Contribution d'Eqinov relative à l'évolution des règles du mécanisme de capacité

Vous trouverez ci-dessous la contribution d'Eqinov relative à la consultation sur les évolutions nécessaires des règles du Mécanisme de Capacité (V4).

Eqinov tient à souligner que les sujets abordés dans cette consultation de cadrage ne couvrent pas les évolutions qui sont largement prioritaires (détails en question Q25) :

1. La modification de la politique de tests ;
2. Le calcul du NCE ;
3. Le traitement des demandes de certification / rééquilibrage et le calendrier associé ;

Ces sujets ne sont pas couverts par les principes posés dans la décision de la Commission qui n'entre pas dans ce niveau de détail. Il n'existe donc aucun obstacle à les traiter dès la V4 des Règles. Pour autant, ils constituent aujourd'hui des obstacles significatifs à l'émergence de nouvelles capacités d'effacements en France. Ainsi, si Eqinov prend le soin de répondre explicitement aux questions posées par RTE, il convient d'insister sur le fait que les sujets évoqués ci-dessus sont d'une grande criticité pour le développement de notre activité et qu'il convient de les traiter de manière bien plus urgente que les autres sujets proposés par RTE.

Eqinov souhaite par ailleurs souligner que les règles manquent très souvent de clarté et que leur interprétation peut même différer suivant les interlocuteurs et l'époque chez RTE, ce qui démontre bien leur complexité et explique les difficultés que peuvent avoir certains acteurs à les appliquer correctement, en toute bonne foi. Eqinov reconnaît que la complexité inhérente au mécanisme de capacité ne peut pas totalement disparaître, mais souligne la nécessité que RTE tienne compte de cet état de fait dans le traitement des éventuels différends avec les acteurs.

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) ?

Eqinov est favorable à la suppression du tunnel de certification pour les capacités d'effacement afin de simplifier le processus de certification et le maintien d'une plage d'acceptabilité des rééquilibrages. Eqinov sera vigilante à ce qu'aucune contrainte additionnelle ne soit associée en contrepartie de cet effort de simplification.

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 ?

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

Eqinov est favorable à cette proposition, de nature à accélérer la réconciliation finale des données actuellement en AL+3.

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.

Compte tenu des délais et des difficultés de communication entre RTE et les GRD durant le processus de certification, Eqinov a toujours soutenu qu'un guichet unique pour les demandes de certification devrait être ouvert auprès de RTE, charge à RTE d'envoyer aux GRD via l'agence Oré les demandes de certification des sites raccordés au RPD.

En outre, RTE et les GRD ont tous les moyens pour fournir le calcul de l'obligation de capacité et du NCE des opérateurs d'effacement pour les sites télérelevés en AL+1 pour AL.

Q1.3 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour supprimer ces frais connexes s'appliquant lors des règlements financiers ?

Eqinov est favorable à cette évolution réglementaire.

Plutôt que d'appliquer des frais visant à inciter à ce que le périmètre EDC concorde avec le périmètre des EDA et EDE auquel l'EDC est liée, Eqinov considère que RTE devrait avant tout accompagner mieux les acteurs en leur fournissant leur périmètre d'effacement, d'ajustement ou de certification :

- Avant la date de début de rattachement et non pas après
- Sur un fichier exploitable (excel par exemple) ou une plateforme logicielle plutôt que sous format pdf

De la même manière, les flux de collecte et les flux de liaison devraient être contrôlés en temps réel à réception par RTE. Un message d'erreur devrait être transmis au RPC pour correction immédiate comme cela est fait pour les offres et CUO déposés sur SYGA. Les erreurs de flux de collecte ne peuvent pas être mentionnées 2 à 3 ans plus tard sans aucune possibilité de correction par l'acteur et l'application de pénalités.

Par ailleurs, Eqinov souligne qu'il n'est pas possible pour les acteurs de déclarer les flux de liaison dans les temps imposés par les règles SI du mécanisme de capacité (10 jours ouvrés avant le 1er du mois) dans le cas de création d'EDE/EDA car le système de RTE refuse le flux car les EDE / EDA ne sont pas créées dans son système avant le 1er du mois. Une fois de plus, on constate que l'application de pénalités aux acteurs ne se justifie pas alors qu'ils sont parfois dans l'incapacité de respecter les règles imposées par le mécanisme de capacité du fait de la non-adaptation du système informatique de RTE.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

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) ?

Eqinov s'interroge sur la signification de la proposition de « suppression des coefficients associés » : est ce que supprimer l'EmaxJ signifie qu'une capacité disponible sur 1h a le même niveau de capacité qu'une capacité disponible sur 10h ? Ou est-ce que cela signifie que les contraintes de stocks sont linéaires et donc qu'une capacité disponible sur 1h à un niveau de capacité disponible 10 fois plus faible qu'une capacité disponible 10h ? Concernant le coefficient Kj, la manière dont RTE propose de le normaliser n'est pas satisfaisante : l'introduction d'un seuil minimum de stock créerait un effet de seuil défavorisant certains consommateurs et est contraire aux besoins d'équilibrage de RTE qui tendent à être de très courte durée ; l'introduction de seuils de filières représentatifs paraît également vouée à l'échec car, à titre d'exemple, les capacités d'effacement peuvent avoir des contraintes de stock très diverses selon le gisement. Eqinov serait plutôt favorable à conserver un coefficient Kj non linéaire, applicable à tous les mécanismes, au niveau de l'EDC, mais pas au niveau des sites lors de la certification. Eqinov considère cependant difficile de se positionner à ce stade et déplore que les propositions de RTE n'aient pas été détaillées et présentées aux acteurs en amont de l'appel à contribution afin que les parties prenantes soient en mesure d'analyser les implications des évolutions proposées.

Eqinov est en revanche favorable à la suppression du coefficient Kh qui est inutile et impossible à vérifier et tester. Ainsi le NCE journalier sur un jour de tension serait le produit de la puissance disponible contrôlée moyenne par le coefficient Kj.

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) ?

Eqinov serait favorable à ce que soient tirés des jours correspondant à une réelle tension sur le réseau. Or, depuis 2017, un certain nombre de jours PP2 n'apparaissait pas comme des jours de réelle tension et à contrario, un certain nombre de jours de tension n'ont été ni PP1, ni PP2. Cela créée une incompréhension des acteurs et des consommateurs préjudiciable au mécanisme de capacité.
A cet égard, le fait de prévoir par avance un nombre minimum de jours à tirer par mois, pour les mois de janvier à mars et de novembre à décembre n'est pas opportun. Cette demande, qui vise à régler des difficultés pour les fournisseurs à se couvrir de leur obligation, n'a rien à voir avec l'enjeu

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

du mécanisme de capacité et cela aboutira à ce que des jours sans réelle tension soient tirés alors que d'autres en réel tension ne le seront pas.
En outre, Eqinov s'étonne de la proposition de RTE de fusion des jours PP1 et PP2 et considère que cette question devrait être concertée en groupe de travail, en repartant des arguments initiaux ayant conduit à la distinction de ces deux signaux.
En tout état de cause, si un seul signal devait subsister, les jours PP2 pourraient être supprimés. Les acteurs seraient alors informés de tous les jours tirés, la veille à 9h30. Signaler l'ensemble des jours de tension uniquement la veille au soir à 19h priverait l'ensemble des acteurs du système d'une information précieuse sur la tension sur le système, aujourd'hui disponible dès la veille au matin (jours de tension PP1 signalés sur la base du critère de consommation).

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 ?

Eqinov est favorable à mettre en cohérence le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité et considère que la temporalité AL-4 ne permet plus de prendre en compte les évolutions rapides des parcs de production d'électricité d'origine renouvelable et l'évolution des capacités d'effacement.

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 ?

Eqinov est favorable à une évolution réglementaire pour tenir compte des obligations introduites par le règlement européen et considère que les capacités d'effacement issues du démarrage de groupes électrogènes devraient être inéligibles à la perception d'une prime capacitaire. Autrement dit, le nombre d'heures de fonctionnement des groupes électrogènes fonction du nombre d'activations des capacités d'effacement ne doit pas pouvoir permettre à ces dernières d'être certifiées.

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 ?

De manière générale, les acteurs ont besoin de visibilité quant à la disparition ou la création de mécanismes. Quels que soient les choix opérés et décisions prises, ceux-ci doivent être expliqués et

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

anticipés. Une évolution réglementaire pourrait participer de cet effort de transparence.

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.

Eqinov considère que la proposition de RTE visant à limiter le NCE au niveau des activations réellement observé sur une année de livraison donnée est inapplicable s'agissant des capacités d'effacement. En effet, pour une EDC Effacement :

- La disponibilité d'une EDC peut varier au cours d'une année de livraison, à la fois en raison de la possibilité d'ajout de sites dans une EDC mais également par les variations de flexibilité des sites au cours de l'année. A titre d'exemple, un site peut n'avoir aucune flexibilité à l'effacement en janvier pour des raisons de production et être 100% disponible en février. Ce qui est observé à un moment de l'année n'est pas forcément le reflet de la disponibilité de la capacité sur les autres jours de l'année.
- Une EDC peut être composée de plusieurs EDE aux caractéristiques différentes, et surtout à des prix d'activation variables. Ainsi, une EDC n'est pas forcément activée dans son intégralité sur la même journée. Une EDC de 10MW, composée de 10 EDE de 1 MW peuvent s'activer chacune indépendamment sur des jours de tension différents selon le prix de marché EPEX SPOT ou le prix marginal d'équilibrage. Avec cette proposition de contrôle de la disponibilité, cela reviendrait à considérer un NCE de 1MW pour cette EDC alors que les 10MW de l'EDC ont bien été disponibles et ont de plus été activés.

Cette proposition semble avoir été pensée dans un système de production uniquement, où une EDE équivaut à une EDC et la composition de l'EDC est stable au cours de l'année de livraison. Cette proposition ne parait donc pas implémentable pour les EDC Effacement.

Le contrôle de la disponibilité effective doit passer par des tests d'activation et Eqinov demande depuis des années des améliorations sur la politique de test pratiquée par RTE : **une évolution des modalités de tests par RTE et de calcul du NCE fonction des résultats des tests est indispensable et ce à brève échéance.**

Concernant le déclenchement des tests, il n'est pas acceptable aujourd'hui que le nombre de tests des capacités d'effacement ne soit pas fonction de l'occurrence d'activations de ses capacités sur l'année et de la réussite de celles-ci.

Concernant le niveau des pénalités, la proportionnalité d'une pénalité, impliquant une cohérence avec le préjudice créé en cas d'inexécution d'une obligation, est un principal général du droit. La Commission européenne a également rappelé, concernant les pénalités relatives aux AOE[1], que celles-ci doivent être progressives : plus la capacité est défaillante, plus la pénalité est importante. Or, les règles actuelles qui pénalisent, de manière automatique, l'ensemble des capacités d'effacement d'une EDC lors des

[1] Décision du 7 février 2018 relative au soutien de l'effacement en France par appel d'offres

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

tests quelle que soit la proportion de l'entité testée par rapport au volume de l'EDC, sont excessives et mettent en péril la solidité juridique du contrat de certification et par conséquent leur application au regard de la jurisprudence[2].

Ainsi EQINOV demande à ce que :

- Le nombre de tests mené par RTE varie fonction de la défaillance historique d'un opérateur et du nombre d'activations des capacités d'effacement durant l'année. Une capacité activée correctement au moins deux fois dans les 12 derniers mois ne devrait pas supporter de tests.
- L'impact de tests défaillants pour une EDC puisse être compensé par un nombre équivalent d'activations réussies au cours de l'année de cette même EDC.
- L'impact des tests soit proportionné à la capacité d'effacement effectivement défaillante lors de ses activations durant l'année par rapport au niveau de certification global.

Eqinov souligne par ailleurs que nombreuses de nos demandes sont reprises dans la proposition de RTE sur l'AOE pour la modalité P25. Eqinov souhaiterait donc que cela soit également applicable sur le mécanisme de capacité :

- Possibilité de compenser un test raté par un nombre équivalent d'activations réussies : cela pourrait être réalisé en prenant en compte les activations hors test dans le calcul du coefficient AjuTest ;
- Possibilité de compenser une activation ratée par un nombre équivalent d'activations réussies : si cette proposition de RTE pour la P25 de l'AOE ne semble pas directement réplicable, il conviendrait a minima de permettre de valoriser intégralement une activation réussie dont le volume est supérieur à la puissance disponible. Ainsi, toute activation d'une EDE supérieure à la puissance collectée devrait être prise en compte intégralement dans le calcul du NCE, indépendamment de l'activation ou non des autres EDE de l'EDC. Par exemple, actuellement, si une EDC est composée de 2 EDE ayant chacune une puissance proposée de 10MW et si seulement une EDE s'active, la puissance disponible sera plafonnée à 20 MW, même si l'EDE activée réalise un effacement supérieur à 10MW.

Par ailleurs, de nombreuses failles graves existent dans le système de prise en compte du résultat des tests RTE dans le calcul du NCE global :

- Si un opérateur réussit un test de RTE en début d'année, quel que soit le nombre de tests RTE qu'il subirait par la suite et quelle que soit la défaillance qu'il pourrait connaître lors de ces futurs tests, il peut valoriser sur le reste de l'année un niveau de capacité d'effacement beaucoup plus importante que celle effectivement disponible sans risquer plus que l'application d'un coefficient de 80% sur son NCE final.
- Comme cela a déjà été explicité dans la question 2.1, RTE applique des pénalités, en cas d'échec à un test, à l'ensemble des capacités d'effacement d'une EDC indépendamment de la proportion de l'entité testée par rapport au volume total de l'EDC. Cette non-proportionnalité

[2] Cass. com., 5 avr. 2016, n° 14-20.169, Bull. d'information 2016 n° 849, IV, n° 1206, Cass. com., 20 déc. 2017, n° 16-18.280, CA Paris, 18 déc. 2013, n° 12/00150, Cons. const., 22 juill. 2016, n° 2016-554 QPC.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

est extrêmement problématique dans la mesure où l'échec à un test de seulement quelques sites peut se répercuter à de multiples autres sites qui n'ont eux-mêmes pas eu l'occasion de démontrer leur pleine fiabilité s'ils n'ont pas été testés. RTE favorise donc de fait la désagrégation et porte préjudice au foisonnement des capacités. Une solution simple à ce problème consisterait à considérer dans le coefficient AjuTest l'ensemble des activations de l'EDC (tests et hors tests) et à tester simultanément l'intégralité d'une EDC.

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.

Eqinov s'inquiète de l'obligation que pourrait imposer RTE aux obligés de couverture avant l'année de livraison car cela instaurerait une date limite pour les échanges entre les exploitants de capacité et les acteurs obligés avant l'année de livraison alors que les échanges doivent se poursuivre durant l'année de livraison et après l'année de livraison fonction du niveau de tension de l'année et des rééquilibrages des acteurs. En tout état de cause, si une telle limite devait être instaurée, elle devrait être postérieure à la publication du NCE définitif et à la date limite de rééquilibrage, afin que les RPC (qui portent eux-mêmes une incertitude sur le niveau de capacité effectif) puissent valoriser effectivement leurs capacités.

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.

Eqinov est favorable au fait de réduire le délai de bouclage, attendre AL+3 étant inacceptable d'un point de vue économique vis-à-vis des consommateurs qui supportent l'obligation ou qui bénéficient d'une prime capacitaire. Les données disponibles en juin AL+1 devraient suffire, comme dans le mécanisme de l'ARENH. L'amélioration résiduelle de la précision des calculs liée à l'utilisation des données Recotemp au lieu des données Ecarts ne justifie pas de procéder à un bouclage aussi tardif.
Cependant, Eqinov souligne qu'à date, les niveaux de NCE pour les sites télérelevés calculés en juin AL+1 ne sont pas robustes (sur les AL2017, AL2018 et AL2019) alors que RTE dispose à cette échéance de l'ensemble des données pour avoir un calcul fiable. Il parait donc important que RTE fiabilise les calculs de NCE en juin AL+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

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

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 ?

Les évolutions prioritaires pour les règles V4 sont celles détaillées dans la question Q2.5.

Q2.5 Selon vous, est-ce que d'autres sujets devraient être abordés par la concertation portant sur le cadre règlementaire V4 ? Lesquels ?

1. Sujets prioritaires pour EQINOV : comme expliqué en préambule, les sujets ci-dessous doivent être traités en priorité par RTE :

1.1. Tests : Le sujet des tests doit absolument être traité (Cf Q2.1)

1.2. Calcul du NCE : le sujet du calcul du NCE définitif doit être absolument traité (cf Q2.2.2). Pour Eqinov, le sujet se compose des éléments ci-dessous :
- Calculer le NCE définitif en juin AL+1 : cf Q2.2.2
- Consolider la robustesse du calcul de RTE de juin AL+1 : cf Q2.2.2
- Fournir aux acteurs les éléments de détails du calcul du NCE par RTE : actuellement le fichier fourni par RTE décompose le calcul à la maille EDC. Il est nécessaire pour les acteurs d'avoir i) le détail des calculs à la maille EDE et ii) les flux de collecte utilisés par RTE, pour comprendre et éventuellement contester le calcul du NCE de RTE. Un fichier plus détaillé permettrait donc de faciliter les échanges entre RTE et les acteurs afin de converger plus rapidement vers le NCE définitif.

1.3 Traitement des demandes de certification / rééquilibrage et échéances associées : les premiers retours d'expérience du mécanisme de capacité font apparaître des problèmes significatifs de temporalité dans la gestion de la certification et des rééquilibrages.
Dans le détail, les dysfonctionnements identifiés et demandes associées sont détaillés ci-dessous :

- Simplifier la gestion des EDC : le process opérationnel actuel de gestion des EDC est chronophage à la fois pour les GR et les acteurs car il est lourd, complexe et redondant. Ainsi, du manque de flexibilité dans la certification pour les effacements, on assiste chaque année à un goulot d'étranglement de fin septembre à décembre et une incapacité des GRD et de RTE à mener le processus de manière à délivrer les garanties de capacité dans le respect des règles prévues du Mécanisme de Capacité.
  Eqinov a identifié les points suivants :
  - Concernant la certification initiale : il convient de simplifier opérationnellement le processus de certification initial en certifiant uniquement le site et en pouvant ensuite gérer le rattachement du site à une EDC. Cela permettrait de certifier plus facilement au fil de l'eau les sites et donc d'éviter le goulot d'étranglement du 31 octobre AL-1. Par ailleurs, la multiplicité des envois et la nécessité d'opérer une certification à la maille site, à la maille GRD et à la maille EDC vis-à-vis des différents GRD/T est source de complexité et d'erreur.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

Il est donc nécessaire que RTE centralise l'ensemble des demandes et que celles-ci soient déposées par les acteurs via une plateforme performante.

- Concernant les changements de périmètre des EDC : actuellement, tout processus de modification de constitution d'une EDC doit passer par des rééquilibrages à la hausse ou à la baisse. Eqinov souhaite que des processus plus flexibles de création d'EDC, fusion d'EDC, séparation d'EDC, rajout et retrait de sites soient possibles et facilités, tant que les sites sont bien certifiés unitairement, et ceci sans frais de rééquilibrage. Actuellement les frais associés à des modifications de constitution d'EDC (à iso certification au niveau d'un RPC) ne sont pas clairement explicités dans les règles. En effet, dans les règles en vigueur, si un site change d'EDC, l'acteur doit procéder à un rééquilibrage à la baisse de son ancienne EDC et un rééquilibrage à la hausse de la nouvelle EDC. Dans les règles, ces deux rééquilibrages sont payants (jusqu'à 20% de la modification de NCC par rééquilibrage). Pourtant, lorsqu'on pose la question à RTE, la réponse sur le caractère gratuit ou payant varie selon les interlocuteurs.
- Concernant l'ajout de sites à une EDC en cours d'année de livraison :
  - le traitement d'une demande d'ajout de site en cours d'année de livraison par RTE est plus simple que celui de la certification initiale. En effet, l'acteur peut considérer le site comme certifié dès le dépôt de la demande d'ajout de site et valoriser la capacité au travers des différents mécanismes immédiatement. Comme évoqué, il paraitrait pertinent d'avoir un processus similaire avant le 31/10 de l'année précédant l'année de livraison : on déposerait une demande de certification des capacités d'effacement d'un site selon ses performances et l'acteur pourrait gérer le rattachement du site à ses EDE/EDA/EDC souhaité puis valoriser les garanties de capacité.
  - Il convient d'inscrire dans les règles la possibilité de créer de nouvelles EDC en cours d'année, comme cela a été possible au cours de l'année 2020. En effet, actuellement les règles ne permettent que de rééquilibrer des EDC.
- De plus, les paramètres type « mono GR/ multi GR » sont figés pour une année alors qu'il est possible de rajouter des sites à une EDC en cours d'année. EQINOV recommande de supprimer la notion de mono GR et multi GR qui n'apporte rien et complexifie considérablement les processus. Par ailleurs, il convient de maintenir l'envoi des flux de collecte uniquement à RTE que l'EDC soit mono GR ou multi GR.
- Concernant les rééquilibrages à la baisse : pour les rééquilibrages à la baisse, les acteurs doivent fournir à nouveau l'ensemble des justificatifs aux GRD/T (en particulier, dérogation au tunnel de certification). Il convient de supprimer cette lourdeur opérationnelle qui n'est qu'une redite de la certification. De plus, les acteurs doivent répartir leur rééquilibrage à la baisse par GR, ce qui entraîne une complexité importante sans aucune justification. En conséquence, les acteurs ont tendance à affecter le rééquilibrage à la baisse seulement à RTE afin d'éviter des multiplier les demandes de rééquilibrage aux différents GR.
- Concernant les rééquilibrages en AL+1 : les acteurs sont incités à se rééquilibrer en AL+1 au niveau de leur NCE. Il conviendrait donc de supprimer les justificatifs demandés pour ce dernier rééquilibrage. En effet, il est compliqué pour les acteurs de justifier à la maille site/GR un rééquilibrage final lié au NCE global d'une EDC. En mettant la date limite de

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

rééquilibrage AL+1 après la notification du NCE provisoire, RTE peut vérifier la cohérence entre les demandes de rééquilibrage et le NCE provisoire.

- Mise en place d'un portail RTE pour la gestion du mécanisme de capacité : Eqinov souhaite que le portail RTE puisse être utilisé pour la certification des sites et plus généralement que la gestion du périmètre du mécanisme de capacité puisse être effectuée sur un portail adhoc. Cela serait de nature à simplifier le processus laborieux de certification.

- Modifier la temporalité du mécanisme de capacité
  - La date limite de certification imposée aux acteurs devrait très clairement correspondre à la date limite de dépôt de la demande, dès lors qu'ils n'ont pas de prise sur les délais de traitement de ces demandes par les GR et RTE. Aujourd'hui les règles du Mécanisme de Capacité ne sont absolument pas claires sur le sujet. En 2019, un flou très impactant a été introduit par RTE et les GR qui ont demandé aux acteurs de certifier leurs capacités RPD à la mi-août de l'année précédant l'année de livraison. Il convient de rapidement lever toute incertitude sur ce point.
    Les règles font apparaître l'échéance du 31 octobre AL-1 pour une demande de certification, ce qui est selon Eqinov entendu comme date limite de dépôt des demandes et est ainsi cohérent avec les résultats de l'AOE. Soulignons que de nombreuses demandes de certification déposées en temps et en heure par rapport à cette échéance n'ont toutefois pas été traitées dans les délais prévues par les règles et les services de RTE ont pu de justesse (et après beaucoup d'insistance de notre part) délivrer les garanties de capacité avant l'enchère de décembre alors que les capacités d'effacement auraient pu être valorisées aux enchères de juin, septembre et/ou octobre. RTE semble considérer que la date d'initialisation de la certification n'est pas celle du dépôt de la demande par l'acteur, mais de la prise en charge par les GRD, qui peut prendre plusieurs semaines. Ce délai n'est pas du ressort de l'acteur de marché et, bien que nous mettions tout en œuvre pour certifier nos sites le plus en amont possible, nous ne pouvons pas subir le délai de traitement des GR. Par ailleurs, ces délais que RTE considère comme ceux applicables ne sont pas compatibles avec les résultats de l'AOE.
  - En outre, certains jalons ne sont parfois pas clôturés ENEDIS ou RTE (alors même que le traitement est finalisé) dans leur système d'information, ce qui empêche toute nouvelle demande de certification et nous empêche d'avancer.
  - Par ailleurs, les dates limites de certification devraient être différenciées pour les producteurs et pour les capacités d'effacement afin d'éviter le goulot d'étranglement du 31 octobre. De plus, une simplification du processus de certification devrait permettre de certifier des capacités d'effacement au fil de l'eau avant le 31 octobre (supprimer la notion d'EDC en projet nécessitant une garantie bancaire afin de permettre la certification progressive des sites).
  - De plus, Eqinov est surpris de voir que certaines demandes de certification ou de rééquilibrage n'ont pas été traitées dans les délais règlementaires. A titre d'exemple :
    - Pour l'AL2018, le contrat de notre dernier rééquilibrage demandé en décembre 2018 a été signé par RTE en février 2021.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

- Pour l'AL2019, le contrat de notre dernier rééquilibrage demandé en janvier 2020 a été signé en juillet 2020.

Ces délais règlementaires non respectés peuvent avoir un impact important sur les ventes de GC par les acteurs.

- Le dernier délai pour les demandes de rééquilibrage est fixé au 15 janvier AL+1, ce qui est très court pour les acteurs et ne répond vraisemblablement pas à un besoin urgent de RTE puisque ces demandes sont souvent traitées un an plus tard. Cette date du 15 janvier est d'autant plus contestable que les acteurs ne disposent pas alors du NCE estimé, disponible le 30 juin AL+1. Il conviendrait de mettre en cohérence ces deux délais, en laissant aux acteurs un délai d'un mois suivant l'envoi du NCE estimé. A titre de comparaison, les acteurs obligés peuvent se rééquilibrer après le calcul de leur obligation définitive, trois ans plus tard.
- Heure d'envoi limite du flux de collecte Emax H (s'il est maintenu) par les acteurs : 12h le vendredi S-1. Etant donné que les jours de tension ne concernent plus le week-end, EQINOV demande à ce que la date limite soit fixée au vendredi 18h et porte sur une semaine du lundi au dimanche (au lieu du samedi au vendredi).

1.4 Blocs : Permettre dans le cadre du mécanisme de capacité, de proposer des blocs sur les Bourses de l'électricité

Les règles du mécanisme de capacité sont bien adaptées à une participation des capacités d'effacement sur le mécanisme d'ajustement. A l'inverse, elles ne permettent de proposer sur les Bourses que des offres simples, alors qu'il existe des potentiels intéressants d'offres blocs et smart blocs, plus avantageuses pour les clients qui souhaitent une ou deux activations par jour maximum. Il est urgent de permettre à un opérateur de déclarer un bloc de puissance sur une période de disponibilité associé à un prix d'activation qui s'il est atteint sur EPEX spot déclenchera l'activation de la capacité d'effacement à hauteur de ses contraintes de stock. EQINOV préconise que dans les flux de collecte au Mécanisme de Capacité, puissent être déclarés des prix seuil d'activation par blocs correspondant à la contrainte de stock journalière de la capacité d'effacement. Le contrôle par RTE devra alors s'exercer sur le prix des blocs publiés par EPEX.

2. Sujets opérationnels prioritaires pour EQINOV : les sujets suivants recouvrent des problématiques uniquement opérationnelles mais dont la résolution contribuerait significativement à l'émergence de nouvelles capacités d'effacement. Le traitement de ces sujets ne nécessite pas d'évolutions en profondeur des règles du mécanisme de capacité et peut donc être effectué dans le cadre actuel de la décision de la Commission Européenne.

Lisibilité des règles et implémentation opérationnelle des règles :

Un facteur de complexité, qui a été source d'erreurs pour EQINOV, concerne les flux de collecte devant être transmis en fonction du mécanisme utilisé pour la valorisation des effacements :

- S'agissant de la puissance de disponibilité, elle n'est requise que dans le cadre de NEBEF
- S'agissant des contraintes journalières et hebdomadaires de stock, l'information est requise tant pour les sites participant au mécanisme NEBEF qu'au MA.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

Cette distinction manquait de clarté dans les règles et a abouti à une succession d'évolutions de notre système d'information fonction des ordres et contre ordres donnés par les équipes de RTE depuis 2017.

Des difficultés ont également été rencontrées en 2017 car des imprécisions existaient sur l'obligation d'envoyer les flux de collecte à la fois au GR et à RTE en cas d'EDC mono-GR ou multi-GR. A cela s'est ajouté la méconnaissance par certains GR des règles de transmission des flux de collecte et l'absence de système d'informations pour recueillir les flux.

La notion de sharing ratio n'existe pas dans les règles du mécanisme de capacité. Elle est évoquée dans les règles SI sans clarté et a pu entraîner des interprétations différentes entre RTE et les acteurs. Ainsi, les règles stipulent que le sharing ratio s'applique à la puissance résiduelle alors que RTE explique que le sharing ratio s'applique à la puissance disponible. Ainsi, de notre compréhension des échanges avec les équipes RTE, RTE considère i) qu'une EDE avec un sharing ratio à 0 n'est pas disponible sur NEBEF et ii) que le sharing ratio n'est pas utilisé pour gérer la simultanéité des activation MA/NEBEF ; ce qui ne parait pas en cohérence avec les règles en vigueur MA / NEBEF. Si tel était le cas, Eqinov s'interroge donc sur i) l'utilité de déclarer des puissances collectées sur NEBEF lorsque le sharing ratio est à 0 et ii) sur la prise en compte de la simultanéité des activations MA/NEBEF.
Ces imprécisions des règles engendrent des interprétations et des implémentations différentes du sharing ratio. Il parait important de préciser les règles pour que tous les acteurs aient la bonne information et de ne pas appliquer de pénalités aux acteurs comme cela semble être fait sur 2018 alors qu'aucune clarification n'a été apportée par RTE afin de lever les incertitudes encore aujourd'hui.

3. Dysfonctionnement et anomalies : les sujets ci-dessous sont des anomalies ou des dysfonctionnement remontées à plusieurs reprises par Eqinov. Pour une meilleure lisibilité du mécanisme, il convient de les corriger au plus vite :

Dysfonctionnement du portail services de publication des jours de tension :

Avant 9h30, il est indiqué sur le portail services « Hors PP1/PP2 non signalé » alors même que le jour de tension peut être in fine un jour PP1. Cela est confusant pour tous les utilisateurs de ce service puisque cela laisse à penser que le jour considéré n'est pas un jour PP1. Il paraitrait normal que l'information « PP1/PP2 non signalé » soit conservé jusqu'au tirage ou du non du jour de tension et que l'information « Hors PP1/PP2 non signalé » ne soit utilisée que lorsque le jour n'est effectivement pas un jour PP1.

Correction des règles d'arrondi pour la certification

Dans les règles de certification, les arrondis sont dissymétriques 60% des valeurs sont arrondis à la baisse et 40% des valeurs à la hausse : « La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ,4 ou 5 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale ». Eqinov a pu constater que cette règle d'arrondi spécifique à RTE est également implémentée au niveau SI et donc que lorsque la première décimale est égale à 5, l'acteur se voit arrondir son volume à la baisse. Eqinov demande donc que la règle « standard » des arrondis soit appliquée à savoir : « La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ou 4 n'incrémente pas la décimale significative. La première décimale non significative égale à 5, 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale ». A noter que cette anomalie ne concerne pas la partie obligations des règles.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36

Fiabiliser les données du registre REGA

Eqinov observe que certaines données de transactions paraissent incohérentes. Par exemple :

- le 24/02/2021, 14 GC 2020 ont été vendus à un prix de 187 000€/MW, soit largement au-dessus du prix administré.
- Le 30/12/2020, 250 GC ont été vendus à un prix de 360 000€/MW…

Au global, dans le registre, 34 transactions ont été réalisées à des prix supérieurs au prix administré, pour un volume de 500MW. Ces anomalies entraînent un manque de fiabilité de l'information pour les acteurs et donc un manque de visibilité

4. Autres sujets :

Modifier le prix de référence de la capacité pour une année de livraison

Par ailleurs, EQINOV redit son incompréhension que le PREC soit basé sur le prix issu de l'enchère précèdent l'année de livraison alors que pour représenter au mieux la tension existante durant une année de livraison et inciter les acteurs à certifier leur capacité selon leur meilleure prévision, le PREC devrait être calculé sur la base des enchères courant de l'année de livraison et post année de livraison.

Etendre le mécanisme de capacité et l'AOE aux périodes estivales où l'indisponibilité des centrales et les pics de consommation liés aux recours accrus à la climatisation sont de plus en plus fréquents et importants.

Compte tenu des occurrences de plus en plus importantes de tension de mars à septembre, le mécanisme de capacité et l'AOE pourrait inclure des jours de tension en dehors de la période hivernale. A titre d'exemple :

- Entre début janvier 2021 et fin mars 2021, 47% (43 jours sur 90) des jours ont été des jours signalés AOE alors qu'entre début avril 2021 et aujourd'hui le 5 mars 2021, 77% (27 jours sur 35) des jours ont été des jours signalés AOE.
- Entre début janvier 2021 et fin mars 2021, 7% (6 jours sur 90) des jours ont été des jours où le spot a dépassé 100€/MWh alors qu'entre début avril 2021 et aujourd'hui le 5 mars 2021, 20% (7 jours sur 35) des jours ont été des jours où le spot a dépassé 100€/MWh.

Contact :
Natacha HAKWIK
Directrice Associée
natacha.hakwik@eqinov.com
06 22 16 85 36