pour le raccordement au réseau public de distribution, précisées dans l'arrêté du 23 avril 2008 (ie. 12 MW, ou 17 MW avec dérogation).

PROJET

3.3 Contribution SER et Producteurs (Dalkia, EDF EN, Engie, FHE, Novawatt)

PROJET

Contribution du SER et des producteurs au rapport de concertation sur le choix des seuils de puissance déterminant les catégories d'exigence du code européen « Requirements for Generators »

1 Parties prenantes

Les positions et propositions exposées ci-après relèvent d'une concertation entre producteurs. Cette contribution doit être considérée comme relevant de l'association en particulier de Dalkia, EDF EN, Engie, FHE, Novawatt et des adhérents du SER dans leur ensemble. Ces parties prenantes sont désignées par la suite comme les Producteurs.

2 Observations générales

Les Producteurs sont concernés au premier plan par les conditions d'applicabilité du code qui apparaissent incompatibles avec les logiques de développement de projet de l'ensemble des filières. En effet, cette inquiétude des Producteurs a trait au risque de mise en péril, ou a minima la certitude de la fragilisation, des projets dont la durée de développement s'étale sur plusieurs années, et qui pourraient se voir soumis aux exigences du code sans que les conditions exactes d'application de ce code n'aient pues être connues suffisamment en amont pour être prises en compte.

En particulier, le b) du 2° de l'article 4 est rédigé comme suit :

«

2. Aux fins du présent règlement, **une unité de production d'électricité est considérée comme existante dans les cas suivants**:
    b. **le propriétaire de l'installation de production d'électricité a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement**. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité doit notifier la conclusion du contrat au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent dans un délai de 30 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement.

        La notification communiquée par le propriétaire de l'installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent indique au moins l'intitulé du contrat, la date de sa signature et la date de sa prise d'effet, et fournit les spécifications du composant principal de production qui doit être construit, assemblé ou acheté.

        Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si l'unité de production d'électricité est à considérer comme existante ou nouvelle.

»

PROJET

Cette disposition explicite clairement la condition qui permet de déterminer si une installation sera soumise aux règles du code ou pas. Cette condition ne satisfait pas les Producteurs pour lesquels les autorisations administratives sont déposées des années avant la contractualisation de l'achat du matériel de production, qui intervient souvent dans la dernière année avant la mise en service.

Les Producteurs font valoir que la prise en compte des exigences constructives imposées par le code de manière tardive dans le processus de développement a au moins trois conséquences majeures :

- des permis de construire modificatifs doivent être déposés dans de nombreux cas de figure ce qui rouvre les possibilités de porter un recours à leur encontre, alors même que la construction peut être sur le point de débuter ;
- les business plans établis au préalable, et sur lesquels sont assis la rentabilité des opérations sont susceptibles d'être remis en cause fortement pour deux raisons principales :
    - les conséquences de la fourniture des services systèmes associés aux capacités exigées par le code ne sont pas ou très mal connues puisque aucun retour d'expérience ne peut être produit à ce jour (vieillissement des machines, faisabilité, contraintes d'exploitation, …) ;
    - les principes de rémunération des services systèmes associés aux capacités exigées par le code sont inconnus car définis de manière très large dans le projet de code NCEB, qui n'a d'ailleurs pas vocation à encadrer de manière très précise les modes de commercialisation ou de compensation à mettre en place aux échelles nationales ;
- la signature des contrats d'approvisionnement en équipements n'étant que l'aboutissement d'un processus d'achat s'achevant juste avant la construction, toute modification des exigences techniques peut nécessiter de reprendre ce processus et entrainer des délais supplémentaires.

Afin de ne pas mettre en péril les projets de plusieurs filières de manière massive à cause des faits explicités ci-avant, les producteurs proposent trois alternatives, présentées par ordre de préférence :

1. la date qui doit faire foi pour juger de la qualité d'« installation existante » d'une installation, doit être la date de signature de la PTF pour un projet raccordé sur le réseau de distribution ou sur le réseau de transport. Les producteurs sont conscient que cette solution, la meilleure et la plus juste à leurs yeux puisque c'est à cette date que les conditions de réalisation d'un projet sont arrêtées par le porteur de projet, est difficile à mettre en œuvre puisqu'elle va à l'encontre de la disposition du code qui a été rappelée précédemment (art.4) ;
2. une dérogation doit être établie pour l'ensemble des filières dont la durée de réalisation d'un projet dépasse une année (puisque c'est la période qui sépare la date (T0+24 mois) à partir de laquelle un contrat d'achat contraignant doit avoir été effectué pour que l'installation soit qualifiée d'existante, et la date à laquelle le code s'applique. En effet, la teneur des seuils des catégories d'exigences ne seront connues de manière officielle qu'un an avant l'applicabilité du code qui a lieu 36 mois après l'entrée en vigueur du code. Cette dérogation doit permettre d'exempter de l'application du code les installations concernées par la dérogation jusqu'en avril 2023 a minima, c'est-à-dire 5 ans après la date d'officialisation probable des seuils ;
3. un niveau de seuil B/C maximal (50 MW) doit être choisi comme seuil applicable pour la période allant de l'entrée en vigueur du code jusqu'à la première opportunité de révision de ce seuil a minima (qui a lieu 3 ans après la date d'applicabilité du code soit T0+72 mois), date à laquelle ce seuil sera abaissé au niveau que RTE jugera nécessaire à son strict besoin pour assurer la sécurité du système. Cette dernière solution n'est

PROJET

pas complètement satisfaisante car la problématique est indépendante de la notion de seuil, mais est bien liée au processus de développement des projets.

3 Position spécifique au choix du seuil A/B

Les Producteurs lors des groupes de travail spécifiques à ce seuil ont soulevés les différences qu'il pouvait exister entre les filières. Les filières interfacées par de l'électronique de puissance sont apparues comme capable de respecter les exigences de la catégorie B même dans le cadre de puissances relativement faibles, en tout cas en première approche. Pour autant les machines électromécaniques directement couplées au réseau ont pu faire constater les difficultés qui apparaissent pour des installations de relativement faible puissance, et a fortiori de puissance inférieure à 1 MW.

Plus particulièrement il a été évoqué que parmi ces technologies, celles-ci ne rencontraient pas toute des difficultés à satisfaire aux mêmes exigences de la catégorie B, rendant nécessaire le relâchement des exigences de cette catégorie dans leur ensemble, et allant donc dans le sens du relèvement du seuil de cette catégorie au maximum permis par le code.

Les premiers échanges ayant laissé apparaître qu'une dérogation ne peut être spécifique à une filière, et encore moins de manière pérenne, les Producteurs demandent à ce que le seuil séparant les catégories d'exigences A et B soit choisi égal à 1 MW afin de tenir compte des réalités techniques de nombreux groupes de production. Les Producteurs renvoient les gestionnaires de réseau au chapitre 5 de ce document dans la mesure où une réglementation spécifique aux technologies interfacées par de l'électronique de puissance serait ici aussi à même d'effacer tout le problème, d'autant que c'est bien du développement de ces technologies dont on cherche à maîtriser l'impact sur l'organisation actuelle du système.

4 Position spécifique au choix du seuil B/C

Les Producteurs considèrent que la proposition d'un seuil de 12 MW pour délimiter les catégories d'exigences B et C du code serait préjudiciable, ce en particulier pour les filières pour lesquelles le respect des exigences de réglage de fréquence demandent des investissements lourds et/ou des modifications importantes des processus, lorsque cela est seulement possible.

En lien avec les difficultés inhérentes à certaines filières de production d'énergie renouvelable pour satisfaire aux exigences décrites pour la catégorie C du code, les Producteurs ne peuvent se résoudre au choix d'un seuil B/C trop bas. Ces filières sont en particulier les filières de cogénération et de génération à partir de biomasse. Les modalités de fonctionnement, et les contraintes structurelles d'exploitation qui pèsent sur ces filières, rendent l'exigence de capacité de fourniture de réglage primaire extrêmement contraignante. En effet, ces types d'installations ne suivent pas une architecture qui s'articule autour de la capacité de régulation puisque c'est usuellement la disponibilité du combustible qui pilote la production. Les chaudières développées pour ces applications ne sont pas susceptibles d'être facilement adaptées pour répondre aux exigences du code. Par ailleurs les contraintes d'exploitation, en partie imposées par les cahiers des charges des appels d'offre spécifiques à ces filières, rendent, et ce quelques soient les coûts d'adaptation associés, impossible ou quasi impossible un pilotage de la production permettant de participer à la fourniture de réserve primaire sans dégrader le rendement des installations. Or le rendement des installations est actuellement un critère décisif dans le mode de sélection des projets.

Pour permettre d'atténuer l'impact excessif des exigences du code sur certaines filières qui ont leur place dans le futur mix électrique, deux propositions sont faites par les producteurs :

PROJET

- la première consiste à demander le soutien des gestionnaires de réseau à ces filières pour que les exigences qui leurs sont faites, en termes de rendement par exemple, puissent être desserrées pour leur permettre de respecter plus facilement les exigences du code. Un travail conjoint entre producteurs, gestionnaires de réseau, l'administration compétente et l'entité régulatrice, doit permettre d'adapter le cahier des charges des appels d'offres de ces filières aux contraintes spécifiques qu'elles rencontrent pour respecter les exigences du code ;
- la seconde, cumulative le cas échéant avec la précédente, consiste à établir le seuil à un niveau qui permette d'assurer que la majorité des installations concernées soient considérées comme appartenant à la catégorie B. Ce seuil devrait être choisi en regard de la granulométrie actuelle et projetée à court terme des installations des filières concernées.

Par ailleurs, les Producteurs, concernés par le risque de coûts échoués, non seulement pour eux, mais aussi pour la collectivité, que représente la mise en place d'exigences fortes sur de trop petites installations, considère qu'il est a minima nécessaire que les besoins du système soit estimés de manière fine et transparente. Les études présentées jusqu'à présent, assises sur une granulométrie grossière du parc ne peuvent que donner des résultats approximatifs, et notoirement discrets puisque soumis à un effet de seuil. L'ensemble des hypothèses et des raisonnements mérite d'être clairement explicité et justifié (largeur de la bande de réglage, largeur identique pour toutes les filières, prise en compte des alternatives au réglage par la production…).

De plus ils demandent à ce que puissent être étudiées en parallèle (définition des exigences techniques détaillées) deux ou trois hypothèses de seuil B/C, de sorte que soit conservée la possibilité de faire un choix une fois les paramètres d'exigence affinés pour chacune de ces hypothèses de seuil, et que puisse être retenu en dernière instance celui qui apparaîtra comme le meilleur compromis pour l'ensemble des acteurs. Les producteurs proposent que soient étudiées en parallèle les hypothèses de seuil suivantes :

- 10 MW ;
- 20 MW ;
- 45 MW.

Les Producteurs souhaitent appuyer leur argumentation en faveur de cette dernière proposition en insistant sur le fait que les règles applicables à terme sont pour le moment totalement inconnues. La connaissance de ces dernières pourrait s'améliorer dans les deux années à venir avec l'entrée en vigueur d'autres codes européens. Ce constat amène à considérer avec encore plus d'intérêt une démarche qui permette réellement d'ajuster les choix au cours du temps. Si un principe itératif, tel qu'il a pu être proposé de prime abord, apparaît trop lourd et trop complexe à mettre en œuvre, l'étude de plusieurs niveaux de seuils en parallèle apporte une souplesse dont il ne faudrait pas se voir privé, tant la recherche de la solution optimale est facilitée lorsque le contexte global est précisé.

5 Demande expresse d'éclaircissement du pouvoir de contrainte des autorités nationales

En dehors de toutes les considérations précédentes, il apparaît tout à fait contre-productif de mener une réflexion qui s'appuie sur une interprétation juridique selon laquelle un état ne peut pas imposer de contraintes supplémentaires ou différentes que celles que recense et explicite le code, sans que cela n'ait été confirmé par les autorités compétentes.

En effet, une partie de l'inquiétude des gestionnaires de réseau est induite par le besoin de réglage de tension, ou encore les démonstrations se focalisent sur la fourniture de réserve primaire de fréquence,

PROJET

or les exigences du code emportent d'autres considérations. Il convient de démontrer que seul le code peut permettre de satisfaire aux besoins du système avant d'agir en tant que tel.

6 Demande de normalisation des études de faisabilité et de la construction de retour d'expérience

Indépendamment de tout ce qui a pu être explicité ci-avant, les producteurs demandent à ce que soient mises en place des expérimentations, concernant l'ensemble des filières de production, qui puissent permettre de tester de manière concrète le respect des exigences du code. Chaque expérimentation pourra être l'occasion soit de mettre en œuvre le respect de l'ensemble des exigences, soit de seulement une partie de celles-ci, de sorte que l'industrie électrique dans son ensemble puisse préparer ce changement de fonctionnement qu'apporte le code, et que cette industrie puisse finalement se préparer de manière intelligente et optimale à ce que sera le système électrique de demain. Dans ce cadre, les Producteurs demandent aux gestionnaires de réseau de bien vouloir entendre ce besoin impérieux et absolument nécessaire, de mettre en œuvre rapidement avec leur concours autant d'expérimentations qu'il sera possible de mener.

PROJET

3.4 Contribution EDF

PROJET

Aux termes des dispositions du futur règlement européen établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (RfG), la fixation des seuils pour les unités de production B, C et D conditionne les performances attendues de ces installations, selon leur puissance maximale ou leur tension de raccordement, dans l'objectif de contribuer à la sécurité du système. Le niveau de ces seuils aura donc des conséquences directes sur la sûreté du système électrique à laquelle EDF reste attachée. C'est pourquoi, le niveau qui sera défini doit s'appuyer sur une vision dynamique, calée sur une évolution anticipée et précise des besoins du système, afin de maximiser l'efficacité économique du dispositif.

Les éléments ci-après viennent compléter les éléments déjà communiqués ou présentés à l'instance de concertation et visent à contribuer au « bilan de concertation » qui sera transmis à l'autorité compétente pour arbitrage.

Sur la méthode de fixation des seuils

EDF a rappelé à plusieurs reprises son attachement au respect des grands principes de concertation acceptés par toutes les parties prenantes dans la note d'organisation, et aux termes desquels les gestionnaires de réseau doivent :

- justifier leurs propositions de seuils sur la base d'analyses d'impact détaillées, pour s'assurer qu'ils soient en bonne adéquation avec les besoins du système électrique à moyen/long terme, tout en tenant compte de l'impact sur les moyens de production existants et futurs;
- et en cas d'absence de consensus, il est convenu d'établir un « bilan de concertation » sur la base des différentes contributions des parties prenantes, qui sera ensuite transmis à l'autorité compétente pour arbitrage.

À la demande des producteurs, les analyses prospectives effectuées par RTE sur le besoin en capacité de réglage primaire de fréquence à l'horizon 2030 ont été approfondies. EDF a ainsi pu confirmer qu'au regard des situations critiques étudiées par RTE, la variante 2[2] était la seule pertinente techniquement et économiquement du point de vue des conditions d'exploitation du parc nucléaire à l'horizon 2030.

La dimension économique des études menées par RTE reste toutefois insuffisante, dans la mesure où l'étude se limite à un niveau d'analyse assez général. EDF considère également que des compléments d'analyse pourraient être apportés:

- sur le potentiel gisement du côté de la demande (notamment la capacité d'effacement) pour fournir des services de réglage;
- concernant l'identification et l'analyse des situations critiques pour la réserve secondaire, l'essentiel des analyses s'étant essentiellement concentrées sur la réserve primaire, alors même qu'on constate d'ores déjà des difficultés de constitution de la réserve secondaire et qu'il existe une interdépendance entre les volumes mis à disposition pour la réserve primaire et pour la réserve secondaire;
- et enfin, des éléments de benchmark européen pourraient apporter un éclairage intéressant, notamment sur les sujets méthodologiques et de processus, mais également pour vérifier la

[2] RTE a examiné deux variantes : i) celle, théorique, d'un parc démarré constitué de l'ensemble des tranches nucléaires placées à une puissance réduite et ii) celle, plus réaliste, du démarrage de certaines tranches à puissances plus élevées et l'arrêt de certaines autres. Dans la Variante 2, 14 tranches nucléaires sont démarrées à 92% de Pmax et les autres à l'arrêt, contrairement à la Variante 1, où 22 tranches sont démarrées fonctionnant à puissance réduite et 7 en VA.

cohérence des seuils en fonction des spécificités locales (en termes de mix énergétique et/ou de structure de raccordement du parc de production)[3].

À ce stade et au vu des incertitudes sur le système électrique à l'horizon 2030 et sur les conditions d'exploitation du parc de production, une démarche pragmatique pourrait consister à fixer les seuils selon un processus itératif :

i) en fixant dès aujourd'hui, une première hypothèse de travail sur la base du bilan de concertation pour avancer sur les autres exigences techniques et thématiques identifiées pour la mise en œuvre du code au niveau national ;
ii) quitte à l'affiner, à l'issue des deux ans envisagés pour la déclinaison nationale du code RfG (soit probablement à la mi-avril 2018), si des éléments nouveaux significatifs conduisaient à revoir les analyses d'impacts effectuées.

Synthèse du positionnement d'EDF sur les seuils

Afin de pouvoir décider du niveau des seuils de manière éclairée et de la façon la plus juste possible, nous avons rappelé qu'il était impératif d'évaluer le besoin en capacités constructives supplémentaires nécessaires pour assurer la sûreté du système électrique, mais également d'identifier les impacts sur les moyens de production existants et futurs.

Seuil B/C

Le seuil entre les catégories B et C – qui peut être fixé entre 1MW et 50MW selon le code RfG – est le plus dimensionnant, car il existe un saut significatif d'exigences techniques pour les unités de type C (telles que la capacité à fournir du réglage primaire et secondaire de tension et de fréquence, la resynchronisation rapide sur déconnexion suite à un incident, etc).

- ✓ Il convient de s'assurer que les capacités de réglage nécessaires à la sûreté du système pourront être présentes, en tenant compte de l'évolution du mix énergétique à l'horizon 2030, en ligne avec les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 19 août 2015 (LTECV). À cet égard, les scénarii envisagés dans le cadre du projet de Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE) soumis à consultation en novembre 2015 par la DGEC démontrent que les volumes d'énergies renouvelables (EnR) variables seront majoritairement développés dans les prochaines années, avec notamment environ 24 GW de solaire et éolien terrestre installés en 2018 (soit environ + 10 GW par rapport à aujourd'hui) et entre 39 GW et 42 GW en 2023 (soit environ + 15/18 GW par rapport à 2018).

- ✓ Il semble notamment important d'anticiper le volume de développement des nouvelles unités de production afin de limiter le risque d'une application rétroactive du code RfG à des installations existantes. Le fait d'équiper ex-ante des nouvelles unités est effectivement probablement moins coûteux qu'une mise à niveau non anticipée, imposée ex-post, qui remettrait en cause les *business models* des unités concernées, et risquerait de porter atteinte à la visibilité et à la prévisibilité nécessaire pour réaliser des investissements à long terme dans de nouveaux moyens de production.

- ✓ Il faut également tenir compte des conditions d'exploitation des moyens existants à l'horizon 2030 afin de ne pas surestimer leur capacité à fournir des services de réglage, au regard de la composition du parc de production. Les contraintes d'exploitation du parc existant à l'horizon 2030

[3] À ce titre, certains participants ont évoqué le fait qu'en Allemagne, toute unité d'une puissance supérieure à 20 MW était raccordée automatiquement à une tension supérieure ou égale à 110 kV et donc classée directement en catégorie D.

constituent, en effet, un élément essentiel des analyses du besoin menées par les gestionnaires de réseau pour définir le seuil le plus adapté.

- ✓ Nous rappelons, en outre, que les installations EnR variables devraient contribuer à la gestion en temps réel du système électrique et à la fourniture de services au réseau, à hauteur de leur capacité, comme tout autre moyen de production, conformément au principe d'égalité de traitement entre les moyens de production. À défaut, étant donné la part croissante des EnR dans le mix énergétique à l'horizon 2020-2030, la fourniture de ces services reposerait sur les seuls autres moyens de production aptes au réglage, dont le nombre de plus en plus faible, emporterait le risque d'une sur-sollicitation de ces moyens et de fait, un risque d'usure prématuré des groupes fournissant ces services. Cela ferait non seulement peser des risques sur la sécurité du système, mais serait également de nature à augmenter le coût de la fourniture de tels services.

- ✓ EDF considère, enfin, qu'il est difficile de dissocier la question de la capacité des conditions d'utilisation de cette capacité et notamment de sa rémunération. Le système actuel d'obligation de fourniture des services systèmes ne permet pas d'optimiser la répartition initiale de la réserve entre tous les acteurs. Un mécanisme de marché permettrait de tenir compte de la dimension économique lors de la répartition initiale des réserves et de rémunérer la capacité à sa juste valeur.

De manière générale et conformément au principe visé à l'article 7(3)(c) du code RfG *« visant à garantir l'optimisation entre efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées »*, il nous semble important que le bilan de concertation qui sera établi sur cette thématique, puisse effectivement tenir compte, tout en les distinguant, des coûts induits pour les différentes filières de production, en CAPEX (coûts d'investissement), mais également en OPEX (coûts opérationnels).

Les difficultés techniques de certaines filières spécifiques (notamment biomasse et cogénération), devraient également pouvoir être prises en compte, en particulier en travaillant à l'adaptation et à la bonne mise en cohérence des exigences de performance et de rendement (économie d'énergie primaire), imposées dans les cahiers des charges des appels d'offres lancés par les autorités compétentes, avec les exigences techniques découlant du code RfG.

Comme proposition de compromis, **EDF est donc favorable aujourd'hui à un seuil B/C à 17 MW** permettant de disposer de la capacité constructive nécessaire, tout en travaillant sur la base d'un seuil existant dans la réglementation française actuelle (séparation HTA/HTB).

L'exigence de capacité constructive est toutefois indissociable des conditions d'utilisation de cette capacité. EDF soutient donc, de manière concomitante, **la mise en place rapide d'un mécanisme de marché** de la constitution des réserves primaire et secondaire permettant de révéler des signaux incitatifs et de s'assurer de la juste rémunération de l'utilisation de ces capacités constructives.

Enfin, plutôt qu'une trajectoire d'évolution du seuil qui est susceptible d'être rediscutée et revue tous les trois ans et qui ne garantit donc pas la visibilité à long terme nécessaire pour les investisseurs, EDF considère qu'il serait préférable **de définir d'ores déjà la cible** et de prévoir des dérogations transitoires éventuelles permettant aux constructeurs et producteurs de s'adapter à l'évolution de la réglementation.

Seuil A/B

EDF soutient un seuil A/B élevé à 1 MW au regard de la difficulté technique des petites unités de production synchrones (hydrauliques notamment) à tenir aux creux de tension exigée pour la catégorie B.

Seuil C/D

PROJET

EDF a identifié une sensibilité faible au seuil entre les catégories C et D, dans la mesure où peu d'unités de production se situent entre 50MW et 75MW. Les niveaux de puissances usuels des nouvelles centrales thermiques conventionnelles (CCGT, TAC, nucléaire notamment) les classent directement en catégorie D, quel que soit le seuil C/D retenu.

***

Afin de poursuivre les travaux dans les meilleures conditions, EDF attire l'attention des autorités compétentes sur la nécessité de respecter l'esprit de la concertation afin de permettre une prise de décision éclairée sur la base d'un bilan de concertation qui intègre les différentes positions exprimées des membres et des analyses d'impact approfondies des gestionnaires de réseau justifiant leurs propositions.

Les discussions ont également montré qu'il était important de tenir compte de l'interaction entre les différentes problématiques à traiter dans le cadre de la concertation (et en particulier la fixation des seuils, le processus de dérogations, les conditions d'application à l'existant et la méthodologie des analyses coût-bénéfice).

OoOoo

PROJET

3.5 Contribution Gigrel /Gimelec

PROJET

GIGREL Gimélec

Proposition du GIGREL pour la contribution au rapport de concertation.

Choix du seuil A/B

Le code RfG fixe à minima le seuil A/B à 1000 kW. Le gain en capacité constructive entre le seuil A et le seuil B est constitué par 3 exigences, la capacité à contrôler la puissance active au travers d'une interface logique, la capacité à tenir le creux de tension, la capacité à fournir ou absorber de la puissance réactive. Ces gains en capacités constructives impactent les installations de production qui, jusqu'à présent, n'étaient concernées par ces exigences qu'au-delà du seuil de visibilité de 5 MW pour les installations raccordées en HTA et de 12 ou 17 MW pour les installations raccordée en HTB.

Dans quelle mesure le seuil A/B doit-il être redéfini pour s'adapter à la configuration des réseaux de transport et de distribution en France et en quoi les 3 exigences constructives pour les installations de productions de type B impactent les producteurs et les matériels de production ?

Du point de vue de RTE et de l'ADEef, la croissance attendue des énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque fait émerger de nouveaux besoins et nécessite de revoir le seuil A/B. Les travaux sur les réseaux électriques intelligents ont démontré que l'observabilité doit permettre d'obtenir une meilleure prévision en accroissant les télémesures et diminuer les besoins en réserve grâce à la meilleure prévision. Les installations de puissance entre 250 kVA et 1 MW ont un comportement différent des installations de puissances supérieures qui, elles, sont des installations au sol. Les installations de puissance inférieures à 1 MW ne sont pas aujourd'hui observées.

En 2015[1] la production non observée dans la tranche 0 à 250 kVA représentait 3 141 MW et dans la tranche 250 kVA à 1 MW, 267 MW. Le total de la production photovoltaïque était de 6 532 MW. Au sens du RfG, quel que soit l'évolution du seuil A/B entre 250 kVA et 1 MW, 48% de la puissance des installations de production photovoltaïque raccordées au réseau de distribution ne seront ni observables ni commandables. Les installations de puissance inférieures à 250 kVA constituent la production photovoltaïque raccordée sur le réseau basse tension.

L'évolution de la structure du parc photovoltaïque futur, au travers des premiers résultats de l'appel d'offre public 2014/S230-405274 montre que la majorité des installations photovoltaïques retenues (95.2%) sont de puissance supérieure à 1 MW. En première analyse, il semblerait que le manque d'incitation tarifaire pour l'électricité produite dans les tranches inférieures à 1 MW soit à l'origine du choix des investisseurs.

Ensuite les installations de production doivent tenir un creux de tension généré par le déclenchement du plus gros groupe français (1 500 MW) dans la limite de 200 MW si la production décentralisé est concentrée dans la zone à risque et jusqu'à 800 MW dans le cas où la production décentralisée serait répartie sur la zone la plus étendue du réseau soit 25% du réseau national. RTE mentionne, en s'appuyant sur les données de ERDF (2015) que la tranche des installations de production (toutes filières confondues) 251 kVA – 1 MW représente 704 MW et que le seuil de 800 MW n'est pas très éloigné.

L'ADEef souhaite s'appuyer, dans certains cas, sur les capacités en puissance réactive des installations de production de type B.

[1]Source ERDF 2015e

PROJET

Du point de vue des producteurs et des constructeurs la modification du seuil A/B en dessous de 1 MW impacte les installations du point de vue technique et économique. Au plan technique c'est la tenue au creux de tension pour les machines synchrones de faible puissance qui est aujourd'hui un obstacle majeur. En effet il n'existe pas de compte rendus d'essais du comportement de machines synchrones de faible puissance (puissance < 1MW) qui montre la capacité de telles machines à franchir le creux de tension avec une tension résiduelle, pendant le creux, de 5%. Ces 5% correspondent d'une part au gabarit le plus sévère spécifié par le RfG et également au gabarit spécifié par l'arrêté du 23 décembre 2010. Pour les petits groupes hydrauliques, en cas de baisse de tension l'alternateur accélère et peut se retrouver déphasé en à peine 10 ms. La profondeur du creux de tension n'a pas été discutée à ce stade de l'instance de concertation.

Au plan économique, quelles que soient la ou les solutions qui pourraient être mises en oeuvre pour « tenir » l'exigence de creux de tension pragmatiquement c'est l'investissement qui sera notablement alourdi par une augmentation de la taille des alternateurs (surcoût non identifié) et par le coût des essais pour chaque installation (environ 30 k€). Le coût des essais de type (environ 300 k€) sera partiellement répercuté sur chaque installation. Un secteur particulier est à considérer : La méthanisation agricole. Le plan EMAA[2] qui vise à l'installation de 1 000 méthaniseurs à l'horizon 2020 pour une puissance globale de 300 MW. La rentabilité de ces installations est très tendue[3] et un renchérissement des machines de production synchrones pour tenir le creux de tension serait un frein certain au développement du plan EMAA.

De plus, il convient de prendre en compte que des exigences harmonisées conduisent à une industrialisation plus poussée des solutions, possiblement des tests unifiés, et donc vraisemblablement plus poussés. En conséquence, cela permettre d'obtenir des coûts et des délais de mise en œuvre réduits et en final une meilleure attractivité pour les investisseurs. Il en résultera une meilleure contribution à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique.

L'observabilité et la commandabilité viendront également alourdir la facture de l'investissement au travers l'installation et la location d'un DEIE[4]. Du point de vue des producteurs l'utilité d'un surcroit de visibilité sur quelques centaines de kW n'est pas prouvée puisque les GRD ont la visibilité en temps réel sur tous les départs avec peu de foisonnement.

La conclusion des échanges en cours de concertation n'a pas réussi à fixer une proposition unique pour le seuil A/B. Deux propositions sont maintenues :

1. Un seuil A/B à 1 000 kW avec des exigences supplémentaires entre 250 kW et 1 000 kW pour l'observabilité et la commandabilité

2. Un seuil A/B à 250 kW avec un gabarit de tenue au creux de tension dérogatoire pour les machines synchrones de faible puissance entre 250 kVA et 1 MW

Le point de vue du GIGREL et du Gimélec est que le seuil A/B à 250 kW est acceptable si le gabarit de tension dérogatoire est acceptable. La tension résiduelle du creux de tension ne devrait pas descendre sous 30%. Il serait souhaitable que la limite A/B et la tension résiduelle du creux de tension tendent vers une valeur la plus harmonisée possible au sein d'une même zone synchrone. Par ailleurs, une harmonisation des seuils et des exigences détaillées avec les pays limitrophes et plus largement l'Europe nous semble nécessaire.

[2] Plan EMAA : Plan énergie méthanisation autonomie azote – 20-03-2013

[3] Cf Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 28 avril 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

[4] DEIE Dispositif d'Echange d'Information d'Exploitation

PROJET

3.6 Contribution Engie

PROJET

Le code Rfg va fixer les exigences en matière de raccordement au réseau des nouvelles installations de production d'énergie. Les exigences techniques sont distinguées selon la puissance de l'installation répartie en 4 classes (A, B, C, D), le type de fonctionnement (machine synchrone/groupe, asynchrone/parc, etc..), et la zone de connexion (Europe continentale, nordique, UK,…). A ce jour, le Code Rfg n'est pas publié.

Conformément au considérant (8) du code, **les exigences du code Rfg ne seront pas applicables aux installations existantes, sauf en cas de modification substantielles des installations existantes de classe C et D**.
Le niveau des seuils des catégories B et C concentre de forts enjeux puisque le passage en catégorie C imposera alors d'avoir la capacité constructive à faire du réglage primaire de fréquence et du réglage de tension. **Le seuil actuellement en vigueur** dans la réglementation française , obligeant les nouvelles unités à participer à la constitution de la réserve primaire, **est fixé à 40 MW**.
Le code Rfg laisse à chaque Etat membre la possibilité de fixer le seuil de chaque catégorie, **pour la catégorie C, la limite se situe à 50 MW.**

Selon RTE, un seuil C fixé à 40 MW ne permettrait pas de conserver, pour le futur, le même niveau d'exigence que celui prescrit par l'arrêté de 2008 sur le RPT. En raison de la baisse d'ici 2030 de la puissance installée des unités conventionnelles décrite dans le scénario « Nouveau mix », RTE envisage d'avoir besoin des unités de puissance < 40 MW pour assurer la stabilité de la fréquence en tout temps. **Un seuil à 12 ou 17 MW garantirait selon les gestionnaires de réseaux le maintien du niveau de sécurité actuel, la production devant se développer principalement en HTA**.
Par ailleurs, l'analyse des hypothèses prises pour évaluer ces seuils évoluera dans le temps. **Hors, le mécanisme de révision des seuils n'est toujours pas connu** et instaure une insécurité forte pour les investisseurs. **Les modalités de révision doivent impérativement être fixées dès l'origine**. De plus, **les règles pour la mise en application des exigences** (techniques, délais, mécanismes de marché, etc…), l'application au aux projets en cours, le système de dérogations (mécanismes, critères), les exigences propres aux gestionnaires de réseaux, etc… **ne sont pas clairement établies** ce qui ne permet pas aujourd'hui de quantifier correctement l'impact pour ENGIE.

Ajoutons qu'à ce jour, **les constructeurs de matériels ne proposent pas de solutions techniques chiffrées, vérifiables et pérennes permettant de répondre aux nouvelles exigences**. Dès lors, nous devons d'ores et déjà prendre en considération le délai de mise à disposition de solutions techniques efficaces et compétitives, pour permettre un juste équilibre du marché créé.

Par ailleurs, face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charge…), le maintien de l'équilibre production - consommation et le maintien d'une valeur acceptable de la fréquence nécessitent la constitution d'une réserve suffisante par rapport à un événement dimensionnant. **L'ENTSO-E demande à ses membres de constituer une réserve au moins égale à 3 000 MW pour l'ensemble du système synchrone continental européen, ce qui conduit à affecter une quote-part d'environ 600 MW au système français.**

Selon les règles actuelles, toute installation de production ayant la capacité constructive de participer au réglage primaire de fréquence doit mettre à la disposition de RTE, en cas de baisse de la fréquence, une réserve de puissance active au moins égale à 2,5% de sa puissance maximale. **Ainsi, actuellement, de nouvelles installations d'une puissance > 40 MW, les installations existantes dont la puissance est > 120 MW ont d'ores et déjà l'obligation de participer à cette réserve**. Chaque producteur doit

participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence selon les conditions prévues dans les textes.

De même, des solutions alternatives à la réserve primaire existent et doivent être prise en compte au moment de la réflexion destinée à fixer les nouveaux seuils. Par exemple les groupes à démarrage rapide (réserve rapide) peuvent apporter leurs supports au réseau. Répartis sur le territoire ils présenteraient l'avantage de répondre à des solutions adaptées au contexte local.

Notons par ailleurs que le mécanisme de constitution des réserves est en pleine évolution, à plusieurs niveaux :

- Le niveau Européen : des discussions étant en cours pour mettre en place dans les années à venir un système fonctionnant par appels d'offres sur un marché primaire organisé à l'échelle de l'Europe continental.
  Le mode de constitution des réserves primaires par appels d'offres est en vigueur dans la majeure partie de l'Europe (l'Allemagne, la Suisse, l'Autriche et les Pays-Bas s'approvisionnent conjointement en réserve primaire par un mécanisme d'appel d'offres transfrontalier commun). Des discussions sont en cours afin d'intégrer la France dans ce dispositif. Le **périmètre pertinent pour répondre aux besoins de réglage primaire serait alors européen et non plus seulement national, le marché des réserves primaires en serait que plus étendu, permettant de répondre plus facilement aux besoins**.
- Le niveau technologique : par exemple, en Allemagne, le producteur STEAG va construire 6 batteries de 15 MW par unité pour fournir de la réserve primaire. Le groupe pétrolier norvégien Statoil a annoncé un projet-pilote visant à relier un champ d'éoliennes flottantes en Écosse à un ensemble de puissantes batteries, nouvelle étape dans la quête de solutions de stockage des énergies renouvelables. **Des solutions techniques similaires seront certainement mises en œuvre en France dans les années à venir.**
- Le marché Local : La mise en place d'un **mécanisme de constitution des réserves par appel d'offres devrait permettre de révéler le prix pertinent pour le service de réglage et ainsi inciter au mieux les acteurs à participer**..

ENGIE estime que la mise en place d'un mécanisme par appels d'offres pour la constitution des réserves primaires apporte une sécurité supplémentaire quant à l'atteinte des objectifs fixés pour la sécurité du système électrique. **Ces éléments de contexte doivent être pris en compte dans la réflexion pour l'implémentation du code RFG**.

A l'inverse, en l'absence d'appel d'offres, il est à craindre que la fixation du seuil à 12 MW, délimitant les catégories B et C, incite les producteurs à maintenir la puissance de leurs nouvelles installations à un niveau inférieur à 12 MW. Cela engendrerait naturellement un effet de seuil. Ces nouvelles installations seraient alors dispensées de pouvoir participer au réglage primaire, en contradiction avec l'objectif de RTE d'élargir la participation à la réserve primaire.

Les analyses concernant l'équilibre offre/demande à l'horizon 2030 se focalisent sur les leviers disponibles au niveau de l'offre (installations de production) sans prendre suffisamment en considération le rôle qui pourrait être joué par les installations de consommation. Or, les sites de soutirage raccordés au réseau de transport peuvent participer aux services système depuis le 1er juillet 2014, à titre expérimental, et contribuent aujourd'hui à environ 50 MW de la réserve primaire.

La participation des sites de soutirage devrait se développer dans les prochaines années : d'une part, le dispositif permettant aux sites de soutirage raccordés au réseau de transport de participer aux service système devrait être pérennisé dans les années à venir ; d'autre part, les sites de soutirage raccordés au réseau de distribution devraient également pouvoir y participer progressivement.
Les éléments quantifiés pour établir un scénario du nouveau mix à 2030 afin de caler un niveau de seuil ne prennent pas suffisamment en compte toutes les opportunités qui existent et qui existeront demain (réserve rapide, autoconsommation, etc…). **La restitution des calculs RTE n'est donc pas suffisamment robuste et nécessite un approfondissement tant sur les hypothèses que sur le modèle utilisé.**

De plus, le code Rfg s'inscrit dans un cadre européen avec des objectifs climato-graphiques afin de réduire les émissions en CO2. Des moteurs fonctionnant à partir de biogaz et les installations de cogénération renforcent ces objectifs, **le code Rfg doit intégrer cette contribution en fixant des impositions acceptables pour ces technologies**.

Pour toutes ces raisons, ENGIE considère qu'en l'absence d'analyse couts/bénéfices, il n'y a pas d'éléments tangible (mesurable, quantifiable, etc…) pour permettre de valider des niveaux seuils recueillant le consensus. Au cours du débat, nous avons proposé de mettre en place un processus d'évaluation des seuils par itération. Cela permettrait à chacun de pouvoir alimenter la réflexion du comité et d'établir les décisions structurantes après examen et analyses des exigences du Code Rfg.

Nous demandons par ailleurs qu'un « Benchmark » Européen soit réalisé afin d'évaluer et de comparer en amont les choix et orientations nationales**. Dans le cas où des différences apparaitraient dans l'application des exigences du code Rfg d'un Etat à un autre, cela représentera un avantage concurrentiel important pour les investisseurs**. Les conditions d'accueil sur le réseau sont aujourd'hui au cœur des enjeux de développement des projets, les investisseurs recourent de plus en plus souvent à des financements par les banques, une insécurité dans le temps ou des avantages techniques et économiques pèseront à coup sûr dans le processus de décision d'investir dans tel ou tel Etat. C'est un paramètre à ne pas négliger, la compétitivité intra-européenne doit être prise en compte et nous souhaitons ne pas voir pénaliser inutilement les ENR au moment de la mise en oeuvre de la loi sur la transition énergétique et d'enjeux forts en faveurs du développement des ENR.

Pour conclure, en raison de la difficulté à évaluer le besoin de réserve primaire à horizon 2030, d'incertitudes sur le cadre règlementaire applicable, des contraintes et limites techniques rencontrées à ce jour**, ENGIE réitère sa demande d'évaluer le niveau des seuils en tenant compte des contraintes à intégrer à date, et d'approfondir les analyses au travers d'un processus itératif avant de mettre en place des seuils bas dès 2018 et sans en avoir démontré l'utilité à cet horizon.** Pour tenir compte des différentes technologies ENGIE propose de différencier les technologies avec une classification pour les appareils synchrones et une classification pour les appareils à électronique de puissance.
En attendant de disposer d'analyses approfondies et de comparaison des dispositifs européens, , ENGIE propose :
Seuil A : 1MW
Seuil B : 50 MW (ou 10/20/45/…MW)
Seuil C : 75 MW
Seuil D : supérieur à 75MW

La contribution ENGIE et les différents documents produits depuis le début de la concertation l'ont été afin d'être intégrés dans le bilan de la concertation.

3.7 Contribution FEE

PROJET

Note FEE sur le seuil L2 du Code RFG

Avril 2016

Cette note reflète la position des membres de France Energie Eolienne après consultation de la Commission Raccordement sur le seuil L2 du Code RFG qui impacte la filière éolienne.
Les réflexions se sont basées sur les supports de présentation de RTE, présentés lors des séances de travail.
France Energie Eolienne apporte dans cette note ses commentaires sur les hypothèses qui ont mené RTE à proposer un seuil L2 à 12 MW ainsi que des éléments de coûts qu'un seuil à 12 MW entraînerait pour la filière éolienne.

1. Sur la réflexion qui amène à considérer un seuil L2 à 12 MW en prévision du scénario 'Nouveau mix' de RTE qui prévoit 40% d'EnR dans le mix électrique à l'horizon 2030

France Energie Eolienne demande des éclaircissements sur le choix de certaines données d'entrée et critères d'analyse pour la détermination du seuil L2 qui permettrait au réseau de conserver son réglage primaire en fréquence à l'état actuel. Voici ci-dessous les points relevés :

- RTE base sa réflexion en estimant une contribution actuelle à 2% de leur Pmax pour les installations synchrones participant au réglage primaire de fréquence. Cela amène à anticiper une puissance de production participant au réglage de 30 GW afin de fournir les 600 MW demandé par l'Europe à la France. Cependant la DTR de RTE mentionne une puissance de réglage réglementaire à ±2,5%. Donc pourquoi demander moins pour le calcul de la contribution des énergies renouvelables ? D'autant plus qu'il est beaucoup plus aisé pour les installations thermiques ou nucléaires à fournir un réglage primaire de fréquence étant donné qu'il s'agit de fournir du combustible directement disponible. Cela n'affecte que l'OPEX des installations conventionnelles. Pour les installations d'énergies renouvelables la réserve de puissance est difficile à mettre en œuvre et entraîne une perte nette de revenus. L'ensemble du business case en est impacté.

- La réflexion de RTE pour l'évaluation d'un seuil B/C considère la même répartition du raccordement à l'horizon 2030 par rapport à la répartition calculée depuis 5 ans. Cette hypothèse nous semble complètement erronée. En effet, la puissance unitaire des machines est de plus en plus grande et donc la puissance totale des parcs l'est également. Par ailleurs, les solutions techniques nouvelles de raccordement, comme l'utilisation de câble ALU 2x240mm², permettront d'augmenter la puissance des raccordements sur le réseau de distribution. Ainsi, les parcs seront raccordés à des niveaux de tension et de puissances

PROJET

supérieurs par rapport aux niveaux de 2011. Ces éléments amènent à considérer un seuil de passage de B à C plus élevé que 12 MW pour bénéficier d'une réserve de 10GW.

- En considération du scénario nouveau mix, il est question de trouver au moins 10 GW instantanés de réserve sur les ENR démarrées. Ce chiffre de 10 GW est retenu car il permet de compléter la réserve de 20 GW de production conventionnelle pour laquelle la fourniture des puissances est assurée à 99,65% du temps. Il faudrait nous montrer l'évolution de la durée entre 20GW et 30 GW de production classique. En effet, il est possible qu'à 25 GW, la durée soit toujours relativement faible donc acceptable. Dans ce cas-là, le besoin ne sera plus de 10GW mais seulement de 5GW et nous pourrons là aussi repousser le seuil de 12 MW à un niveau supérieur.

- D'où provient le ratio besoin en réserve/ EnR instantané fixé à 1,8 ? Si l'on considère que l'offshore a une production plus stable, le ratio ne devrait-il pas être beaucoup plus faible ? Ou ne faudrait-il pas purement et simplement enlever l'offshore de ce ratio ?

Ces différentes hypothèses si elles sont affinées et rediscutées, permettront de fixer un seuil plus haut que 12 MW pour fournir les 10 GW de puissance instantanée demandés aux EnR.

2. Réflexion sur les capacités techniques de la filière éolienne à fournir les services demandés en catégorie C et sur les coûts associés

2.1. Assurer la réserve primaire de fréquence

Les solutions possibles sont :

- brider le parc en permanence pour être en mesure de fournir un surplus de puissance. Cette réserve de puissance est possible uniquement si :
    - le parc n'est pas à l'arrêt
    - Pdispo≥2,5%Pmax avec Pdispo la puissance de production disponible à un instant t et Pmax la puissance active maximale que peut délivrer le parc éolien

- bénéficier d'un stockage d'énergie d'une certaine taille qui pourra injecter à tout moment la réserve nécessaire (s'il n'est pas déchargé). Le coût d'un système de stockage peut varier entre 500-700 €/kWh. Ainsi, la manière dont seront rémunérés les services systèmes sera déterminante pour évaluer la pertinence d'investir dans une solution de stockage. Investir dans le stockage représente aujourd'hui un CAPEX très important qui ne pourra pas être fournit pas les installations de faibles puissances se raccordant sur le réseau HTA.

PROJET

– Fournir de l'inertie synthétique qui permet de booster les machines sur de courtes périodes afin d'augmenter temporairement la puissance. Cette solution a un coût logiciel et augmente l'obsolescence des machines puisqu'elle fatigue à terme les matériaux.

2.2. Fournir de la puissance réactive

Actuellement la fourniture de réactif est demandée aux installations raccordées au RPT. Or si le seuil L2 est fixé à 12 MW cela impliquera de définir des diagrammes PQ différents au sein de la catégorie C, un pour les installations de production raccordées au RPD et un autre pour les installations de production raccordées au RPT.
Par ailleurs, imposer aux installations de faible puissance d'investir dans un système Statcom ou des bancs de capacités pour fournir du réactif est bien trop élevé pour les développeurs et exploitants éoliens. En effet, les turbiniers savent fournir de la puissance réactive au-delà de 20% de la puissance active, cependant fournir de la puissance réactive en dessous de cette limite est très honéreux.

Exemple sur une installation de 17 MW devant absorber Q=0,35 x Pmax :
En considérant un coût moyen constaté des moyens de compensation en réactif de l'ordre de 75k€/MVAR le surcoût calculé est de 17 x 0,35 x 75 = 446k€
En ajoutant à cela un surcoût d'environ 50k€ représentant des coûts de matériel supplémentaire (contrôleur plus évolué qu'un contrôleur classique), des coûts d'études plus complexes (études dynamiques), et des tests de conformité, le surcoût total pour les développeurs et exploitants serait d'environ 500 k€.

A titre de comparaison il est intéressant d'évaluer le coût du raccordement d'un parc éolien de 17 MW. Ce coût varie selon différentes hypothèses :

- de la distance de raccordement entre le poste de livraison et le poste source
- de la quote-part donc de la région de raccordement
- des terrains, ouvrages et communes traversés
- du matériau retenu pour le câble (aluminium ou cuivre)

Pour un raccordement d'un parc de 17MW, le câble utilisé sera du 240 mm² cuivre ou bien du 2x240mm² aluminium.
Sans tenir compte de la quote-part, voici quelques prix moyens du raccordement d'un parc de 17 MW selon différents scénarios:

Scénario	1	2	3	4
Distance au PS	8 km	8 km	15 km	15 km
Type	1x240² Cu	2x240² Alu	1x240² Cu	2x240² Alu
PU	125 000 €/km	80 000 €/km	125 000 €/km	80 000 €/km
Total	1 000 000 €	640 000 €	1 875 000 €	1 200 000 €

PROJET

Ainsi, pour un parc de 17 MW le surcoût lié à la fourniture de services pour le réglage de puissance réactive varierait entre 27% à 78% du coût du raccordement.

3. Conclusions

La fixation du seuil L2 entre les catégories B et C repose principalement sur les réflexions autour de la nécessité de conserver le niveau de réglage primaire en fréquence actuellement en vigueur sur le réseau. Les estimations de RTE sur le besoin de puissance de production issue des énergies renouvelables pour participer à ce réglage primaire ont conduit à un seuil à 12MW. France Energie Eolienne présente dans cette note plusieurs remarques pour argumenter sur le fait que seuil à 12 MW, le plus bas que le code RFG prévoit pour la catégorie C, n'est pas du tout justifié pour plusieurs raisons.
Par ailleurs, étant donné le manque de visibilité sur les coûts qui pèseront sur les développeurs et exploitants pour la fourniture de services au réseau et sur le mécanisme de rémunération de ces services, la filière éolienne est en faveur d'un seuil plus élevé que 12 MW. Le seuil entre RPT et RPD semble être une solution a minima pour définir le seuil mais cependant un seuil plus élevé est légitime au vu des pertes importantes de revenus d'exploitation dues à la nécessité de conserver une réserve de puissance active.
Ainsi la filière éolienne estime qu'il est très difficile d'évaluer l'impact que cela représente pour les installations éoliennes d'être dans la catégorie C du Code RFG étant donné le manque de visibilité concernant les demandes techniques exactes qui seront demandées (capacités en réactif principalement) ainsi que les mécanismes de rémunération des services systèmes.

PROJET

Créée en 1996, France Energie Eolienne est l'association professionnelle de l'éolien. Elle regroupe près de 250 entreprises réparties sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'éolien. Elle représente plus de 90% des éoliennes installées en France.

4 Synthèse

Les positions des différents contributeurs sont synthétisées ci-dessous :

	LIMITE A/B	LIMITE B/C	LIMITE C/D
RTE	**1 MW**	**15 MW**	**50 MW**
	Argumentaire : RTE comprend les contraintes exprimées par les autres acteurs concernant les exigences en terme de commandabilité / observabilité et de tenue du creux de tension. Une baisse de ce seuil est à prévoir si le volume de production se développant dans la plage 250kVA-1MW dépasse une certaine taille qui reste à définir par RTE.	*Argumentaire :* - maintien des exigences actuelles sur le réactif et le réglage de tension - anticipation du développement des filières éoliennes et PV, dont la capacité constructive à faire du réglage de fréquence est avérée et peu coûteuse (mais il faut travailler sur l'utilisation) - Souhait de décorréler la valeur de seuil des limites de puissance maximale réglementaires pour le raccordement au RPD (ie 12MW avec dérogation à 17MW). - Ce seuil ne s'appliquera pas aux projets déjà engagés (« installations existantes » selon la définition du code RfG). - Mise en garde des coûts onéreux qui surviendraient si le niveau de seuil était trop élevé (réglage de tension et réglage de fréquence).	*Argumentaire :* Correspond à la limite actuelle pour le raccordement en HTB1 Pas de contraintes particulières exprimées par les autres acteurs. La majorité des exigences type D dépendent du niveau de tension de raccordement.
ADEeF	**1 MW**	**Neutre**	**Pas d'avis exprimé**
	Argumentaire : L'application des exigences « Type B » du code RfG aux installations de puissance supérieure à 1 MW apparaît suffisante pour répondre aux besoins d'observabilité et de commandabilité du réseau de distribution en présence de production décentralisée.	*Argumentaire :* Les exigences de type C du code RfG ne répondent pas à un besoin des GRD pour l'exploitation de leur réseau. Cependant, l'ADEeF considère que rien ne s'oppose à ce qu'une installation de production ayant des capacités constructives répondant aux exigences de type C soit raccordée au réseau de distribution, si cela doit répondre à un besoin lié à la sûreté du système électrique. Afin de ne pas entretenir de confusion, l'ADEeF estime qu'il est souhaitable de décorréler la valeur du seuil B/C et les limites réglementaires de puissance maximale pour le raccordement au réseau public de distribution, précisées dans l'arrêté du 23 avril 2008 (ie. 12 MW, ou 17 MW avec dérogation).	

PROJET

	LIMITE A/B	LIMITE B/C	LIMITE C/D
SER et producteurs	**1 MW**	**Préférence a priori pour 50 MW** **Proposition d'étudier en parallèle les seuils 10MW, 20MW, 45MW**	**Pas d'avis exprimé**
	Argumentaire : Inégalités de filières vis-à-vis du respect des exigences de la catégorie B. Problèmes rencontrés d'autant plus impactants que la puissance installée est faible et que la connexion au réseau se fait directement plutôt qu'à travers de l'électronique de puissance	*Argumentaire :* - Filières de cogénération / biomasse ne sont pas adaptées pour la fourniture de réserve primaire. Il est donc préférable que la majorité de ce type d'exploitations soit dans la catégorie B. - Nécessité d'affiner les paramètres d'exigence relatifs aux catégories, d'où la proposition d'étude en parallèle de différents niveaux de seuil.	
EDF	**1 MW**	**17 MW**	**Pas de préférence**
	Argumentaire : Difficultés techniques des petites unités de production synchrones à tenir les exigences de la catégorie B (creux de tension)	*Argumentaire :* Proposition de compromis sur la base d'un seuil déjà existant (séparation HTA/HTB) permettant de : - disposer d'une capacité constructive nécessaire à la sûreté du système, en tenant compte de l'évolution du mix énergétique à 2030 et d'un déploiement EnR encore majoritairement à venir ; - limiter le risque d'une application rétroactive du code RfG sur certains moyens de production ; - ne pas surestimer les capacités des moyens existants à l'horizon 2030 à fournir les services de réglage, en tenant compte des conditions d'exploitation du parc en 2030 et des éventuels surcoûts pour le système et les producteurs ; - maximiser l'efficacité économique du dispositif afin d'assurer l'optimisation globale du système (plan de production et fourniture des réserves) en limitant le risque de sur-sollicitation des moyens existants, qui entraînerait une augmentation du coût de fourniture de tels services. - Cette proposition est indissociable de la mise en place d'un mécanisme de marché de la constitution de la RP et RS permettant de s'assurer de la juste rémunération de l'utilisation de ces capacités constructives. - Quel que soit le seuil retenu, il faudra également tenir compte des difficultés techniques de certaines filières spécifiques (biomasse et cogénération notamment).	*Argumentaire :* - sensibilité faible au seuil entre les catégories C et D, car peu d'unités de production se situent entre 50MW et 75MW. - Les niveaux de puissances usuels des nouvelles centrales thermiques conventionnelles (CCGT, TAC, nucléaire notamment) les classent directement en catégorie D, quel que soit le seuil C/D retenu.

PROJET

	LIMITE A/B	LIMITE B/C	LIMITE C/D
GIGREL - GIMELEC	**1 MW**	**Pas d'avis exprimé**	**Pas d'avis exprimé**
	Argumentaire : - Difficultés techniques des petites unités de production synchrones à tenir les exigences de la catégorie B (creux de tension). Surcoûts très importants. - Actuellement peu de développement du parc de production entre 250kW et 1MW.		
ENGIE	**1 MW**	**50 MW (ou 10/20/45 MW)**	**75 MW**
		Argumentaire : - difficultés à évaluer le besoin de réserve primaire à un horizon 2030 - incertitudes sur le cadre les contraintes et limites techniques rencontrées - nécessité d'approfondir les analyses au travers d'un processus itératif	
FEE	**Pas d'avis exprimé**	**17 MW à minima** **(revoir les hypothèses de projection en 2030 pour l'estimation du seuil)**	**Pas d'avis exprimé**
		Argumentaire : - Manque de visibilité sur le mécanisme de rémunération des services au réseau qui conditionnent l'étude des coûts - Coûts importants identifiés dès maintenant de fourniture des services pour les développeurs et exploitants de parcs éoliens (bridage des parcs, stockage, logiciels, fonctionnalités nouvelles des machines,…) même avec un seuil à 17 MW - Soutien financier public peut-être nécessaire les premières années - Mettre un seuil à 50 MW les premières années et décroître le seuil en fonction de la maturité des solutions, du marché de rémunération des services systèmes et du développement des EnR sur le réseau électrique.	

PROJET

5 Conclusion

Les contraintes techniques pour les unités de faible puissance liées aux exigences de type B ont été entendues par les gestionnaires de réseau. Le volume de ces installations étant pour le moment limité, la même valeur de seuil A/B : 1 MW est proposée par tous les contributeurs.

Les contributeurs présentent des propositions différentes sur les valeurs à proposer pour les seuils B/C et C/D, ce bilan de concertation est donc transmis à la DGEC pour arbitrage sur ces deux points.

PROJET