Mécanisme de capacité – Réponse ADEeF à l'appel à contributions

Introduction

Dans ce document, l'Association des Distributeurs d'Électricité en France (ADEeF) présente la réponse commune des Gestionnaires de Réseau de Distribution aux questions posées par RTE dans son appel à contribution, en se concentrant plus particulièrement sur les sujets les concernant directement, soit les questions 1 à 3, 5, 6, 8, 13 à 19 et 22 à 25.

La refonte du mécanisme de capacité revêt des enjeux importants pour les GRD. En effet, toute modification structurelle du mécanisme peut avoir des impacts conséquents en termes :

- D'exploitation, les GRD veillant à la maitrise des flux sur le RPD
- Opérationnels, dans la mesure où les processus seraient impactés, en particulier la certification
- SI, des développements étant sous-jacents à toute évolution du processus

Les GRD ont à cœur de valoriser leur expertise afin de concevoir un mécanisme de capacité équilibré et bénéfique pour l'ensemble du système électrique, dont la vocation première doit être d'inciter les moyens de production et d'effacement à être disponibles pendant les périodes de pointe et les consommateurs à diminuer leur consommation pendant ces mêmes périodes.

En synthèse, l'ADEeF insiste sur les éléments suivants:

- Le mode de financement choisi doit permettre une transmission efficace des signaux incitatifs véhiculés par le mécanisme de capacité
- La prise en compte de la thermosensibilité doit être simplifiée et maintenue, afin de refléter le risque que fait peser chaque acteur sur la sécurité d'approvisionnement
- Un mécanisme capacity wide avec critère d'éligibilité pourrait s'avérer pertinent
- La refonte du mécanisme doit être source de simplifications, en particulier de la certification

L'ADEeF est disponible pour apporter tout complément ou éclairage sur sa réponse à cet appel à contributions, et pour instruire les propositions concernant les GRD.

Réponse aux questions

1 - Avez-vous des remarques sur ces éléments de contexte et sur ces perspectives ?

Les GRD réalisent des études prospectives qui s'appuient sur différents scénarios afin d'anticiper et accompagner les mutations qui nécessiteront une adaptation du réseau de distribution d'électricité : développement des énergies renouvelables, des nouveaux usages (mobilité électrique, pompes à chaleur, datacenters), efforts croissants d'efficacité énergétique... Le GRD Enedis a notamment partagé en 2021 avec ses parties prenantes des éléments de prospective dans le document « Eléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050 ».

Les analyses d'Enedis rejoignent celles de RTE sur l'infléchissement à la hausse de la consommation dans les prochaines années. En effet, il a été montré dans cette étude prospective que la consommation d'électricité des clients raccordés au réseau géré par Enedis devrait progresser entre 0,3% et 1,2 % par an d'ici 2050 selon les scénarios, comme illustré sur la figure 1 ci-dessous :

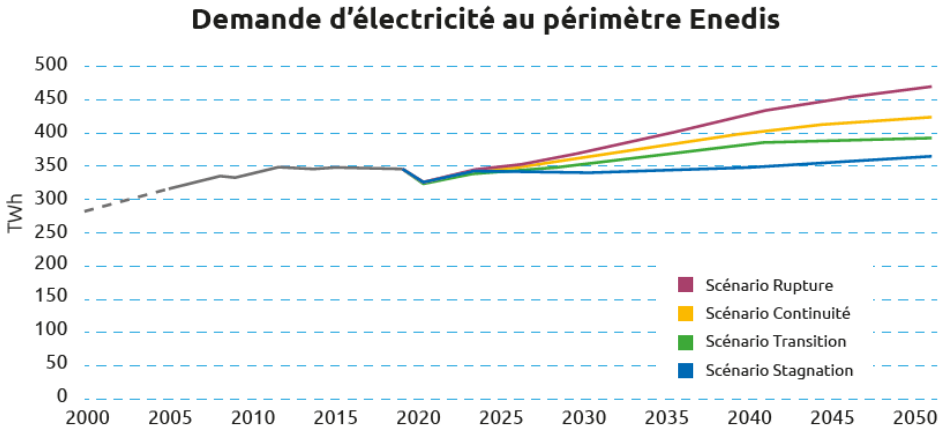


FIGURE 1 : DEMANDE D'ELECTRICITE AU PERIMETRE ENEDIS A HORIZON 2050

L'ADEeF anticipe également que la pointe de consommation résiduelle va devenir de plus en plus dimensionnante dans les années à venir. Néanmoins, l'ADEeF s'interroge sur le déplacement de la pointe de consommation vers les heures méridiennes évoquée par RTE lors du premier GT. L'ADEeF souhaite une explication de ces hypothèses et est à la disposition de RTE pour échanger sur les perspectives de consommation.

2 - Compte-tenu de ces éléments, quelle serait selon vous la meilleure façon d'atteindre cet objectif ? Le besoin à couvrir par le futur mécanisme devra-t-il continuer à être défini comme la pointe de consommation (mais de laquelle la contribution des capacités non pilotables pourrait être déduite) ou bien comme la pointe de consommation résiduelle ?

Pour atteindre cet objectif, il semble opportun que le mécanisme continue de renvoyer une double incitation : à la disponibilité des moyens de production et d'effacement aux périodes de pointe, et à la diminution de la consommation aux périodes de pointe.
L'incitation au déplacement de la consommation sur les heures de forte production renouvelable évoquée par RTE (p16) semble déjà pouvoir être la résultante de l'incitation à la diminution de la consommation à la pointe. De plus, d'autres dispositifs (incitation par les offres tarifaires par exemple) semblent plus à même de délivrer cette incitation.

La définition des périodes de pointes est abordée aux questions 15 et 24 de cet appel à contributions.

Dans les scénarios construits et analysés dans les études des GRD[1], la pointe de consommation sur le réseau de distribution restera située en soirée en hiver. Comme les productions photovoltaïques et éoliennes ne peuvent pas être garanties à ce moment-là, l'ADEeF considère que le besoin à couvrir devra continuer à être défini comme la pointe de consommation.

3 - Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme de capacité celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ?
Dans l'affirmative, certaines filières pourraient-elles selon vous émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ? Si oui, lesquelles, et dans quelles conditions ? Dans le cas contraire, quelles modalités devraient être prévues selon vous afin de permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ?
Identifiez-vous d'autres filières susceptibles de se développer sur l'horizon considéré ?

Compte-tenu des éléments présentés par RTE dans son REX, il semble approprié de continuer à assigner au futur mécanisme de capacité le rôle de faire émerger de nouvelles capacités.

5 - Que pensez-vous des critères de participation au mécanisme évoqués ci-dessus ?
Considérez-vous que d'autres éléments doivent être pris en compte dans l'arbitrage de la participation des capacités au mécanisme ?
Un signal unique d'incitation à la disponibilité devrait-il être conservé ?
Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par chacun des dispositifs dédiés ?

Les trois critères sont pertinents pour décrire le compromis à trouver. L'ADEeF a fait des propositions dans cet appel à contributions, avec pour objectif de trouver le meilleur compromis entre ces trois critères.

Initialement, il avait été choisi de mettre en place un mécanisme « capacity-wide ». Ce choix de conception, qui repose effectivement sur un fondement théorique éprouvé (apporter des garanties en matière de sécurité d'approvisionnement, éviter les distorsions, minimiser le cout pour le consommateur, assurer l'efficacité économique du dispositif face aux cycles d'investissement…) peut générer quelques complexités opérationnelles, notamment lorsque les évolutions du mode de fonctionnement sont fréquentes et nécessitent un temps de réappropriation. L'ADEeF propose de contribuer à l'instruction de toute piste de simplification qui vise à les réduire. Pour autant, l'exclusion de certaines capacités du mécanisme alors même qu'elles contribuent à la sécurité d'approvisionnement ne semble pas justifiée.

Il pourrait donc être judicieux de **conserver un signal unique de disponibilité** pour :

[1] Notamment l'étude d'Enedis "Eléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050"

- Eviter de reporter de la complexité vers les dispositifs de soutien. Toutes les incitations à la disponibilité, liées à la capacité des installations, seraient ainsi adressées via un unique mécanisme : le mécanisme de capacité. Cela serait en outre source de simplification opérationnelle pour les GRD
- Garder un signal lisible

D'après l'ADEeF, **ce signal devrait donc s'adresser à toutes les capacités participantes,** éventuellement de manière simplifiée pour les petites installations. Cela permettra en outre de rendre le pilotage de la sécurité d'approvisionnement plus efficace.

6 - Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre du futur mécanisme aux capacités pilotables ? Pensez-vous qu'il serait préférable d'opter pour une participation facultative plutôt qu'une exclusion par défaut des capacités non pilotables ?

Voyez-vous d'autres possibilités à explorer ? Pensez-vous que la proposition d'une participation facultative pourrait être élargie à d'autres capacités ?
Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour toutes les capacités ?

Une participation facultative des capacités non pilotables pourrait s'avérer intéressante, et permettrait de mettre en place un processus plus adapté à aux petites installations non pilotables.

8 - Auriez-vous une préférence entre un modèle « capacity-wide » et un modèle « capacity-wide assorti de critères d'éligibilité » ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

Dans un modèle avec critères d'éligibilité, lesquels considéreriez-vous pertinents ?

D'après l'ADEeF, un mécanisme capacity wide avec critère d'éligibilité pourrait s'avérer pertinent. Il permettrait notamment de prendre en compte les spécificités des installations de petite puissance et/ou non pilotables.

13 - Que pensez-vous de l'utilisation de derating factors ?

Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la certification du niveau de capacité disponible afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ?
Si oui, seriez-vous favorable à un fonctionnement basé sur le calcul de derating factors ?
Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

L'utilisation de derating factors, qui s'apparente à une forme certification normative, pourrait être une piste intéressante au regard de l'exemple de l'Angleterre ou du principe de plafonnement de la capacité. L'analyse devra toutefois démontrer que la nouvelle méthode retenue n'amène pas plus de complexité que l'existante (cf hypothèse d'une méthode basée sur l'historique du site), en particulier pour les GRD.

La pertinence de nouveaux développements SI devra être interrogée alors que sur cette partie, les GRD disposent déjà d'outils automatisés (objectif : minimiser les coûts échoués pour la collectivité).

L'ADEeF partage l'objectif de RTE de mieux piloter la sécurité d'approvisionnement. Une certification plus normative pourrait effectivement améliorer les prévisions de RTE quant aux capacités qui seront disponibles. Une bonne appropriation du mécanisme par les exploitants est également un levier à considérer. L'ADEeF note d'ailleurs que le REX a montré que cet aspect était plutôt en amélioration, ce qui atteste de la pertinence de ce levier. Cela devra être pris en considération dans le choix final de la méthode (objectif : faciliter l'appropriation du mécanisme de capacité).

L'ADEeF contribuera à l'instruction des pistes d'évolution du processus de certification, en particulier concernant la simplification de la certification des petites installations.

14 - Quelle solution préféreriez-vous ? Ces coefficients devraient-ils constituer une obligation de certification ou plutôt un plafond de certification ?

Quelle méthodologie de calcul considéreriez-vous pertinente pour déterminer ces coefficients ?
Considéreriez-vous préférable de conserver un tunnel de certification, qui serait le cas échéant adapté pour éviter les écarts avec le Bilan prévisionnel ?
Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

L'ADEeF ne se prononce pas entre l'utilisation de derating factors comme obligation de niveau ou comme plafond.
La méthodologie « niveau de disponibilité historique de chaque installation » ressemble à ce qui est déjà fait aujourd'hui avec la méthode normative, et pourrait être utilisée pour déterminer ces coefficients dans l'hypothèse de derating factors individualisés. Cette configuration maintiendrait toutefois un niveau de complexité élevé pour la mise en œuvre opérationnelle.

15 - Partagez-vous l'intérêt que présenterait le maintien d'un contrôle de disponibilité ex post ? Un modèle de contrôle de type load following vous semblerait-il préférable ?

Avez-vous une préférence parmi les modalités exposées ?
Quel(s) critère(s) faudrait-il selon vous considérer pour sélectionner les périodes de contrôle de la disponibilité ?
Considéreriez-vous nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée (tel qu'aujourd'hui [7h ; 15h] et [18h ; 20h]) ?

L'ADEeF est favorable au principe de contrôle de la disponibilité pour garantir l'efficacité du mécanisme et notamment au maintien du contrôle de disponibilité ex post.
De prime abord, un modèle de contrôle de type *load following* semble difficile à mettre en œuvre : l'ADEeF s'interroge sur les modalités d'une activation des capacités modulée selon le niveau de consommation nationale.

Le contrôle de la disponibilité devrait continuer d'être réalisé sur les heures de risque de défaillance. L'ADEeF ne se prononce pas sur les modalités exactes de ce contrôle.

Considéreriez-vous plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, moyennant toutefois une certaine complexité ?
D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

Au regard de la complexité induite, l'ADEeF ne trouve pas cette proposition pertinente.

16 - Voyez-vous d'autres enjeux à instruire quant à la participation des capacités au futur mécanisme de capacité ?

L'ADEeF partage les éléments de synthèse de RTE. Dans une optique de simplification et de bonne appropriation du mécanisme de capacité, et plus généralement des mécanismes concourant au bon fonctionnement du système électrique, il existe un enjeu fort de simplification et d'harmonisation des signaux d'activation des différents mécanismes concourant à la sécurité d'approvisionnement (jours PP1/PP2, jours ecowatt, jours spécifiques de certaines offres tarifaires…).

17 - Compte-tenu de ces éléments, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ? Si non pourquoi ?

Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?

Les études de RTE présentées lors du REX indiquent qu'une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin pourrait se révéler aussi performante que l'architecture actuelle. Dès lors, il semble envisageable d'adopter cette architecture (qui avait été écartée lors de la mise en place du mécanisme) si elle permet de simplifier le mécanisme tout en apportant le même niveau de performance.

18 - Que pensez-vous de ces méthodologies ? Selon vous, quelle serait la méthodologie à privilégier ? Voyez-vous d'autres méthodologies possibles à instruire ?

La méthodologie 2 – *le calcul d'une courbe de demande*, semble la plus pertinente pour définir le besoin de capacité. Cette méthodologie permettrait en effet de prendre en compte les différentes trajectoires de besoin qui seraient établies par RTE, et limiterait ainsi la volatilité du prix de la capacité. Cette méthode semble donc la plus à même de garantir la sécurité d'approvisionnement à un coût le plus maitrisé possible.

19 - Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, seriez-vous également favorables à une contractualisation des capacités nécessaires à la couverture de ce besoin de manière centralisée (option 1) ?

Si non, préféreriez-vous conserver une architecture décentralisée ? Dans ce cas, partagez-vous l'intérêt des modalités proposées (bouclage centralisé – option 2 – ou prescription centralisée – option 3) visant à assurer la bonne sécurisation de toutes les capacités avant le début de la période de livraison ainsi qu'une meilleure lisibilité du prix ? Dans l'affirmative, laquelle vous semblerait préférable ?

L'ADEeF partage l'importance de sécuriser toutes les capacités avant le début de l'année de livraison afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Les trois modèles de contractualisation proposés par RTE le permettent.

Quel que soit le modèle de contractualisation retenu, il devra permettre :

- De responsabiliser les acteurs
- De les inciter à réduire leur consommation à la pointe, en s'appuyant sur la connaissance qu'ils ont de leurs clients pour mettre en œuvre les incitations adéquates
- De maintenir un financement du mécanisme basé sur le risque que fait porter chaque acteur à la sécurité d'approvisionnement, notamment en prenant en compte la thermosensibilité
- De capitaliser sur l'existant, notamment les développements SI effectués depuis la mise en œuvre du mécanisme et l'expertise acquise tant par les GR que les acteurs déjà actifs sur le mécanisme.

22 – Le marché gré-à-gré

L'ADEeF partage le constat de RTE sur le marché gré-à-gré. Il faudra cependant veiller au coût d'accès au marché pour les petits acteurs (notamment certains GRD pour leurs pertes).

23 - De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ?

Quel modèle préférez-vous et pour quelles raisons ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être envisagés ? Verriez-vous un enjeu spécifique en termes de temporalité du mécanisme et d'avance de trésorerie (i.e. un paiement pendant ou après l'AL vous semblerait-il possible ?)

D'après l'ADEeF, il est important que le mécanisme demeure incitatif. Une obligation de capacité semble un bon moyen d'assurer cette incitativité, c'est pourquoi l'ADEeF est plutôt favorable à un mécanisme fondé sur une telle obligation.

L'ADEeF s'interroge sur le modèle de financement 3 (mécanisme reposant directement sur les consommateurs), qui ne semble pas permettre une transmission efficace d'un signal incitatif que le mécanisme de capacité doit pourtant envoyer.
En effet, cette facturation ne pourrait pas être directement basée sur la consommation réalisée par chaque consommateur pendant les périodes de pointe (pas de courbe de charge individuelle pour la plupart des consommateurs C5, mais un profilage dynamique attribuant à chaque consommateur la

moyenne des comportements de tous). L'effet incitatif du mécanisme serait donc amoindri, le bénéfice individuel retiré d'une réduction de sa consommation à la pointe (baisse de la part capacitaire de la facture) n'étant pas proportionnel à l'effort consenti par ces derniers.

Il pourrait donc être plus efficace de véhiculer ces incitations via des offres fournisseurs adaptées. Pour faire émerger ces offres, un financement par les fournisseurs semble approprié : il devrait les conduire à proposer des offres tarifaires incitant leurs clients à optimiser leur comportement à la pointe.

De plus, l'ajout d'une ligne supplémentaire dédiée au financement du mécanisme de capacité sur la facture des consommateurs complexifierait la compréhension qu'ils ont de leur facture. Dans le contexte de hausse des prix de l'énergie actuel, toute modification structurelle de la facturation est sensible, et nécessiterait des efforts soutenus de pédagogie.

Enfin, l'ADEeF rappelle que le TURPE n'est pas le bon vecteur pour facturer les couts liés au mécanisme de capacité. En effet, l'objectif du TURPE est d'inciter à une utilisation du réseau qui limite ses coûts d'utilisation. L'introduction d'un terme lié au mécanisme de capacité dans le TURPE est donc de nature à brouiller le signal qu'il véhicule, les contraintes n'étant pas les mêmes.

24 - Avez-vous une préférence pour l'une de ces modalités de ciblage des périodes de pointe pour le calcul de la clé de répartition du coût du mécanisme ? D'autres modèles vous semblerait-il devoir être considérés ?

D'après l'ADEeF, il est important que le cout du mécanisme soit répercuté sur la base de la consommation réalisée aux périodes de pointe. Ces périodes devraient être définies ex ante afin de rendre le mécanisme incitatif.

25 - Vu d'aujourd'hui, jugeriez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation dans le calcul de la contribution de chaque acteur au risque de défaillance ?

Si oui, dans l'objet d'atteindre un compromis pertinent entre incitations et simplification, quelles modalités de prise en compte de la thermosensibilité vous sembleraient pertinentes ?
Voyez-vous d'autres modalités possibles de prise en compte de la thermosensibilité ?

Afin de refléter au mieux la contribution de chaque acteur à la pointe de consommation, et de traduire l'impact potentiel sur la sécurité d'approvisionnement, l'ADEeF pense que la thermosensibilité doit être prise en compte. Comme illustré sur la figure 2 ci-dessous, en France, la consommation est très dépendante de la température : La sensibilité (d'hiver) des consommations d'électricité aux températures s'élève jusqu'à près de 2 000 MW / °C sur certaines heures de la journée (calcul effectué au périmètre du GRD Enedis). Cette sensibilité, qui s'exprime justement lorsque la consommation nationale est « au plus haut » et qu'il fait froid, est en outre est assez

différenciée selon les catégories de clientèle, et donc entre les acteurs de marché. Dans ce contexte, l'ADEeF considère qu'une prise en compte de ce facteur est essentielle au bon fonctionnement du mécanisme, dans un souci de responsabilisation des acteurs aux consommations de pointe de leurs clients.

L'architecture du mécanisme de capacité doit donc permettre de couvrir le risque que fait peser la thermosensibilité sur le système électrique.

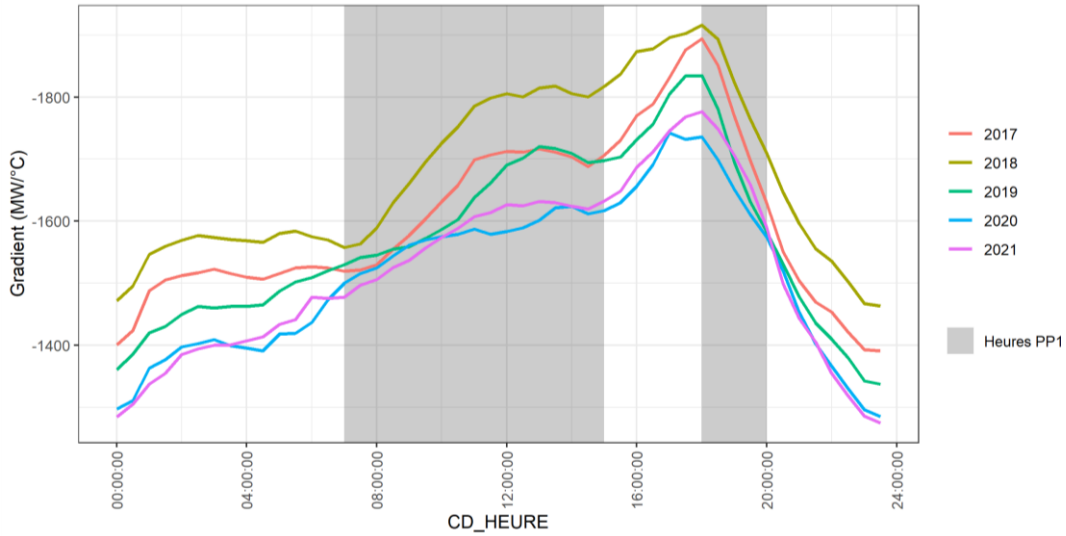


FIGURE 2 : GRADIENT PAR ANNEE DE L'ENSEMBLE DES CONSOMMATEURS PROFILES

Le GRD Enedis a régulièrement réalisé et partagé au sein de la concertation RTE des analyses sur le sujet.

L'ADEeF propose une prise en compte plus directe et simplifiée de la thermosensibilité consistant à effectuer son calcul au périmètre de chaque Acteur Obligé à partir de ses consommations réalisées.

Les calculs intermédiaires de thermosensibilité par catégorie de clientèle, nécessitant de réinterroger chaque année le périmètre de sites thermosensibles en fonction de la valeur de leur consommation annuelle, seraient ainsi supprimés. De même, les calculs liés aux thermosensibilités spécifiques des consommations profilées ne seraient plus nécessaires pour le calcul de l'obligation et cela conduirait à une anticipation de la publication des obligations estimées.

Cette « nouvelle » thermosensibilité calculée par Acteur Obligé pourrait être utilisée :

- Soit pour extrapoler à température extrême (de référence) la consommation réalisée par Acteur Obligé (en généralisant l'approche « directe » de calcul de puissance de référence aujourd'hui appliquée pour les pertes et les sites télérelevés thermosensibles),
- Soit comme clé de répartition pour ventiler par Acteur Obligé une puissance de référence nationale, par exemple :
  a. ***Pref (AO, AL) = ratio (AO, AL) * Pref(FranceRTE)***

*Avec ratio(AO, AL) = calage(AL) * somme$_{GRD}$(Pref(GRD, AO, AL)) / Pref(FranceRTE, AL)*

b. *Pref (AO, AL) = Conso(AO, AL) + ratio (AO, AL) * Grad(FranceRTE, AL) * deltaTempérature*

*Avec ratio(AO, AL) = calage(AL) * somme$_{GRD}$(Grad(GRD, AO, AL)) / Grad(FranceRTE, AL)*

Cette approche par clé de répartition nécessitera probablement le calcul par RTE d'un coefficient de calage qui permettra d'assurer que : somme$_{AO}$(ratio(AO, AL)) = 1. Ce coefficient de calage aurait ainsi pour finalité de faire converger la somme des visions agrégées par GRD de la vision globale RTE.

L'ADEeF se propose de contribuer à l'instruction de toute autre piste de réflexion qui vise à améliorer la prise en compte de la thermosensibilité, afin de la rendre plus lisible pour les acteurs.

Questions supplémentaires :

1) Est-ce que des modalités de transition pour l'AL 2026 sont envisagées ?

L'ADEeF s'interroge sur la transition entre les règles actuellement en vigueur et les nouvelles règles, et pointe notamment un risque opérationnel pour l'AL 2026 et la fin d'application du mécanisme actuel (débouclage AL2025 prévu début 2028).
Selon l'intensité de ce risque, il pourrait être envisagé de définir des modalités transitoires pour faciliter la mise en œuvre du nouveau mécanisme les premières années.

2) Développements SI à venir

L'ADEeF rappelle que les GRD auront besoin de temps pour effectuer les développements SI qui découleraient d'une refonte importante du mécanisme, d'où la nécessité d'avoir de la visibilité dès que possible sur les grands principes du mécanisme. L'ADEeF comprend néanmoins que la refonte du mécanisme de capacité est un processus long et complexe.