Concertation sur le mécanisme de capacité

Questionnaire n°2

Réponse d'Enel France

Ce document constitue le deuxième questionnaire du GT Mécanisme de capacité et traite spécifiquement de sujets sur l'Obligation des fournisseurs et le Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs.

Année de livraison et période de pointe PP1

Année de livraison

L'année de livraison est définie comme une *période de douze mois, pouvant ne pas coïncider avec l'année civile, incluant une période de pointe PP1 et une période de pointe PP2. La première année de livraison commence en 2016 et couvre les périodes de pointe de l'hiver 2016-2017*.

Q1. Pourriez-vous proposer une définition de l'année de livraison ?

« L'année de livraison est l'année civile »
En effet, sur le marché de gros, seuls les produits Calendar (1er janvier-31 décembre) existent. Ces produits permettent au fournisseur de s'approvisionner et de pouvoir proposer des prix à l'avance aux clients finaux.
Dans le cas des consommateurs en CARD/CART, les offres commerciales se font toujours pour des périodes 1 janvier-31 décembre, suite aux demandes des clients d'un rythme temporel aligné sur leurs cycles budgétaires.
Par ailleurs, la consommation constatée dans le cadre de l'ARENH et le calcul des CP1/CP2 est réalisée sur base calendaire, les guichets de juillet étant de fait peu utilisés.

Si toutefois l'ambigüité du décret empêchait le choix d'une année civile, la seule période de livraison cohérente avec l'ARENH serait le 1er juillet-30 juin.

Les paramètres de calcul de l'obligation (gradients, coefficient de sécurité) pourraient utilement être différenciés suivant les deux semestres d'une année de livraison pour éviter d'éventuels effets non-additifs dans le calcul de l'obligation de capacité.

Période de pointe PP1

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est *fondée sur la consommation de ce consommateur durant la période de pointe PP1*.

Le nombre d'heures de la période PP1 détermine le nombre d'heures pendant lesquelles la réduction de consommation doit être activée pour obtenir une réduction du montant de l'obligation de capacité équivalente.

Q2. Selon vous, à quelle échéance doit-être définie la période de pointe PP1 (plusieurs années à l'avance, proche de la période de livraison, sur la base des heures de plus forte consommation constatée …) ? Dans le cas où la période PP1 est définie plusieurs années à l'avance, comment le mécanisme incite-t-il, selon vous, à la maitrise de la consommation lors des périodes de pointe ? En quoi cela améliore-t-il la sécurité d'alimentation ?

Au contraire d'autres mécanismes, le marché de capacité n'a pas vocation à assurer l'équilibre en temps réel mais à donner des signaux stables et à long terme pour la consommation et la disponibilité. La période PP1, comme PP2, doit donc être définie plusieurs années à l'avance pour engager les acteurs à développer des offres commerciales et/ou des process industriels pour diminuer la consommation de pointe pendant une zone temporelle définie ex ante comme étant à risque.

L'existence sur les marchés de gros de produits Y + 3 permet aux clients de couvrir leur facture d'électricité avec 3 ans d'anticipation. Afin de maintenir pleinement pour les clients cette possibilité, la définition des PP1 doit être connue avant le début de l'année Y-3, pour ne pas avoir d'impact sur la visibilité des prix de vente finale des fournisseurs et consommateurs.

En termes d'échéance, trois ans semblent donc suffisants pour permettre la contractualisation de long terme et acheter les certificats correspondants, sans pour autant que la pertinence statistique du choix de PP1 soit significativement mise à mal.

L'article 18 du décret 2012-1405 définit une période de publication des prévisions relatives au niveau global de garantie de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité des fournisseurs. Cette disposition implique d'ailleurs que PP1 comme PP2 soit connues en anticipation.

Q3. Pourriez-vous en conséquence, proposer des critères et paramètres qui permettent d'identifier les heures faisant partie de PP1 ? En particulier, et selon l'approche retenue à la question 2, jugez vous nécessaire que les heures potentiellement dans PP1 soient signalées préalablement ? Si oui, à quelle échéance ? Sur quels critères ?

Il semblerait hasardeux de dimensionner PP1 suivant les principes évoqués lors du dernier groupe de travail de non-discrimination entre d'une part, les effacements et les capacités de production (pour dimensionner PP2), et d'autre part entre les effacements certifiés et non certifiés (pour dimensionner PP2 à partir de PP1). Ces discriminations pourraient aisément être levées en attribuant un nombre de certificats supérieur, respectivement aux effacements par rapport à la production ou aux effacements non certifiés par rapport aux certifiés.

Les heures faisant partie de PP1 doivent donc être suffisamment nombreuses pour permettre une approche statistique du risque et ne pas pénaliser excessivement un fournisseur en cas de consommation imprévue d'un client de son portefeuille sur cette période.

De façon à maximiser la cohérence avec les autres mécanismes, direct (horosaisonnalité du TURPE) ou indirect (heures de basse consommation de l'ARENH) de gestion de la pointe, Enel France propose de prendre comme référence les heures P et HPH du tarif HTA8 (tarif vert A8), et ce pour un total de 1110 heures.

Q4. Selon vous, quel doit être le nombre d'heures de la période PP1 ? Ce nombre d'heures permet-il de favoriser le développement d'actions de maîtrise de la consommation à la pointe ? Les consommateurs sont-ils économiquement incités à réduire leur consommation durant les périodes de pointe ?

Le nombre d'heures devrait être fixé au regard de la distribution du risque de défaillance, et sans doute à une inflexion de celle-ci : par exemple, 200 heures correspondant aux heures de pointe d'une vague de froid.

Enel France attire l'attention sur le fait qu'un nombre d'heures trop faible créerait pour le client une excessive incitation à s'effacer pendant ces heures.
A titre d'illustration, le fournisseur répercutera probablement le cout de l'obligation de capacité du client sur les heures PP1, pour inciter au consommateur à ne pas consommer.

Par exemple, si on prend comme hypothèse un prix pour la capacité à 20k€/MW pour une obligation de capacité de la France de 100 GW, une consommation moyenne pendant la période PP1 pour la France de 70GW et 200 heures PP1, l'impact de l'obligation de capacité pour le consommateur serait :

20000*100 / (70*200) =130 €/MWh. Or ce prix peut être disproportionné par rapport au prix de marché pendant l'heure considérée et créera potentiellement de forts impacts sur le prix de marché, français mais aussi européen, pendant les heures considérées

Il semble donc plus raisonnable de dimensionner le nombre d'heures de façon à ce que cette incitation soit cohérente avec la moyenne des prix de marché pendant ces heures. Par exemple avec un prix de marché moyen de 60€/MWh le critère deviendrait :

Cout Obligation de Capacité / ConsommationPeriodePP1 < 60 €/MWh

20000*100 / (70*PP1) < 60 ce qui suppose PP1 > 500 h

A partir du moment où la période PP1 compte plus d'une heure, le portefeuille d'un fournisseur peut de fait évoluer sur les différentes heures constituant PP1.

Q5. Selon vous, comment est-il possible de prendre en compte l'évolution du portefeuille client d'un fournisseur pendant la période de pointe PP1 ? Quelle méthode proposeriez-vous pour la prise en compte de l'évolution du portefeuille pendant PP1 et le calcul de l'obligation du fournisseur (prorata temporis, prorata dépendant du paysage de défaillance…) ?

A moins d'un malentendu, il ne semble pas que l'évolution du portefeuille puisse être de nature à justifier un traitement particulier. La prise en compte de la puissance moyenne du portefeuille pendant PP1 semble suffisante, comme c'est d'ailleurs aujourd'hui le cas pour le calcul des droits ARENH. (Additivité des obligations comme des droits)

Consommation constatée et Puissance de référence

Consommation constatée

L'obligation de capacité d'un fournisseur est estimée à partir de la consommation constatée de ses clients. Or le décret dispose, dans son article 6, que RTE notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation quinze jours au moins avant la date limite de cession des garanties de capacité, au delà de laquelle les cessions de garanties de capacité ne sont plus possibles.

Q6. Selon vous, quelle doit être la date limite de cession ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Un mois semble raisonnable opérationnellement, du point de vue d'un fournisseur, entre la notification des obligations de capacité et la date limite de cession. Le délai entre la fin de la période PP1 et la notification doit être suffisamment long pour permettre aux gestionnaires de réseau le calcul de l'obligation de capacité réelle.

Q7. Sachant que le montant de l'obligation est notifié au moins 15 jours avant la date limite de cession, à quelle date le montant de l'obligation doit-il être notifié à chaque fournisseur ? Comment doit-elle être déterminée par rapport à l'année de livraison et la période PP1 ?

Une année calendaire présente de ce point de vue l'avantage de concentrer les heures de PP1 en début de période, et donc de faciliter les flux et vérifications en cours d'année. L'expérience ARENH montre en effet que ces aspects ne doivent pas être négligés.

Q8. Selon vous, faut-il prévoir une période d'échanges postérieure à l'année de livraison ? Si oui, quelle doit être la durée de la période d'échanges postérieure à l'année de livraison ?

Bien entendu, il est nécessaire qu'il soit possible d'échanger des certificats après la fin de la période de livraison. Dans le cas contraire il ne serait pas possible pour le fournisseur de signer des nouveaux clients au cours des périodes de livraison, ce qui constituerait une forte barrière à l'entrée.

Au moins 3 mois après (Q9) la fin des périodes PP1 pour l'année de livraison considérée. Si cette mesure est prise en compte il faudra renforcer la surveillance des acteurs disposant d'un excès de garanties de capacité et ainsi éviter tout abus de position dominante.

Q9. En conséquence, quelle doit être la donnée de consommation servant de référence pour le calcul de l'obligation de capacité d'un fournisseur ? Pour le télé-relevé ? Pour le profilé ? Vous paraît-il préférable de retenir une donnée intermédiaire (par exemple de type "M+3") pour limiter la durée

d'échanges postérieure à la période de livraison ou bien au contraire privilégier une donnée définitive (par exemple de type "M+12" voire au delà) ?

Enel France propose un alignement sur la consommation constatée mise en place dans le cadre de l'ARENH (CP1/CP2) pour éviter des nouveaux flux d'information. Les délais de révision devraient être définis pour permettre utiliser au moins M+3 (les écarts dans les consommations des différents rejeux sont plus importantes entre M+1 et M+3 qu'entre M+3 et M+12)

Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température

Pour calculer la Puissance de référence, la consommation constatée de chaque consommateur est corrigée pour prendre en compte la sensibilité de leur consommation à la température.

Q10. Pourriez-vous proposer une méthode permettant d'estimer la thermo-sensibilité d'un consommateur ? Comment s'assurer que la prise en compte de la thermo-sensibilité soit la plus précise possible ? En particulier comment différencier les consommateurs résidentiels en fonction de leur thermo-sensibilité de sorte à faire porter par les consommateurs les risques qu'ils font peser sur le système électrique ?

Les consommateurs plus thermosensibles doivent générer plus d'obligations de capacité. Une température électrique au niveau France est déjà définie et utilisée dans le cadre du profilage (Section 2F). Elle pourrait être utilisée aussi dans le cadre du marché de capacité pour réduire les possibles effets d'aubaine.

Pour les consommateurs profilés, le gradient thermique est déjà défini.

Pour les consommateurs à courbe de charge, la mesure de la thermo-sensibilité pourrait être le gradient thermique, en MW/°C. Il serait défini comme la pente de la régression linéaire [1]tracé entre la consommation du consommateur et la température de la France pendant la période PP1 et pendant les heures à température inférieur à la température de déclenchement du chauffage (dans le cadre du profilage, 15°C)
Avantages de cet indicateur :

- Additivité, le gradient thermique d'un portefeuille de consommateurs est égal à la somme des gradients thermiques de chaque consommateur. Aucun avantage compétitif n'est ainsi conféré aux fournisseurs disposant de gros portefeuilles.
- Prévisibilité, il peut être estimé à partir des consommations historiques d'un consommateur

Q11. Selon vous, cette thermo-sensibilité doit-elle être mesurée une fois l'année de livraison échue ou bien connue au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité ? Dans ce dernier cas, quel dispositif doit, selon vous, permettre d'assurer la cohérence entre cette définition préalable et la thermo-sensibilité réellement mesurée lors de l'année de livraison ?

La mesure de la thermo-sensibilité doit se faire une fois la période de livraison échue. La définition préalable de la thermo-sensibilité n'incite pas les consommateurs à réduire leur thermo sensibilité. En outre, l'inclusion d'un consommateur donné dans une certaine catégorie en fonction de son activité pourrait s'avérer complètement erronée : par exemple, un hôtel de nouvelle construction est beaucoup moins thermosensible qu'un ancien, du fait de l'amélioration des matériaux isolants de construction, bien qu'ils aient la même activité.

[1] La formule de calcul de la pente en une régression linéaire est = somme [(C-Cm)*(T-Tm)] / somme[(T-Tm)^2]. C et T sont la consommation pendant chaque pas 30 min et la température et Cm et Tm la consommation moyenne .

Q12. Dans le cas de consommations profilées, proposez-vous de retenir les profils définis dans la Section 2 Paragraphe F des règles RE-MA ou bien de définir de nouveaux profils spécifiques au mécanisme de capacité ?

Pas nécessaire avec la méthode proposée en Q10.

Q13. Dans le cas de consommations télé-relevées, proposez-vous d'estimer une thermo-sensibilité par consommateur ou bien d'établir des gradients de consommation normalisés au sein de classes de consommateurs à définir ? Si oui, pourriez-vous proposer des critères permettant de définir ces différentes classes de consommateurs ?

La puissance de référence d'un consommateur d'électricité est une puissance normative *reflétant sa contribution au risque de défaillance durant l'année de livraison considérée*.

Q14. Pour le calcul de la contribution d'une consommation au risque de défaillance, une méthode de contribution marginale et comparaison avec un « moyen parfait », reposant sur une étude d'équilibre offre-demande probabiliste, vous paraît-elle adaptée ?

Q15. Selon vous, ramener la consommation constatée à celle qu'elle aurait été à une "température extrême de référence" vous semble-t-il pertinent ? Si oui, pourriez-vous proposer une méthode pour déterminer la température extrême de référence ? Quel lien faites-vous entre la méthode de détermination de cette température extrême de référence et les méthodes de certification ? Cette température extrême de référence doit-elle être déterminée vis à vis d'une disponibilité « extrême » des capacités ou bien d'une disponibilité moyenne des capacités ?

La température extrême de référence doit être définie en prenant en compte la température déjà utilisée dans le profilage (voir Q10). Elle doit correspondre à une température minimale qu'on pourrait constater une fois tous les 10 ans pendant les périodes PP1.

Q16. Dans le cas où aucune des deux méthodes mentionnées ci-dessus ne vous paraît adaptée, pourriez-vous proposer une méthode permettant de faire refléter dans la puissance de référence d'un consommateur sa contribution au risque de défaillance ?

La puissance de référence doit être calculée en prenant en compte la définition de gradient thermique décrite en Q10 et la température extrême de référence de Q15.

Pour bien prendre en compte les évolutions du portefeuille des clients au 1er janvier (tel que décrit en Q1), il faudra décrire un gradient thermique sur la première partie du PP1 (heures HPH et P du mois de décembre) et un deuxième gradient thermique pour la deuxième période (heures HPH et P du mois de janvier et février)

P_Ref_Dec = Grad_Thermique_Dec*(Textreme-Tm) + Cm_Dec

P_Ref_JanFev = Grad_Thermique_JanFev*(Textreme-Tm) + Cm_JanFev

P_Ref = (P_Ref_Dec*Nb_Heures_PP1_Dec + P_Ref_JanFev* Nb_Heures_PP1_JanFev) / Nb_Heures_PP1

(Cm = Consommation moyenne)

Correction de la puissance effacée d'une capacité d'effacement certifiée

Pour établir la Puissance de référence, *la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée est corrigée de la puissance effacée*.

Q17. Selon vous, comment doit être corrigée la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? Un consommateur peut-il contribuer à la fois à une capacité d'effacement et à des actions de maîtrise de la consommation à la pointe ?

ENEL France considère que les effacements ne doivent avoir aucun impact pour le fournisseur. Pour cela, la consommation doit être corrigée (à la hausse) pour prendre en compte l'effacement réalisé.

Q18. Pourriez-vous proposer une méthode d'estimation de la puissance effacée qui doit servir à corriger la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée ? La sensibilité des effacements à la température doit elle être prise en compte en cohérence avec le calcul de la puissance de référence ? Si oui, comment ?

Les effacements ne sont pas sensibles à la température. Cela ne devrait pas être pris en compte.

Q19. Si une marge de tolérance existe pour les capacités certifiées, en particulier les effacements, réciproquement une tolérance doit-elle être mise en place côté obligation pour les actions de réduction de la consommation durant PP1 ? Si non, comment assurer le *principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement* ?

Règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Prix unitaire de règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs

D'après les dispositions de l'article 6 du décret n°2012-1405, le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel à un prix unitaire. La méthode de calcul du prix unitaire peut être fondée sur un prix de référence reflétant le prix de la capacité pour l'année de livraison donnée et d'autres paramètres. L'objet des questions est d'établir le paramétrage du prix unitaire, de préciser la définition du prix de référence et d'identifier les problématiques des fournisseurs entravant à la bonne couverture de l'obligation.

Q20. Quels sont, selon vous, les "cas" à différencier pour paramétrer le règlement financier ? (système court, système long, prise en compte de l'écart des RPC…)

Enel France souligne à cette occasion la forte asymétrie d'information entre les producteurs et les fournisseurs : si les premiers disposent d'une information de première main sur la disponibilité de leur groupe, les fournisseurs sont tributaires en revanche des prévisions de consommation de leurs clients. Cette asymétrie est aggravée par le cadre général de l'ARENH, dont les caractéristiques (complément de prix, impossibilité de redemander de l'ARENH si un client consomme davantage) conduit à un jeu informationnel entre fournisseurs et clients au moment de la demande d'ARENH.

De ce fait le cas le plus significatif pour paramétrer le règlement financier est le cas d'un système court en certificats, à distinguer en deux sous-cas : celui où la pénurie est liée à une sous-certification (cas 1), et celui où la pénurie subsiste en dépit de la certification correcte de l'ensemble des moyens de production (cas 2).

En cas de surcapacité en revanche, le mécanisme de capacité, tel qu'il est conçu, donnera lieu aux prix de la capacité. Cela n'est pas un défaut de marché, mais une réalité économique : si le système

dispose de toutes les capacités nécessaire, la valeur pour la sécurité d'une nouvelle capacité est nulle.

Si, ex post, on constate que les Garanties de Capacités délivrés sont supérieures à l'obligation de capacité des fournisseurs, le système est en surcapacité et donc le prix du règlement financier doit être nul. Autre qu'une valeur économique, le prix de règlement à prix nul est nécessaire pour empêcher les stratégies de rétention des Garanties de Capacité que pourraient pratiquer les opérateurs en excès des garanties de capacité, qui n'auraient pour seul effet que de nuire aux opérateurs concurrents.

Si le système est en sous capacité, le prix de la capacité pourrait monter à l'infini vue qu'il n'a pas toutes les garanties de capacité nécessaires pour satisfaire la demande, ce qui peut signifier des couts très importants pour le fournisseur. La seule limite à ce prix à la hausse sera coïncidant avec le prix du règlement financier du fournisseur.

Le prix de règlement devrait être un prix moyen constaté pendant les 3 ans précédant la période de livraison. Prendre en compte les mois précédents à la date limite de cession pourrait donner une forte pouvoir de marché aux operateurs en excès des garantie de capacité pour faire monter les prix.

Un prix maximal pour la capacité s'avère nécessaire pour éviter des charges excessives pour le fournisseur. Enel France propose 30k€/MW.

Q21. Comment déterminer le(s) prix de référence de la capacité pour le règlement du rééquilibrage en capacité du fournisseur, selon ces différents "cas" identifiés à la question précédente ?

Cas 1 : Prix unitaire = moyenne des prix constatés sur les trois dernières années de cotation .

Cas 2 = moyenne des prix constatés sur les trois dernières années de cotation, assortie d'une pénalité de 10%.

Q22. Quels seraient, selon vous, les pré-requis indispensables à la définition d'un prix de référence basé sur les prix de marchés ? A l'inverse, quels seraient les arguments en faveur d'une définition a priori d'un prix de règlement financier ?

Le prix unitaire devrait effectivement inciter à un achat de la capacité suffisamment tôt dans le temps pour permettre le développement des capacités. En aucun cas en revanche il ne doit pénaliser les fournisseurs victimes d'un effet de ciseau entre une hausse inattendue de la demande et une forte indisponibilité des centrales qui ne serait pas de leur fait. Enel France propose un prix basé sur la moyenne des prix sur les trois premières années de cotation de la capacité

Q23. Comment définir le prix unitaire, à partir de ce prix de référence, de sorte à inciter le fournisseur à la satisfaction de son obligation ?

Voir questions précédentes

Détermination de l'écart fournisseur

Q24. Selon vous, quelle est la nature des incertitudes pesant sur la consommation du fournisseur, et entravant à la bonne anticipation de son obligation ? Quel est le poids de ces incertitudes en fonction de l'échéance à l'année de livraison ? Quel serait l'impact sur la couverture de l'obligation du fournisseur ?

Aux incertitudes liées à la météorologie et à l'activité économique s'ajoutent des incertitudes liées à la régulation du marché : soit dans le cadre de l'ARENH, dont les caractéristiques n'incitent pas

forcément le client à révéler sa consommation (incitation pour le client à surestimer sa consommation en heures off-peak pour s'assurer d'une souscription maximale d'ARENH, quitte à mettre le fournisseur en risque CP2) ; soit dans le cadre des NEBEF (effacement sans information du fournisseur)

Q25. Souhaiteriez-vous qu'il y ait une marge de tolérance sur le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité du fournisseur ?

a. Si oui, comment déterminer cette marge ? En particulier, comment la déterminer de façon cohérente avec une éventuelle marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des responsables de périmètre de certification.

   D'après les études de RTE[2], le gradient thermique augmente de 35% en 10 ans, avec une variabilité d'une année à l'autre de 100-200MW/°C (soit un 5%-10% du gradient thermique France)

   Une marge de 20% semble nécessaire, vue la variabilité de la mesure pour le fournisseur (qui ne peut pas compter avec l'effet agrégé de la France entière)

b. Sinon, vous parait il tout de même envisageable d'introduire une marge de tolérance pour le calcul de l'écart au périmètre des RPC ? Le cas échéant : quelles en seraient les conséquences sur l'obligation des fournisseurs ; sur le fonctionnement général du mécanisme ; et sur le coût pour le consommateur ? Comment limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs ?

[2] Bilan electrique 2012 de RTE

Dispositifs particuliers

ARENH

Le décret dispose, dans son article 21, que *le produit cédé dans le cadre de l'ARENH comprend la garantie de capacité*. Or l'ARENH s'articule autour de guichets à date du 1er janvier et du 1er juillet de chaque année.

Q26. Selon vous, comment peut s'articuler au mieux le dispositif ARENH avec le mécanisme de capacité ? Quels effets de bord peut avoir le dispositif ARENH ?

La consommation constatée dans le cadre de l'ARENH, malgré l'existence de guichets semestriels, est calculée sur une base calendaire, sur laquelle devrait se caler également la période de référence du marché de capacité.
Par ailleurs, il importe que la garantie de capacité dans le cadre de l'ARENH soit cessible (possibilité de vendre les certificats associés à l'ARENH), et donc que le nombre de certificats, ainsi que la valorisation associés soient transparents.
Dans le cas où l'année de livraison n'est pas l'année civile ou en cas de souscription d'ARENH au premier juillet, le volume de certificats associés à l'ARENH peur se calculer au prorata du nombre des heures PP1 avant et après le 1er janvier (en cohérence avec le calcul de l'obligation de capacité proposée en Q16)

Garantie_Capacite_ARENH = (ARENH_Ref_Dec*Nb_Heures_PP1_Dec + P_Ref_JanFev* Nb_Heures_PP1_JanFev) / Nb_Heures_PP1

Tarif de cession

Le décret dispose, dans son article 21, que *les contrats d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession […] sont réputés inclure la cession d'un montant de garanties de capacité*.

Q27. Comment s'assurer de la bonne articulation entre les modalités relatives au contrat d'approvisionnement d'électricité au tarif de cession et l'obligation du fournisseur ?

D'après le Code de l'Energie les fournisseurs des ELD doivent aussi contribuer à la sécurité d'approvisionnement sans discriminer entre les consommateurs sur ERDF et sur l'ELD.
Un montant moyen des Garanties doit être alloué à l'ELD en fonction de la puissance moyenne de consommation par année. Les ELD réduisant la thermo-sensibilité de leurs consommateurs auront un excès des Garanties de capacité en excès et ceux augmentant la thermo-sensibilité de la France devront acheter en plus.