GDF SUEZ
Réponses au troisième questionnaire de la concertation CURTE à propos des paramètres et processus structurants du mécanisme

Ce document constitue le troisième questionnaire du GT Mécanisme de capacité et traite spécifiquement de sujets relatifs à la Certification et au Règlement financier relatif à l'écart au périmètre des responsables de périmètre de certification.
Le questionnaire n°1 portait en partie sur la thématique de la certification, et du règlement financier relatif à l'écart au périmètre des responsables de périmètre de certification. Compte tenu de l'étendue de la problématique, ces questions ne sont pas adressées de nouveau. Néanmoins, des éléments de précision peuvent être apportés sur les questions 6 à 11 et 18 à 23 du questionnaire n°1 en préambule des réponses à ce questionnaire n°3.

Période de pointe PP2

Une période de pointe désigne les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée.

Q1. Selon quelle méthode définiriez-vous la période de pointe PP2 et à quelle échéance (plusieurs années à l'avance et sur une méthode théorique ; sur la base de signaux de court terme, par exemple sur un critère lié aux marges d'exploitation ou sur la consommation réalisée)

GDF SUEZ est favorable à un mécanisme en deux niveaux :

- *Premier niveau : une période PP2 (qui doit être égale à PP1) qui est définie plusieurs années en avance et qui englobe l'essentiel du risque de défaillance.*
- *Second niveau : en temps réel, au sein de cette période PP2, quand un risque de défaillance pourrait apparaître, par exemple pour le lendemain, un signal doit avertir l'ensemble des acteurs de ce risque de jour critique.*

En pratique, cela veut dire une période PP2 qui à minima prend en compte les mois de janvier, février et décembre pendant lesquels les analyses de RTE indiquent que l'essentiel du risque de défaillance se matérialise conformément à ce qui est précisé dans l'article 5 du décret 2006-1170 du 20 septembre 2006.

Q2. Cette méthode vous parait-elle assurer le soutien des actions de réduction de la consommation électrique aux heures de pointe ? Cette méthode vous parait-elle assurer le développement des capacités au prorata de leur contribution à la réduction du risque de défaillance ?

Q2.1.

Oui, cette méthode permet d'assurer le soutien des actions commandées de réduction de la consommation électrique aux heures de pointe, puisque :

1. *Elles auront, conformément à la définition de la capacité certifiée du décret, reçu des garanties de capacité au prorata de leur contribution à la réduction du risque de défaillance ;*
2. *Que ces capacités seront à même de contribuer effectivement à la réduction de la consommation les jours critiques du point de vue du risque de défaillance.*

Q2.2

Oui, cette méthode est pertinente pour assurer le développement des capacités au prorata de la contribution à la réduction du risque de défaillance. Ce dernier point étant assuré par d'autres facteurs : économique, méthodologie de certification.

Il importe ici de faire remarquer que le risque de défaillance est indépendant, au-delà d'un certain nombre d'heures (par exemple 150 à 200) de la durée de PP1=PP2. Et que dès lors, le choix de PP1=PP2 devient en quelque sorte purement formel ou simplement, dans le cas de PP2, destiné à permettre des tests éventuels de présence

---

Certification

Niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif

Le niveau de capacité certifié doit refléter la contribution d'une capacité à la réduction risque de défaillance pendant l'année de livraison. Il tient compte notamment de la disponibilité prévisionnelle pendant PP2.

Le niveau de capacité effectif doit refléter la contribution réelle d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

Q3. Pouvez-vous, en réponse à ce questionnaire, présenter des éléments d'analyse d'une méthode d'estimation de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance ?

Comme indiqué dans les réponses au questionnaire N°1 de la concertation, GDF SUEZ recommande une méthode de détermination de la capacité certifiée basée sur la contribution marginale de la capacité certifiée à la réduction du risque de défaillance.

Pour que cette méthode convienne, elle doit répondre à plusieurs conditions :

1. *Il importe de ne pas introduire de discrimination méthodologique de traitement entre les différents types de capacités à certifier ;*

2. *Englober l'ensemble de l'équilibre offre – demande probabiliste dans la certification ;*

3. *La certification des capacités doit être opérée autour du niveau de défaillance correspondant au critère de sécurité imposé par la règlementation (3 heures par an, en espérance, face à des*

évènements de probabilité 1/10). Cela nécessitera de la part de RTE des hypothèses de par cet ??? de demande, pour que ce critère soit respecté et que cette situation qui est la seule qui peut servir de contexte à la certification soit à la base des analyses. Le tout étant partagé de manière transparente par RTE.

4. *La certification d'une capacité doit être effectuée, unité par unité, par retrait de cette unité, ou éventuellement de ce groupe d'unités, et recherche subséquente de la puissance totalement disponible et flexible qui permet de ramener la défaillance au niveau du critère légal ;*

5. *La certification doit prendre en compte toutes les caractéristiques pertinentes de l'unité qui permette d'assurer son rôle effectif dans la réduction de la défaillance, mais également sa contribution en cas d'indisponibilité au risque de défaillance, par exemple, à disponibilité égale, des unités de taille importante présentent un risque supérieur pour le système et ceci doit se refléter dans la certification;*

6. *La certification des capacités doit être basée sur la distribution de disponibilité de ces unités, qui dépend de l'aléa sur la ressource énergétique (par exemple hydraulique fil de l'eau, éolien, solaire) ou alors de l'aléa sur la distribution de probabilité d'indisponibilité forcé des actifs thermiques.*

Sur ce dernier point, GDF SUEZ confirme que la prise en compte adéquate de tous les risques identifiés et en particulier du risque d'indisponibilité au stade de la certification est une condition nécessaire à la mise en œuvre non discriminatoire du mécanisme de capacité.

En particulier, pour des actifs de type thermique, leur indisponibilité aléatoire est caractérisée par une distribution de probabilité fonction de la durée de défaillance de l'actif ; les indisponibilités courtes étant plus probables que les indisponibilités longues, par exemple de l'ordre du mois ou plus. Cette distribution de probabilité doit être prise en compte au travers de scénarios d'indisponibilité des actifs insérés dans les nombreux scénarios du bilan prévisionnels, de sorte que l'assurance que le système électrique recherche pour éviter un risque de défaillance excessif puisse être évaluée correctement. De la sorte, les capacités ainsi certifiées recevront un peu moins de certificats que ce que leur disponibilité moyenne théorique indiquerait, puisque leur puissance certifiée contiendrait une réduction de la puissance certifiée qui prend en compte le risque de toutes les sortes d'indisponibilité. Et il sera donc suffisant au moment de la vérification des disponibilités effectives que l'absence d'actifs pour raison d'indisponibilité ne se produit pas pour des raisons de mauvaise foi ou de manipulation du marché. Ces vérifications sont déjà pour la plupart celles qui s'appliquent au marché de l'énergie.

Dit autrement, si pour des raisons pratiques le processus de certification devait être limité à un coefficient d'indisponibilité global (par exemple 3%), ce coefficient embarquerait tous les types d'indisponibilité des groupes, y compris les indisponibilités longues peu probables. La certification embarque donc ce risque et le traduit par une puissance certifiée qui le prend en compte. Il ne serait pas concevable que l'exploitant qui a vu ses capacités certifiées en prenant en compte ce risque perde au moment de la vérification de la puissance effective ses certificats, s'il subit un risque de ce type.

La méthode proposée, essentiellement ex-ante, permet de simplifier les procédures de vérification de la puissance effective ex-post, puisque les acteurs auront déjà, au moment de la certification, déclaré leur risque d'indisponibilité qui permet au système de prévoir les capacités nécessaires pour y faire face. Ils

auront également accepté de payer leur part à la contribution de la réduction de ce risque par une réduction de la capacité certifiée qui leur donne en contrepartie le droit à cette indisponibilité forcée au moment des périodes critiques.

Q4. Selon vous, comment est-il possible d'estimer la contribution réelle d'une capacité à la réduction risque de défaillance et quels sont les critères et paramètres à retenir ?

La contribution réelle des capacités au risque de défaillance doit reposer sur la vérification de la disponibilité des capacités en temps réel par sondage sur leur disponibilité réelle et la comparaison aux statistiques de défaillance (par exemple par appel forcé des capacités non naturellement dispatchées pour des raisons économiques).

L'indisponibilité éventuelle de la capacité à ce stade de la vérification de son caractère effectif doit alors faire l'objet d'un audit pour vérifier l'adéquation de l'indisponibilité avec les déclarations qui ont servi de base à la certification (voir Q3). S'il apparait que les raisons qui conduisent à l'indisponibilité ne relèvent pas des aléas techniques normaux, mais bien de la mauvaise foi ou des tentatives de manipulation de marché, alors des mesures à discuter doivent pouvoir être prises.

Dans tous les cas qui relèvent de la bonne foi, une indisponibilité de longue durée ne doit pas conduire à la perte des certificats correspondants, puisque ce risque a été pris en compte, mesuré dans le processus de certification et que l'exploitant de la capacité l'aurait intégré dans une réduction du volume de certificats qu'il aurait reçu. Des avaries très graves de l'unité, cela pouvant arriver, ou son indisponibilité pour plusieurs années doit évidemment faire l'objet de règle particulière : par exemple perte des certificats. Mais dans ce cas, comme le mécanisme peut se réapprovisionner en certificats sur une base de relativement court terme, il n'y a pas lieu de prévoir des pénalités au-delà de la perte des garanties de capacité de l'unité avariée.

Q5. Compte tenu du fait que le niveau de capacité certifié est basé sur la disponibilité prévisionnelle pendant la période de pointe PP2, comment la disponibilité constatée pendant la période de pointe PP2 doit-elle être prise en compte ? Quels résultats sur la disponibilité constatée doit donner lieu à la comptabilisation d'un écart non nul pour cette capacité ?

Voir réponse à la question Q4.

Il faut remarquer que le décret, s'il mentionne bien que la période PP2 doit être prise en compte, l'objet des présentes consultations est d'en déterminer les modalités. La proposition de GDF SUEZ est bien de déterminer la capacité certifiée en prenant en compte, notamment, la distribution de probabilité de panne de sorte que la capacité totale visée pour l'équilibre du système électrique puisse réellement assurer le niveau de sécurité requis par la réglementation tout en tenant compte des effets de foisonnement du système électrique.

Comme le niveau de disponibilité prévisionnelle prend en compte dans le schéma d'organisation proposé de la distribution de probabilité des pannes en fonction de leur durée compte tenu de la position de l'actif

dans le système électrique, il n'y a pas lieu de modifier la certification obtenue, sauf en cas de malversation reconnue de la part de l'exploitant de la capacité.

A cet égard, il faut remarquer que dans aucune autre activité industrielle un exploitant serait pénalisé du fait de l'absence de sa capacité de production autrement que par la perte du revenu associé à la fin de la vente sur le marché des produits associés à cette production. Il doit en être de même dans le marché de l'électricité. Dans le cas présent, outre que l'exploitant serait éventuellement privé du revenu du marché de l'énergie, il a déjà, en circonstances de bonne foi, permis au système électrique de se prémunir contre les risques d'aléas opérationnels des unités en acceptant une certification qui prenne en compte la distribution de probabilité des aléas techniques de production. Il n'y a donc pas lieu, en circonstances de bonne foi, qu'il perde les certificats associés.

Q6. Dans quelle mesure le niveau de capacité certifié, résultant de la méthode de certification, pourrait-il s'écarter de l'estimation de la contribution au risque de défaillance d'une capacité, et pour quelles raisons ? Quelle est selon vous l'influence de la typologie de PP2 sur ce point ?

Dans le principe, le niveau de capacité certifiée n'a aucune raison de s'écarter de l'estimation de la contribution au risque de défaillance d'une capacité.

Pour des très petites capacités de production ou d'effacement, comme prévu dans l'article 10 (comme par exemple les capacités localisées sur le réseau de distribution), la certification devra se faire en masse compte tenu du nombre élevé de capacités qui devraient être certifiées. Ces certifications pouvant être faite individuellement ou via des agrégateurs de capacité (sous mandat de l'exploitant).
Dans ce cas, il paraît raisonnable que des certifications forfaitaires soient mises en œuvre, basées sur l'estimation de la contribution à la réduction du risque de défaillance du volume national ou régional de ces capacités (le caractère régional n'étant pas lié au réseau mais à des statistiques de disponibilité liée à la climatologie : vent, ensoleillement, température, etc) et compte tenu d'une règle de pro-rata.

Enfin, l'application du critère de sécurité de l'Etat, basé sur une durée de défaillance (article 5 du décret 2006-1170 du 20 septembre 2006), peut présenter des difficultés de calcul, liées à sa possible non-convexité. Il est cependant possible, à critère égal, de repasser à un critère d'analyse de la défaillance qui soit convexe, basé sur l'énergie en défaillance, estimé au niveau de défaillance en heures imposé par l'Etat.

Contrôle des capacités

Les modalités de contrôle de la capacité sont prévues par le contrat de certification, ainsi que par le contrat entre gestionnaire de réseau de distribution et exploitant pour les capacités raccordées au réseau de distribution.

Q7. Comment s'assurer qu'une capacité est effectivement disponible, donc activable, pendant la période de pointe PP2 ?

Il importe de vérifier – pendant la période PP2 – que les capacités peuvent effectivement contribuer à l'équilibre du système, en recourant à des appels forcés, dont le coût pourrait être supporté par les

fournisseurs au prorata de leur contribution finale au risque de défaillance. Il importera cependant de mettre en place, pour que les fournisseurs ne soient pas lésés, un mécanisme qui permettra de vérifier que les appels effectués dans le cadre de la vérification du bon fonctionnement du mécanisme de capacité ne bénéficient pas de manière croisée à d'autre mécanismes, par exemple de résolution de congestion réseaux, qui auraient du les rémunérer

Q8. Faut-il prévoir des tests d'activation ? Le cas échéant :
a. Ces tests doivent-ils programmés, ou aléatoires ?
b. Combien de tests doivent être prévus pour une année de livraison donnée?
c. Quelles seraient les conséquences d'une/de défaillance(s) aux tests ?
d. Ces tests s'appliqueraient-ils à l'ensemble des capacités (capacité de production et d'effacement) ?
e. Des capacités peuvent-elles être dispensées de tests ? Si oui, lesquelles et pour quelles raisons ?
f. Quelles seraient les modalités de financement de ces tests ?

a. Les tests doivent être faits sur le principe du sondage et de manière aléatoire ;
b. Les tests doivent être fait suivant une méthodologie de sondage (définition d'une population, etc) ;
c. Une défaillance au test devrait être mise en rapport avec les risques aléatoire de défaillance. La mise en place de nouveaux tests, ultérieurs et éventuellement d'un audit pour déterminer la cause de bonne ou mauvaise foi de l'indisponibilité ;
d. Les tests s'appliquent bien entendu de manière non discriminatoire à l'ensemble des capacités, production, thermique, nucléaire, effacements, renouvelables, etc. Seul le caractère de disponibilité de la production, en conformité avec le contrat de certification doit être testé. Dans ce cas, il importe également de permettre à des capacités d'effacements thermosensibles d'être testées dans les conditions dans lesquelles elles pourront se manifester.
e. Les très petites capacités peuvent éventuellement être dispensées de test individuel. Cependant des tests peuvent être mis en place au niveau de l'agrégateur afin de démontrer que l'agrégat répond à son niveau de certification de masse.
f. Voir réponse à Q7.

Q9. Le calcul du niveau de capacité certifié se base sur la disponibilité prévisionnelle pendant PP2, communiquée par l'exploitant. Faut-il prévoir un encadrement de la disponibilité prévisionnelle pendant PP2 de la capacité ? Si oui, lequel ?

Du point de vue de GDF SUEZ, les exploitants devraient déclarer des disponibilités prévisionnelles sur base de distribution de probabilité (durée, probabilité) de panne ou d'indisponibilité autre.

Il importe bien entendu que RTE, qui devrait procéder aux certifications, soit capable d'apprécier le réalisme de ces déclarations, en comparant entre elles celles de plusieurs exploitants différents et en identifiant celles qui se démarquent anormalement sur base statistique ou si la capacité est aux mains d'un exploitant unique, si les caractéristiques de la distribution de probabilité s'écartent significativement des observations statistiques du passé. Dans tous les cas, et quelque soit la procédure de certification qui sera finalement adoptée, il y a lieu de prévoir en cas de conflit, une procédure d'arbitrage entre RTE et les exploitants concernés.

Toutes ces informations relatives aux méthodes de certification et aux valeurs et distributions utilisées devront être rendues publiques, à l'instar des exigences du processus REMIT, afin de garantir la transparence du processus de certification.

Q10. Le calcul du niveau de capacité effectif intègre la disponibilité constatée pendant la période de pointe PP2. Comment mesurer la disponibilité d'une capacité de production et d'effacement pendant PP2 ?

La proposition d'organisation de GDFSUEZ permet d'éviter une rétroaction d'une disponibilité constatée sur la disponibilité certifiée, puisque la certification contient en elle-même toute les circonstances d'indisponibilité de bonne foi.
Les circonstances d'indisponibilité doivent être définies par type d'actif et compte tenu des caractéristiques spécifiées lors de la certification.

Dès lors, en cas d'indisponibilité, et compte tenu des réponses précédentes, il n'y a pas de modification du niveau de certification octroyé, puisque celui-ci a permis ex-ante de prendre en compte toutes les circonstances d'indisponibilité recevables pour cause de bonne foi industrielle.

En cas d'audit concluant à la mauvaise foi de l'exploitant, des règles spécifiques doivent être mises en place pour appliquer des pénalités adaptées.

Demande de certification et contrat de certification

Tout exploitant d'une capacité, ou une personne mandatée par lui, présente, pour chaque année de livraison une demande de certification de sa capacité, avant une date déterminée en fonction des caractéristiques techniques de la capacité et, pour une capacité nouvelle, de l'état d'avancement d'un projet.
Si l'exploitant d'une capacité existante, non encore certifiée pour une année de livraison donnée, prévoit que celle-ci fermera d'ici là, il transmet au gestionnaire de réseau de transport ou de distribution auquel est raccordée sa capacité, avant la date limite de demande de certification, un avis de fermeture de capacité. Cet avis mentionne la date prévue pour la fermeture, et le caractère définitif ou non de la fermeture. Concertation Mécanisme de capacité – 20/02/2013

Niveau de capacité certifié et garanties de capacité

Q11. Quelle maille unitaire doit être retenue pour transcrire le niveau de capacité certifié en garanties de capacité ?

Il semble utile de définir une maille unitaire qui soit, sans être discriminatoire, compatible avec le niveau de discrimination le plus petit accessible par les méthodes du Bilan prévisionnel de RTE, étendue au processus de certification, éventuellement avec un critère de défaillance qui reste en ligne avec celui imposé par la réglementation, mais adapté au besoin de finesse du processus.

La maille du 1 MW semble réaliste à ce stade.

Capacités existantes

Q12. Quelles sont, selon vous, les caractéristiques techniques des capacités à prendre en compte pour la différenciation des dates limite de demande de certification? En conséquence, comment définir les dates limite de demande de certification pour une année de livraison donnée ?

GDF SUEZ souhaite que les dates limites de certification soient définies de manière non discriminatoire entre les différents types de capacités.
Il paraît en effet contraire à l'esprit même de l'organisation de la certification continue et de l'échange de garanties de capacités en mode bilatéral que certaines capacités soient contraintes de se certifier avant d'autres, même pour des raisons techniques qui ne manqueront pas de faire l'objet de manipulation ou d'influence de la part des acteurs.

Au contraire, la demande de certification ne doit être contrainte que par le temps nécessaire à la certification de chaque capacité par RTE, c'est-à-dire celui du calcul et de la réalisation du dossier administratif ; pas plus de quelques jours.

La certification et la signature du contrat associé impliquent bien un engagement à être présent pendant la période PP2. Or, il est essentiel pour l'exploitant de ne s'engager à rendre une capacité disponible que s'il a des raisons suffisantes d'espérer que la mise à disposition de l'unité lui permettra d'obtenir des revenus qui compenseront ses coûts. Par exemple, pour des unités thermiques, cette vision ne pourrait être obtenue dans certains cas que moins d'un an à l'avance au lieu de 4 ans à l'avance.

En revanche, il se peut qu'un exploitant souhaite disposer des certificats plusieurs années à l'avance pour permettre des ventes de ceux-ci sans risque sur le volume. La certification anticipée doit alors être possible, même sur plusieurs années de livraisons. L'exploitant demandera un certain volume en fonction de son espérance de disponibilité. Ce niveau de certification sera révisé si sa vision varie entre la première certification et la date limite de dernière certification.

***GDF SUEZ demande donc que tous les types de capacité puissent être certifiés de manière non discriminatoire, en continu pendant toute la période qui précède l'année de livraison, voire même pendant l'année de livraison**. En effet, dans ce dernier cas, il serait possible de certifier des capacités après le printemps, pour la seconde partie de l'année (décembre), et dans ce cas de n'attribuer, pour cette année là, que des capacités pour la contribution résiduelle au risque de défaillance de l'année de livraison entamée.*

Il appartient aux exploitants de capacité de procéder eux-mêmes à la recherche de l'équilibre entre l'absence de capacité dans le marché qui contribue au développement de capacités concurrentes et à la mise à disposition de celle-ci qui peut éventuellement se révéler non-économique pour leur exploitation. En d'autre terme, il faut que les exploitants de capacités, quels qu'ils soient conservent la liberté de l'arbitrage économique de la disponibilité de leurs unités dans le marché.

De plus : si les certificats ne sont pas vendus, possibilité de rendre les certificats et de renoncer aux revenus futurs éventuels correspondants.

Q13. Ce choix vous semble-t-il assurer le développement d'actions de maitrise de consommation à la pointe ?

Le choix proposé nous semble parfaitement compatible avec le développement d'actions de la maîtrise de la consommation à la pointe, puisque les capacités correspondantes (effacement) peuvent être mises en œuvre très rapidement, c'est-à-dire à échéance proche de l'année de livraison, à des moments ou, en cas de tension, il devient difficile d'activer des capacités plus traditionnelles comme les unités de production thermiques, même du type turbines à combustion.

La proposition de GDF SUEZ assure, dans le cadre d'une organisation de marché compétitif, une rémunération favorable à ces unités d'effacement puisqu'elles peuvent être activées proche de l'échéance c'est-à-dire à un moment où le prix de la capacité devraient s'élever.

Q14. Selon vous, comment définir un cas de fermeture définitive de capacité ? Comment définir un cas de fermeture non définitive d'une capacité ? Comment déterminer les modalités de fermeture non définitive de capacité ? Comment déterminer les modalités de fermeture définitive de capacité ?

Une fermeture de capacité doit être considérée comme définitive lorsqu'elle a perdu ou renoncé à son permis d'exploiter sans demande de renouvellement de celui-ci, ou qu'elle a subit un accident industriel grave qui empêche sa remise en service avant plusieurs années.

Il importe ici de noter que dans le cadre des propositions d'organisation d'un marché continu tel que décrites dans le décret qui met en place le mécanisme de capacité, cette question devient caduque. Elle relève plus certainement d'une organisation de mécanisme de capacité sur base d'enchères centralisées où la présence ou l'absence d'une unité est critique pour le niveau du résultat de l'enchère. Ce n'est pas le cas dans le marché continu établi par le décret, puisque dans ce cas, si des capacités s'absentent, de manière définitive ou non, il reste toujours des possibilités de recours par la mise en œuvre de capacités de plus court terme. L'absence d'unités ouvrira encore plus grande la porte à des effacements ou des concurrents, risque que chaque opérateur mesurera.

Q15. Pour une capacité ayant donné lieu à une fermeture non définitive sur une année de livraison : faut-il encadrer de façon spécifique la certification sur les années de livraison ultérieures ?

Comme la certification implique la signature d'un engagement contractuel de mise à disposition de l'unité pour les années ultérieures, il n'y a pas lieu d'encadrer spécifiquement la procédure, la certification relative à chaque année de livraison est et doit être traitée indépendamment des autres années.

A chaque fois que l'exploitant désirera rendre sa production à nouveau disponible, il re-parcourra le processus de certification.

Capacités nouvelles

Q16. Quelle(s) étape(s) d'un projet de capacité nouvelle vous semble-t-il pertinent de retenir pour définir la date limite de demande certification ?

Dans le principe, et compte tenu du mode d'organisation mis en place par le décret de capacité, il n'est pas nécessaire d'imposer que les nouvelles unités soient certifiées avant que les exploitants ne pensent pouvoir réellement mettre ces unités à disposition du marché / système électrique.

Le sujet de la certification d'une capacité nouvelle ne concernera que des exploitants qui désireraient spécifiquement disposer des certificats plusieurs années à l'avance.
Dans ce cas, il semble logique que la procédure de certification soit mise en œuvre au moment où l'exploitant prend la décision finale de construire la capacité, c'est-à-dire celle après laquelle il ne peut plus revenir en arrière sur la construction et qui s'appelle « notice to proceed ».
Comme cette certification devra mentionner des dates de mise en service et de mise à disposition de la disponibilité de la capacité par l'exploitant pour une année de livraison donnée, celui-ci aura tout intérêt à prendre en compte des éventuels délais et risques de la construction, fréquents pour des unités de grosse taille.

L'exploitant de nouvelles capacités ne doit pas être contraint de certifier ses capacités plusieurs années à l'avance. Il doit pouvoir certifier ses nouveaux équipements à proximité de l'année de livraison et du moment auquel la mise en service commerciale sera possible et certaine. A ce moment, il aura plus de vision sur la réalité de son processus de construction et de la contribution réelle de l'unité à la réduction de la défaillance.
Entre temps, le marché des garanties de capacité lui permettra, s'il le souhaite et en prenant un risque mesuré, de vendre à l'avance ses garanties de capacité pour plusieurs années, en mesurant les risques associés, en particulier celui de ne pas en disposer physiquement au moment de la vente (vente forward de ses certificats) et donc de devoir en acheter sur le marché pour accomplir sa vente.

Q17. Quel(s) montant(s) de dépôt de garantie proposez-vous en conséquence ?

Il n'y a aucune raison de prévoir des dépôts de garantie, puisque le marché pénalisera naturellement les exploitants qui auraient vendu des capacités dont ils ne pourraient assurer la matérialisation.
De plus, les dépôts de garantie, aussi injustifiés qu'ils soient, constituent toujours des entraves à l'entrée de nouveaux entrants dans le marché, et peuvent être très pénalisants pour des petites capacités.

Capacités dont la contribution au risque de défaillance est réduite

Q18. Selon vous, quels doivent-être les paramètres techniques qui permettent de distinguer les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement est réduite ?

En principe, toute capacité qui produit de l'énergie dans le système français contribue à l'équilibre offre – demande et à la réduction de la défaillance.

Il ne peut s'agir que de capacités qui individuellement sont petites et dont la production peut ne pas être synchrone au risque de défaillance. Cependant, même ces capacités la contribueraient globalement à la réduction du risque de défaillance, ce qui leur donne droit à une fraction de certificats. Comme mentionné à la réponse à la question 6, outre l'aspect économique mentionné à l'article 10-I, le critère est essentiellement de taille, sans que ces unités ne puissent être exclues si elles sont regroupées par des aggrégateurs, en l'occurrence de capacité.

Q19. Quel doit-être le seuil en puissance à partir duquel la demande de certification de ces capacités n'est recevable que de manière groupée ? Dans ce cas, qui doit être l'émetteur de la demande de certification ?

Voir Q6. En première proposition, des regroupements d'1 MW devraient pouvoir être certifiés.

Ecart au périmètre du responsable de périmètre de certification

Pour chaque année de livraison, le GRT notifie, à chaque RPC, le montant de son écart, défini comme la différence entre la somme des niveaux de capacité effectifs à son périmètre, et la somme des niveaux de capacité certifiés à son périmètre ; le cas échéant, les volumes de rééquilibrage effectués pour certaines capacités du périmètre de certification et le montant de son règlement financier.
Le règlement financier dû par le RPC est requis au titre de l'article L 335.2 du code de l'énergie, lorsque le niveau de capacité effectif est inférieur au niveau de capacité certifié, à la maille de son périmètre.

Q20. Selon vous, quelles doivent-être les périodes durant lesquelles les demandes de rééquilibrage sont recevables ? Quel doit être le nombre de demandes de rééquilibrage acceptable ? Quelles doivent-être les autres conditions d'une demande de rééquilibrage ? Considérez-vous que les modalités de rééquilibrage doivent être différenciées selon le type de capacité ?

La proposition d'organisation de GDF SUEZ entraîne que les rééquilibrages du côté de la production seront peu nombreux et essentiellement liés à des capacités récemment mises en service dont la puissance maximale disponible pourrait être différente de celle certifiée. Ce serait également le cas d'unité ayant subit une avarie grave et de longue durée.

Dans tous les cas, le rééquilibrage final doit être opéré en synchronisme avec les règles de rééquilibrage des fournisseurs et dans des conditions économiques qui permettent d'éviter les arbitrages intempestifs.

GDF SUEZ n'est pas favorable à la limitation du nombre d'arbitrages, puisque le principe de la certification implique un engagement contractuel qui conduit à devoir fournir la disponibilité de la puissance ou rendre le volume de certificats qui fait l'objet du rééquilibrage, éventuellement racheté sur le marché.

Q21. Selon vous, est-il nécessaire de tolérer une marge d'écart au périmètre du RPC ? Dans quelle mesure les modalités de rééquilibrage ne permettraient-elles pas l'estimation plus fine du niveau de capacité certifié d'une capacité ?

Il ne faut tolérer aucune marge d'écart sur le périmètre des RPC, puisque toute marge significative peut dans le principe aboutir à un déséquilibre du système électrique français et à la violation du critère de sécurité.
Le mieux serait d'éviter la tolérance, ce qui semble possible si le travail de certification a été opéré selon les modalités proposées par GDF SUEZ, qui se basent sur une distribution de probabilité d'indisponibilité, qui rend caduque la nécessité de contrôles complexes ex-post.

Ce n'est que quand les conditions de la certification changent qu'un rééquilibrage devrait s'imposer.

Q22. Le cas échéant, comment traduire cette marge de tolérance sur le règlement financier ? Comment éviter l'arbitrage entre l'écart toléré et le rééquilibrage ?

L'absence de tolérance renvoie aux mécanismes prévus de règlement financier, comme décrits déjà dans les réponses aux questionnaires 1 et 2 de la concertation.

Q23. Selon vous, la non-commandabilité de certaines capacités doit-elle être prise en compte dans le calcul de l'écart de ces capacités et dans leur règlement financier ? Pour les capacités fatales, comment les aléas exogènes à la capacité devraient-ils pris en compte ?

Il n'y a pas de raisons de prendre en compte spécifiquement la non-commandabilité de certaines capacités pour le rééquilibrage puisque celle-ci devrait déjà été prise en compte dans le processus de certifications (qui aura permis d'identifier que ces unités n'ont éventuellement droit qu'à une faible fraction de leur capacité installée au titre de garantie de capacité, ce qui prend en compte naturellement leur caractère non-commandable) et dans le processus déterminant le niveau de capacité effectif.

Tout au plus, le rééquilibrage peut être envisagé en cas d'avarie grave, comme pour les autres unités, par exemple en cas d'accident majeur (tempête majeure qui coucherait un grand nombre d'éoliennes)

Q24. Quelles sont les conséquences d'une marge de tolérance sur l'écart en terme de sécurité d'alimentation ?

Une marge de tolérance même infime peut rendre caduque l'objet même du mécanisme de capacité qui consiste à assurer le système électrique français contre le risque de défaillance. Une tolérance de 1% peut conduire les exploitants de capacité à sous-équiper le mécanisme de 1% de capacité, soit 1200 MW, ce qui est suffisant pour s'écarter significativement du critère de défaillance de 3 heures / an.

Dès lors il ne faut pas tolérer de marge et les écarts doivent être résolus.