Appel à contributions sur le cadrage de la concertation sur l'évolution des règles du mécanisme de capacité (règles V4)			
Acteur	**Question**	**Réponse**	**Commentaires**
The Mobility House GmbH	*Q1.1 : Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier l'application du tunnel de certification et améliorer l'efficacité des contrôles de la certification ? Quel est votre avis s'agissant des pistes de simplification évoquées dans le paragraphe précédent (approche portefeuille, acceptation tacite, révision de la valeur de référence et de la plage d'acceptabilité) ? Selon vous, existe-t-il d'autres pistes de simplification qui pourraient être compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 (aux considérants 173 et 174 en Annexe) ?*	*Nous partageons l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier l'application du tunnel de certification -en considérant que la valeur de référence correspond au Niveau de Capacité Certifié (NCC) demandé par l'acteur lors de la demande de certification initiale- et améliorer l'efficacité des contrôles de la certification*	
	Q1.2.1 : Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier la remontée de données dans le cadre du calcul du CGP ? Le seuil de 100 000 clients vous semble-t-il être un seuil pertinent pour distinguer les GRDs soumis à cette obligation de données ?		
	Q1.2.2 : En complément des mesures d'accompagnement développées par RTE, l'Agence ORE et l'ADEeF pour accompagner les plus petits GRD, pensez-vous que les mesures visant à limiter les échanges de données entre RTE et les GRDs, en-dessous d'un seuil de clients, doivent être approfondies au-delà du calcul du CGP ? Si tel est le cas, quelle autre piste de simplification compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 vous semble souhaitable ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur les échanges de données entre RTE et les GRD mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.		
	Q1.3 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour supprimer ces frais connexes s'appliquant lors des règlements financiers ?	Nous partageons l'avis présenté sur les frais connexes et sommes en faveur de la disparition des frais de certification tardive. Dans tous les cas, une première incitation à certifier en amont est la possibilité de valoriser les capacités. Néanmoins, pour ne pas contribuer à augmenter l'erreur de prévision (écart NCC vs NCE), une disparition de ces frais devrait s'accompagner d'un suivi / information des acteurs en AL et d'un contrôle accru des capacités d'effacement.	Priorité 1
	Q1.4 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à simplifier des obligations contractuelles issues du processus de certification ? Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (Une certification plus normative pour les plus petites entités, suppression des coefficients de contrainte de stock) ? Concernant la certification plus normative pour les plus petites entités, partagez-vous que cette mesure supposera d'adapter pour ces moyens de production la formule de calcul du NCC normatif ainsi que du TDE, actuellement inscrit dans les règles ? Seriez-vous d'avis de simplifier les modalités de certification dès les années de livraison 2023 et 2024, impliquant ainsi de recertifier des capacités qui le sont déjà, en soulevant ainsi de nouveaux coûts à couvrir par les gestionnaires de réseau, et de possiblement reporter l'ouverture de ces AL, dans la perspective d'alléger les obligations contractuelles (e.g. collecte) ?	Nous partageons la nécessiter de simplification de prise en compte de la contrainte de stock. Néanmoins, dans le cadre d'une simplification de ce critère, il faudra traiter 3 points : a) pour les petites EDC : s'assurer que l'abaque normatif qui remplacerait la contrainte de stock reflète les plus grandes contraintes et limitations qui s'appliquent à ces capacités (notamment d'effacement) b) comme noté dans le document, "la méthode de calcul du Niveau de capacité effectif, comme le produit du NCC et du TDE, qui permet de contrôler la production réalisée lorsque l'énergie primaire est disponible ne s'applique pas non plus directement à des moyens commandables dont l'activation n'est pas entrainée par la disponibilité de l'énergie primaire." --> Il faudra prévoir un traitement adapté du cas des EDC de stockage par batteries. c) il serait souhaitable de prendre en compte dans un nouvel abaque normatif un critère de valeur ajoutée au système, par exemple sous la forme d'une prime à la rapidité de réponse (comme ce fut le cas pour la réserve rapide 9 mn vs 13 mn), à l'interruptibilité ou au fait d'être activable à la baisse. Dans tous les cas, nous sommes défavorables à l'idée de reporter l'ouverture de AL2023 et AL2024 au delà de l'avant dernière enchère AL-2 : il devrait être possible de traiter ces AL à l'enchère décembre 2021, fusse au prix d'un principe normatif moins favorable aux petites EDC.	Priorité 1
	Q1.5 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour simplifier les signaux du mécanisme de capacité ? Partagez-vous les incertitudes entraînées par la répartition des signaux, et notamment sur la variabilité du niveau d'obligation des Acteurs Obligés ? Avez-vous des éléments permettant de chiffrer l'incertitude liée au tirage des jours PP au cours de l'année de livraison ? (p.e : sur le niveau d'obligation, les volumes liés aux changements de portefeuille en cours d'AL) Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (meilleure répartition des jours PP au cours de l'année, faire correspondre les jours PP1 et PP2, critère de sélection des jours PP1/PP2) ?	Si la simplification du signal des jours de pointe peut paraitre intéressante, il faut garder à l'esprit que le but du mécanisme n'est pas qu'incitatif à l'investissement dans des capacités : il est aussi de mettre en face des contraintes du réseau des capacités de production / effacement suffisantes. Dans ce cadre : a) les jours de forte consommation présentant une forte corrélation avec les journées de grand froid, il serait contre-intuitif d'assigner tout ou partie de ces jours indépendamment des vagues de froid exceptionnelles, quand bien même cela simplifierait la vie des acteurs obligés (dont nous sommes) b) le seul critère de sélection des jours PP1 (consommation élevée) n'est pas suffisant pour décrire les situations de tension du système français, qui pourraient demain être liées à l'indisponibilité du parc nucléaire ou à la faible production renouvelable c) Si la pertinence de jours PP2 non PP1 était retenue, il faudrait adapter le critère de sélection des jours de pointe en "Déterminer un nouveau critère de sélection, combinant les deux approches précédentes" [algorithme PP1 et détermination des jours PP2]	Priorité 1
	Q1.6 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à améliorer la cohérence entre le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité ? Selon vous, quelles révisions des hypothèses du Bilan prévisionnel nécessiteraient une mise à jour de certains paramètres du mécanisme ? Quels paramètres pourraient être ajustés jusqu'à AL-1 et selon quelle fréquence ?	Une évolution du bilan prévisionnel affecte énormément le mécanisme de capacité et il est indispensable d'aligner les critères de calcul entre les 2. Seraient notamment nécessaires: a) une dynamique des capacités transfrontalières lorsque celles-ci sont affectées de modifications majeures (type IFA2) b) un reparamétrage du niveau de demande en même temps que l'on reparamètre les niveaux de disponibilité Nous ne sommes pas en faveur d'une révision des critères en cours d'année de livraison, ni même après Q3 AL-1, car cela affecterait en dernier ressort la seule enchère fixant le prix de référence de AL de manière brutale et sans possibilité d'équilibrage pour les acteurs.	Priorité 2
	Q1.7 : Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement les nouvelles obligations introduites par le règlement européen ? Selon vous, sur quelle méthodologie de calcul les calculs d'émissions CO2 concernant le mécanisme de capacité devraient-ils s'appuyer ? Deux exemples pourraient être considérés : OPINION No 22/2019 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) et arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel, pris pour l'application de l'article R 335-76 du code de l'énergie ? Selon vous, la proposition détaillée ci-dessus permet-elle de répondre aux exigences du règlement européen tout en limitant la complexité introduite par cette nouvelle disposition ?	Nous partageons la nécessité de transposition des dispositions du paquet Européen et sommes en faveur d'une limitation du marché de capacité aux moyens les moins émetteurs de carbone. Afin de ne pas affecter le double usage de l'énergie primaire (cogénération) , il est important que ne soit comptabilisée dans le seuil d'émission que la part assignée à production d'électricité, et non la part liée à énergie thermique. Dans le même ordre d'idée, il pourrait être envisagé un bonus à la faible émission carbone ou à la consommation d'énergie primaire.	Priorité 2
	Q1.8 : Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement le « phase out » prévu par le règlement européen sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ? Selon vous, comment définir une « difficulté d'adéquation des ressources » comme condition nécessaire pour l'ouverture d'un exercice dans le cadre du mécanisme de capacité ?	Le traitement du phase out du mécanisme de capacité interagira avec les AOLT et d'autres mécanismes en place (avec de possibles distorsions ou déséquilibres entre acteurs), et ne devrait pas être mis en oeuvre durant une période d'incertitude (grand carénage nucléaire, crise entrainante des révisions d'hypothèses long terme, fin de l'Obligation d'achat cogénération, etc). Dans tous les cas, le phase out du mécanisme de capacité et l'établissement de ses critères de déclenchement nous paraissent relever des règles V5 et non de la mouture v4 ici traitée.	Priorité 3
	Q2.1 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant du contrôle de disponibilité sont-elles pertinentes ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptible d'améliorer le contrôle de disponibilité ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur le contrôle de disponibilité mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.	Si nous comprenons la nécessité de parfaire l'observabilité, il nous apparait que les remèdes envisagés vont encore compliquer le calcul du NCE et surtout limiter ce NCE, selon la proposition "en aménageant par exemple la formule de calcul du NCE pour ne plus valoriser la disponibilité au-delà de ce qui a pu être observé au moins une fois sur l'année de livraison". Il serait dommageable tant pour les acteurs que pour le système d'appliquer un plafonnement de NCE sur l'année précédente, d'autant que les capacités observées peuvent y avoir été limitées par des ajustements de début d'exploitation (cas des nouvelles installations) et/ou par des aléas climatiques ou autres (défaut de télépilotage, crise Covid, etc). L'objectif de l'observabilité doit rester d'être incitatif à une meilleure adéquation de la capacité prévue (ex-ante) au réel, non un outil punitif (ex-post) et restrictif des potentiels de production.	Priorité 1
	Q2.2.1 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées sont-elles pertinentes pour assurer la couverture de la capacité nécessaire pour le système électrique avant le début de l'année de livraison ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la couverture des Acteurs Obligés ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur ce sujet mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.		

	Q2.2.2 Pensez-vous que les calculs estimés notifiés par RTE en AL + 1 sont suffisamment robustes pour procéder à un Règlement financier sur la base de ces résultats ? Verriez-vous des solutions pour réduire les risques et l'ampleur de ces écarts par rapport aux calculs définitifs utilisés aujourd'hui ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la temporalité du mécanisme de capacité ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur la temporalité du mécanisme mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.	Il semble que les éléments pour évaluer les niveaux de NCE en AL+1 soient suffisants, mais pas ceux pour estimer le niveau des obligations: "Sur le calcul de l'Obligation, les différences liées à l'utilisation des données provisoires plutôt que définitives sont très disparates en fonction des années de livraison, des catégories de consommation et des acteurs obligés. En particulier, le total des données provisoires RPD a été inférieur de 500 MW pour AL 2017 mais supérieures de 300 MW pour AL 2018." Les acteurs certifiés sont déjà contraints par le rééquilibrage limité au 15 janvier AL+1 qui devrait en outre être revu car très rapproché des derniers jours PP2. Il ne nous semblerait ni pertinent, ni équitable de les contraindre davantage alors que l'incertitude de comptage est liée au comptage de l'obligation. Par ailleurs, l'avancement du règlement financier occasionnerait un surcroît de travail de comptage et alignement des acteurs. En définitive, et en l'absence de décision contraignante de la Commision Européenne en ce sens, il faudrait maintenir le calcul en AL+3 et remettre le calcul anticipé en AL-1 à une date où les éléments de télé-mesures seront plus largement installés.	Priorité 1
	Q2.3 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant de la simplification de la participation transfrontalière sont-elles pertinentes ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la participation transfrontalière directe ? (voir considérants en Annexe)		
	Q2.4 Parmi toutes les évolutions réglementaires proposées (« évolutions identifiées comme sans regret » et « évolutions à instruire davantage »), quel niveau de priorité P1, P2 ou P3 associez-vous à l'instruction de chacune d'elles dès le cadre réglementaire V4 ? ==> Le 2ème onglet vous permet de remonter votre proposition de priorisation des évolutions réglementaires		
	Q2.5 Selon vous, est-ce que d'autres sujets devraient être abordés par la concertation portant sur le cadre règlementaire V4 ? Lesquels ?		