Compte-rendu de la réunion plénière de la CAM
du 14 janvier 2015

Version PROJET

Ordre du jour

1. Validation du compte-rendu de la réunion du 13 octobre 2014

2. Actualités

- Appel d'offres RR/RC
- Transmission informatisée des ordres d'ajustement (TAO)
- Trame type des contrats amont
- Bilan de la réconciliation temporelle n°9 (RT9)

3. Services système (REX consommation et concertation 2015)

4. Appel d'offres Effacement (REX et appel d'offres 2015)

5. Effacements au service du marché (Règles NEBEF 2.0 et concertation 2015)

6. Evolution des règles MA et RE (v7 et concertation 2015)

7. Questions diverses

Participants	Sylvain Romieux – ANROC Patrick Godfrin – GEG Guillaume Fauconnier – Markener Anne-Soizic Ranchère – ENERGY POOL Aurélie Lemercier – NOVAWATT Sophia Elasri – UNIDEN Eric Rongère – NOVAWATT Jean-Pierre Lartigue – ACTILITY Nicolas Gauly – VOLTALIS Antoine De Broves – SMART GRID ENERGY Emmanuelle Carpentier – EON Maëlle Durant – EON Romain Benquey – CRE Domitille Bonnefoi – CRE Emmanuel Rodriguez – CRE François Blanc – ERDF Christophe Gros – ERDF Fabien Chone – DIRECT ENERGIE Romain Verdier – DIRECT ENERGIE Florentine Dusannier – DIRECT ENERGIE Redha Louiba – GDF SUEZ Alain Taccoen – EDF Francois-Régis Monclar – EDF Francesco Delfini – UNELEG Gery Lecerf – ALPIQ Quentin Harle – COFELY Cécile Lacour – STADTKRAFT Clotilde Levillain – RTE Thomas Veyrenc – RTE Gérald Vignal – RTE Renaud Delachaux – RTE Anne-Luce Peillon – RTE Michèle Dion-Demael – RTE

La séance est ouverte à 14 heures 10.

Clotilde LEVILLAIN
Tout d'abord, je vous souhaite la bienvenue pour cette première CAM de l'année 2015 et je vous renouvelle mes vœux de réussite pour l'année 2015. Je nous souhaite une année riche avec des évolutions des mécanismes de marché pour répondre aux besoins que vous portez et dans une perspective d'optimum économique pour la collectivité.

1. VALIDATION DU COMPTE-RENDU DE LA RÉUNION DU 13 OCTOBRE 2014

Michèle DION-DEMAEL
Le compte-rendu a été diffusé hier. Vous disposez d'une semaine pour adresser vos demandes de correction.

2. ACTUALITÉS

• Appel d'offres RR/RC

Michèle DION-DEMAEL
L'appel d'offres est en cours pour la période débutant à compter du 1er avril 2015. L'appel d'offres est ouvert du 1er au 28 janvier. RTE organise une réunion de questions/réponses le 19 janvier à 10 heures.

• Transmission informatisée des ordres d'ajustement (TAO)

Michèle DION-DEMAEL
Comme déjà évoque en CAM, RTE a engagé un projet pour faire évoluer le mode de transmission des ordres d'ajustement (passage d'une transmission par téléphone à une transmission informatisée des ordres d'ajustement). Le guide d'implémentation a été transmis aux opérateurs. Des réunions d'information dont les dates sont indiquées sur le site de RTE sont tenues chaque mois. RTE organisera également une réunion au CNES au second trimestre, sous la forme d'un séminaire clients. La première phase d'exploitation sous contrôle (parallel run) débutera en avril 2015. L'interlocuteur pour RTE est Renaud Delachaux.

• Trame type des contrats amont

Michèle DION-DEMAEL
Nous avons engagé une concertation sur la future trame type des contrats amont suite à une demande de la CRE dans le cadre de la certification de RTE. RTE restituera le rapport final lors d'un groupe de travail organisé le 22 janvier. Nous présenterons le résultat des travaux, avant la publication de la trame type au mois de février, puis les nouveaux contrats pourront être signés, pour un démarrage effectif au 1er juin.

Un dernier point concerne les interconnexions dérogatoires. La première réunion du groupe de travail prévue le 27 janvier sera indiquée sur le site Concerte de RTE. L'interlocuteur RTE est Éric Thebault.

Clotilde LEVILLAIN
Ce groupe de travail est transverse aux Commissions Accès au Réseau (CAR) et Accès au Marche (CAM).

• Bilan de la réconciliation temporelle n°9 (RT9)

Michèle DION-DEMAEL

Un document a été adressé aux membres de la CAM à ce sujet. Nous dressons le bilan à N+2 des flux financiers liés à la réconciliation temporelle, après intégration des informations issues des compteurs à index. Les montants financiers diminuent fortement par rapport à ceux de la RT8. Ceci est lié à une meilleure évaluation des pertes sur les réseaux de distribution. Les montants financiers liés à la réconciliation temporelle sont de l'ordre de 6 M€.

François-Régis MONTCLAR
Nous vous remercions pour la qualité du document de présentation de ce sujet. Pourriez-vous présenter à l'avenir le volume de la réconciliation mois par mois ?

Michèle DION-DEMAEL
Je prends note de cette demande. Nous étudierons si nous pouvons reconstituer les éléments demandés. L'interlocuteur RTE pour les questions relatives à la reconstitution des flux est Émilie Scholtès.

3. SERVICES SYSTÈME

Samuel SCOLARI
Le premier point concerne le retour d'expérience lié à la participation des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport (RPT) à partir du 1er juillet 2014.
Au 1er décembre 2014, 40 MW de réserve primaire sont fournis à partir des sites de soutirage, 24h/24, 7j/7. Cette puissance représente déjà plus de 8 % du volume français de réserve primaire après quelques mois d'ouverture du dispositif aux consommateurs. Les performances des sites de soutirage sont très satisfaisantes, aucune anomalie n'a été détectée.
Un autre point de discussion est lié au recours aux télémesures des sites. Le bruit global des sites est jugé acceptable pour estimer les performances. Enfin, des dispositions transitoires sont prévues pour les sites en contrat unique. Ces dispositions fonctionnent correctement.
Enfin, il n'existe pas d'EDR multi-sites comme cela est permis pour les règles services système.

Quelques phénomènes de sur-réglage apparaissent, ils peuvent avoir un impact léger sur la répartition des énergies. Nous envisageons de fixer un seuil de sur-réglage.
Le contrôle de performance est basé sur des mesures au pas de dix secondes. La résolution de la télémesure doit être suffisante pour estimer la réponse à l'écart de fréquence ou au niveau. Pour cette raison, nous introduirons des exigences en matière de télémesure.

Le troisième point concerne les exigences incluses dans la documentation technique de référence (DTR) de RTE, formulée pour les groupes de production. Nous améliorerons ces fiches pour qu'elles soient plus transverses aux sites de production et de consommation.
Pour la première phase, la participation est limitée à un volume de 80 MW. Les règles prévoient la possibilité pour RTE d'augmenter ce seuil de participation. Compte des résultats de la première phase de REX, RTE propose de faire évoluer le seuil de 80 à 120 MW à partir du 1er février 2015.

Alain TACCOEN
Pour quelle raison proposez-vous de passer 80 à 120 MW alors que le plafond de 80 MW n'est pas atteint ?

Samuel SCOLARI
Le seuil fixé par RTE à 80 MW visait à vérifier les impacts de la participation des sites de consommation sur la gestion de la fréquence. Aucune anomalie n'ayant été détectée, il est proposé de le relever.

François-Régis MONCLAR
Le fait de prendre en compte les bonnes performances pour justifier une augmentation sur un REX de 40 MW nous semble prématuré. RTE pourrait communiquer sur le succès du dispositif sans nécessairement augmenter le seuil étant donné qu'il n'y a pas de blocage. Nous suggérons d'étudier

comment nous pouvons favoriser la participation aux réglages secondaires plutôt que de l'étendre au primaire.

Michèle DION-DEMAEL
Il n'existe pas de raison objective de ne pas augmenter le plafond de 40MW, RTE propose donc une augmentation à 80MW. Concernant la participation des sites de consommation à la réserve secondaire, un sujet en cours d'instruction est de nature à faire émerger un plus grand gisement, la participation dissymétrique aux réglages. Ce sujet est en cours d'instruction dans le GT Services système de la CAM.

Clotilde LEVILLAIN
L'objectif du seuil ne vise pas à cibler une réserve plutôt qu'une autre. Votre question qui consiste à encourager le développement de la participation à la réserve secondaire, est intéressante. La proposition de RTE répond à un élément d'anticipation, en vue d'augmenter cette participation avant qu'elle ne soit bloquée. Nous devons effectuer du monitoring pour nous assurer que les premières performances se poursuivront. Il convient de lever les freins tels qu'ils sont identifiés.

Samuel SCOLARI
Je propose de présenter l'état des lieux de la concertation Service Système V3. La saisine relative a une proposition d'évolution des règles services système est prévue le 1er septembre 2015, conformément à la délibération de la CRE. Les sujets majeurs sont l'ouverture à la participation dissymétrique, l'ouverture à la participation aux sites de soutirage raccordés sur les réseaux public de distribution (RPD), ainsi que les modalités de reconstruction des services système sur le mécanisme d'ajustement.

4. APPEL D'OFFRES EFFACEMENT (REX ET APPEL D'OFFRES 2015)

Renaud DELACHAUX
Je propose de présenter un REX sur l'appel d'offres effacement de 2013, l'exploitation des capacités en 2014 ainsi qu'un retour sur l'appel d'offres mené fin 2014. Nous avons déjà présenté en CAM un retour d'expérience sur l'exercice 2012-2013. Le REX présenté ici concerne la période de septembre 2013 à septembre 2014. Trois types de contrat étaient en vigueur : les contrats triennaux passés en 2012 dans le cadre de la loi NOME, les contrats passés sur trois mois ainsi que les capacités contractualisées suite à l'appel d'offres 2013 au titre de la loi Brottes. En moyenne, l'appel d'offres a permis de réserver 750 MW de puissance pour 16 M€. Après sollicitation par RTE, pour répondre à son engagement un titulaire peut soit déposer une offre sur le mécanisme d'ajustement, soit réaliser un effacement dans le cadre du dispositif NEBEF.

Il existe deux types de gain sur les mécanismes d'ajustement : les gains sur les énergies activées (le prix de l'énergie activée est moindre du fait de la présence de la capacité d'effacement) ; les gains capacitaires (une activation pour cause marge peut être évitée du fait de la présence de la capacité d'effacement sur le mécanisme d'ajustement).
Au cours de la période étudiée, tous les titulaires ont répondu à leurs engagements en déposant des offres sur le mécanisme d'ajustement.

Redha LOUIBA
Je souhaite poser une question concernant ces gains ou coûts évités. Dans quelle mesure les volumes retenus pour l'appel d'offres auraient-ils participé au MA indépendamment de l'appel d'offres, en ayant conscience que cet appel d'offres génère un volume supplémentaire qui n'existait pas dans le passé ?

Une partie des capacitaires aurait tout de même été présente sur le mécanisme d'ajustement sans appel d'offres.

Renaud DELACHAUX
C'est difficile à dire.
Comme lors des années précédentes, 90 % des gains proviennent de la valeur capacitaire. Peu de gains proviennent de la valeur énergie. Le gain sur le MA s'établit à 3,5 M€, pour des coûts de contractualisation s'élevant à 16,9 millions d'euros.

Alain TACCOEN
Nous remercions RTE pour cette transparence financière. Ce déficit double chaque année de -3 millions d'euros en 2012 à -7 millions d'euros en 2013. Nous sommes face à un mécanisme assurantiel dont le coût double chaque année, ce qui soulève la question suivante : comment pouvez-vous assurer que ce déficit n'établira pas à 26 millions d'euros en 2015 ?
En outre, ce bilan financier est entièrement porté par les RE. Il pourrait être partagé avec les utilisateurs du réseau via le TURPE.

Antoine de BROVES
Je remercie RTE également pour ces éléments. L'utilisation des sollicitations par RTE ne me semble pas optimale. Il est difficile d'anticiper les tensions sur le système. Nous sommes toujours très surpris sur les périodes de grande tension de ne pas recevoir de sollicitation. À l'inverse, nous recevons parfois des sollicitations sur cinq jours consécutifs. Ce bilan pourrait être meilleur en améliorant les processus au sein de RTE. Les coûts de contractualisation diminuent constamment pour RTE. Le service rendu est fiable. Ce mécanisme assurantiel coûte parfois cher, et rapporte peu, mais il pourrait être beaucoup plus rentable.

Sophia ELASRI
Nous constatons que le prix marginal a été divisé par deux pour l'appel d'offres 2015 par rapport à l'appel d'offres 2014. Nous considérons que le prix a perdu 70 % de sa valeur depuis 2008. Le prix de la capacité chute fortement. Ce dispositif pourrait permettre d'apporter un soutien économique à l'industrie électro-intensive. Nous regrettons de constater une valorisation moindre que dans d'autres pays européens.

Fabien CHONE
Sommes-nous capables de mesurer aujourd'hui l'impact du dispositif sur la probabilité de défaillance ? Il serait intéressant de procéder à ce calcul.

Thomas VEYRENC
Vos questions qui me semblent légitimes sont identiques à celles de l'an dernier et seront les mêmes l'an prochain.
Je rappelle que la contractualisation correspond à une obligation légale, et non à une faculté de RTE. La loi NOME a changé la nature du dispositif. En outre, les retours d'expérience financiers sont bien évidemment pris en compte lorsque nous nous trouvons dans le processus d'élaboration de l'appel d'offres N+1. On peut ainsi alternativement dire que ce n'est pas rentable et qu'il faudrait limiter le volume ou considérer au contraire qu'il faudrait l'augmenter. Fabien Choné soulève par ailleurs une question de méthodologie d'évaluation. La méthodologie choisie par RTE depuis un certain nombre d'années est uniquement basée sur le mécanisme d'ajustement. Pour quelle raison n'avons-nous pas pris en compte u critère d'équilibre offre-demande national ? Par le passé, il n'existait pas de besoin capacitaire en France. C'est uniquement depuis septembre 2014 que le bilan prévisionnel révèle un retournement de tendance à partir de 2016 en matière d'équilibre entre l'offre et la demande. Pour cette raison, le critère d'évaluation est bien effectué par rapport au mécanisme d'ajustement.
Nous pouvons interpréter différemment la loi et l'ouvrir à différentes interprétations. Vous savez dans quel contexte cet appel d'offres se poursuit. Je préfère retenir une tendance, à savoir la diminution du

critère de contractualisation qui montre que la capacité est contractualisée par RTE à un coût compétitif. Ce sujet n'épuise pas le bilan économique, mais c'est un élément important.

Renaud DELACHAUX
Je propose de présenter le bilan de contractualisation de l'année 2014. Une réunion de concertation a eu lieu le 21 juillet 2014 suivi par un appel à contributions terminé le 4 septembre, reconduisant les modalités de l'année précédente. Cet appel d'offres approuvé par la CRE en octobre et a été lancé en novembre 2014. Quelques adaptations ont été réalisées. D'une manière générale, l'appel d'offres est reconduit selon les mêmes modalités que l'an dernier. Six lauréats ont été retenus pour une capacité contractualisée en hausse.

Renaud DELACHAUX
Cette année, nous constatons une augmentation significative du volume proposé, à des prix inférieurs aux années passées. Ce système a permis à RTE de contractualiser à un prix divisé par deux, soit 3 000 €/MW/an pour 20 jours de sollicitation. La capacité contractualisée par RTE est actuellement de 1 000 mégawatts, elle sera de 1 800 mégawatts en 2015.

Thomas VEYRENC
Je m'étonne de l'absence de questions sur ce point de l'ordre du jour. Certains d'entre vous affirment, notamment auprès des Parlementaires, que les volumes contractualisés par RTE diminuent, alors que le volume s'établit à 1 800 mégawatts en 2015. En outre, le passage au Pay-as-cleared a donné lieu à de nombreux débats. Nous avons décidé de passer en Pay-as-cleared car cela nous semblait favorable au développement de la concurrence. Ce pari nous semble aujourd'hui payant étant donné que davantage de capacités sont contractualisées à un coût plus compétitif qu'avant. Ce sujet est important.
L'objectif de passage en Pay-as-cleared ne vise pas à soutenir le prix, mais à contractualiser au meilleur coût. Les conditions financières et techniques sont vues avec la CRE. Si le prix est plus faible qu'anticipé, chacun y perd ou y gagne selon l'endroit où il se situe. Cette évolution a eu des conséquences importantes en matière de répartition des parts de marché. Les bénéfices théoriques du passage au Pay-as-cleared se sont retrouvés dans la pratique du point de vue de RTE.

Fabien CHONE
Quels sont les critères qui ont permis à RTE de déterminer ces volumes ? Quels sont le prix et le coût total de ce processus ?

Thomas VEYRENC
Le critère marginal s'établit à 3 000€/MW/an. L'appel d'offres donne lieu à un jeu de coefficients complexe. Chaque offre est ramenée à une offre standard, raison pour laquelle nous communiquons sur un critère marginal plutôt qu'un prix de capacité. Le critère marginal a diminué de 50 % en l'espace d'une année.

Fabien CHONE
Quel est l'input qui assure le lien entre ce prix et le volume ?
Ce dispositif qui présente un coût pour nos entreprises. Il n'est pas normal que vous refusiez de communiquer le critère qui permet de déterminer ce coût.

Renaud DELACHAUX
En 2012, nous avons proposé à la CRE de publier davantage d'informations sur le critère permettant d'aboutir à 3 000 euros. Or la CRE n'a pas souhaité que RTE diffuse davantage d'éléments pour ne pas fragiliser l'appel d'offres.

Thomas VEYRENC
Nous avons nettement réduit l'opacité du marché en passant au Pay-as-cleared.

Fabien CHONE

Quel est le coût de l'appel d'offres pour 2015 ?

Thomas VEYRENC
Il s'établit à environ 20 millions d'euros.

Clotilde LEVILLAIN
Nous assistons à une baisse du critère marginal. Comment développer de nouvelles capacités dans ce contexte ? Le Pay-as-cleared permet de financer ces nouvelles capacités d'une manière significative. Le bilan économique partiel ne vise pas à être équilibré, mais l'analyse vise à aller progressivement où les éléments ont davantage de valeur. L'objectif consiste à créer un projet qui soit de plus en plus utile et économiquement intelligent pour la collectivité. Nous ne poursuivons pas une finalité de soutien à une filière spécifique.

5. EFFACEMENTS AU SERVICE DU MARCHE (REGLES NEBEF 2.0 ET CONCERTATION 2015)

Aude RIGARD-CERISON
Je propose de présenter le mécanisme NEBEF. Les règles NEBEF sont entrées en vigueur le 17 décembre 2014. Pour rappel, nous avons mis en place une concertation à la suite du décret du 3 juillet 2014. Le président du Directoire a reçu une lettre de la ministre formulant certaines demandes. Les règles NEBEF 2.0 sont entrées en vigueur le 19 décembre. Nous attendons l'arrêté qui devrait paraître prochainement, et fixera le montant de la prime pour les effacements.
La concertation a commencé depuis le mois de juin avec la concertation sur la qualification. Une présentation en CAM a eu lieu les 30 juin et 13 octobre. Dès le mois d'août, nous avons lancé un appel à contributions pour recueillir l'avis des participants sur l'évolution à apporter aux règles NEBEF. La consultation a eu lieu au mois de novembre. La CRE a auditionné RTE les 27 novembre et 11 décembre.
La Ministre de l'énergie a adressé le 1er décembre 2014 une lettre au Président du directoire de RTE, confirmant l'intérêt du gouvernement pour les effacements. Nous avons proposé certaines évolutions à la suite de cette lettre. Tout d'abord, nous avons introduit une clause de révision des règles comme la Ministre l'a demandé, introduit un régime dérogatoire de gestion des périmètres et modifié le barème de versement. Nous avons ajouté un nouveau barème de versement pour les sites profilés avec un tarif de type base.
La CRE a approuvé NEBEF 2.0 à l'exception du chapitre proposant un régime dérogatoire de gestion des périmètres d'effacement. Les chapitres A et C de la section 2 ont également fait l'objet d'une évolution.
La CRE a souligné l'importance des effets de bord dans sa délibération, notamment parce que ce sera probablement sur ces effets que reposera une partie des éléments de valorisation des effacements dans les marchés de l'électricité.
En synthèse, plusieurs points ont évolué. Tout d'abord, le décret demandait une prise en compte du report de consommation. Les règles introduisent un cadre de prise en compte. Nous envisageons des travaux au premier semestre pour intégrer les valeurs numériques dès que nous aurons les valeurs robustes.
La reconnaissance donne lieu à la vérification par RTE de la capacité des opérateurs à réaliser les effacements. La qualification a donné lieu à un cahier des charges spécifique développé durant l'été 2014. Concernant le contrôle du réalisé, une nouvelle méthode par prévision de consommation a été créée. Un autre point concerne la capacité des sites de soutirage à contractualiser avec plusieurs opérateurs d'effacement. Enfin, les modalités de participation au dispositif ont été assouplies. Les acteurs sont libres de choisir le montant de leur garantie bancaire, et peuvent procéder à des versements libres.
Le décret du 3 juillet précise que sont utilisées prioritairement les données des GRD, qui ont proposé de transmettre gratuitement les courbes de charge utilisées pour la certification des effacements.

Dans le cas où les données des GRD n'étaient pas disponibles, nous pouvons avoir recours aux opérations d'effacement, qui peuvent concerner la mesure des données, ou uniquement la collecte et la transmission. Deux périmètres sont possibles pour la qualification des données.
La qualification repose sur des exigences techniques et des audits. Le volet relatif à l'exigence technique demande que la consommation corresponde à la totalité de la consommation du site ou la totalité des usages effacés. Ensuite, différentes exigences techniques doivent être prises en compte par les opérateurs.
L'audit initial s'accompagne d'audits de suivi avec une fréquence variable selon le résultat de ces audits, qui ont lieu chez l'opérateur d'effacement et dans les sites de soutirage. RTE a initialement proposé d'auditer trois sites de soutirage. Nous avons présenté des éléments de coût représentatifs de ce type d'audit. Un audit sur 200 sites présentait un coût de quelques centaines de milliers d'euros. Nous avons finalement proposé de procéder à un audit sur 20 sites.
En ce qui concerne la possibilité de contractualiser avec plusieurs opérateurs, cette possibilité ouverte soulève la question de la concomitance d'effacement de sites à soutirage commun. Nous avons proposé une règle dans le cadre de NEBEF. Les effacements déclarés sur une plage de temps commune sont acceptés. En revanche, lors de la certification des effacements, nous appliquons un filtre. La règle retenue est celle du primo-contractant proposé par défaut et par décret le 3 juillet.
Le décret propose trois modèles différents, le modèle régulé, le modèle contractuel et le modèle à consommation corrigée, correspondant à une facturation par le fournisseur de l'énergie effacée sur la base de la part énergie du prix de fourniture.
Le barème pour les sites télérelevés a été conservé et mis à jour. Pour les sites profilés, nous avons mis à jour le barème entre les heures pleines et les heures creuses. Nous avons introduit un barème unique, quelles que soient les heures payées 46,2 euros du mégawatt/heure.
Les modalités financières ont été assouplies à la demande de plusieurs acteurs. L'opérateur est libre de ne pas déposer de garantie, ce qui impose d'effectuer des versements correspondant à son encours. L'opérateur verse des acomptes déterminant son encours. Le bilan financier est suivi quotidiennement. L'encours maximal est égal au montant de la garantie bancaire d'effacement.
L'unique point modifié est l'information des responsables d'équilibre des sites effacés. Nous publions l'information uniquement si le suivi statistique est assuré, si trois opérateurs d'effacement ont des EDE profilés, et si aucun OE ne représente à lui seul plus de 80 % de la capacité d'effacement totale des EDE profilés.

Christophe GROS
Le fait d'imposer le respect de normes de type comptage relève de la surqualité. RTE donnera un jugement sur une base surprenante. Je ne comprends pas ce qui se passera si 3 sites sur 20 étaient défaillants. Quelle sera votre décision dès lors qu'il n'existe pas d'échantillon représentatif de la taille totale de la population ?

Gery LECERF
Vous avez établi un premier bilan du NEBEF en juillet. Pouvez-vous présenter le bilan du dispositif NEBEF pour l'année 2014 ?

Fabien CHONE
Un certain nombre de sujets m'étonnent, parmi lesquels le report. Je comprends que vous attendiez le retour d'expérience pour fixer des paramètres basés sur des valeurs robustes. En revanche, je m'étonne que vous vous basiez sur l'absence de report pour établir vos paramètres, étant donné que ce report s'établit à 70 % pour le chauffage. Ce n'est pas un bon signal pour aller vers un système tenant correctement compte du report.

Par ailleurs, je déplore que vous ayez fait le choix de ne pas tenir compte des tarifs Tempo, qui ont un impact très particulier en termes de prix. Ceci vous place en opposition avec l'avis de l'Autorité de la concurrence. Certes, la Ministre de l'énergie vous écrit qu'il faut créer un dispositif simple avec un tarif unique, mais comment RTE fonctionne-t-il dans un tel contexte ? RTE a tranché en prenant une décision qui ne satisfait ni la Ministre, ni l'Autorité de la concurrence, ni aucun acteur de l'énergie. Vous avez manifestement conservé le coût fixe de commercialisation de 4 €/MWh qui est totalement erroné. Pour quelle raison la CRE ne vous pas indiqué que le coût variable de commercialisation était bien plus faible sur ce segment ?

Aude RIGARD
La plupart des acteurs n'étaient pas favorables au barème Tempo.

Fabien CHONE
L'avis de la majorité des acteurs est-il plus important que l'autorité de la concurrence et la Ministre.

Thomas VEYRENC
La discussion pourrait nous emmener très loin, aussi je vais tenter de répondre de manière groupée à l'ensemble de ces questions.
En matière de qualification, je renvoie à la concertation menée en 2014. Nous avons intégré ce qui en résultait, ce qui conduit à une évolution majeure u régime de qualification par rapport à celui en vigueur depuis 2007. Cette évolution nous semble positive. Ce régime sera amené à être rediscuté sur la base du retour d'expérience.
La discussion sur le report a déjà eu lieu sous forme de table ronde de la CRE. Il est difficile de trancher. RTE est convaincu qu'il y a des effets de bord sur certains types d'effacement, et nous sommes nettement plus proches que par le passé de pouvoir articuler des valeurs. Ce n'est pas une science exacte, et ces valeurs seront nécessairement contestées. Nul ne sera d'accord avec elles, mais elles auront le mérite d'exister. Le cadre réglementaire affirme que les effets de bord doivent être attestés et significatifs. La délibération de la CRE du 17 décembre traduit correctement la position consistant à considérer que nous avions un cap, que nous n'inscrivions pas de valeur, mais que l'objectif suprême visait à quantifier ces valeurs. Par ailleurs, si nous partons du principe d'un effet report, nous sommes extrêmement convaincus de l'hétérogénéité des situations. Il existe par exemple des situations très différentes en matière d'effacement dans le secteur de l'industrie. Les acteurs ont, lors de notre dernière consultation, proposé des taux assez différents sur l'effacement résidentiel. La CRE a approuvé cette proposition. Le programme de travail comprend un axe extrêmement important sur l'étude des effets report.
S'agissant des questions concurrentielles, je rappelle que c'est bien la volonté de suivre 'avis de l'autorité de la concurrence du 28 juillet 2012, qui fait désormais jurisprudence, qui nous mène. Dès septembre 2012, nous avons travaillé sur l'applicabilité de cet avis confirmé depuis par la loi Brottes et l'avis du 20 décembre 2014.
En ce qui concerne les demandes de la Ministre, nous avons tenté de les traduire dans une certaine mesure, et pour le reste nous avons pris notre responsabilité. La responsabilité d'approuver incombe à la CRE. La ministre était favorable à l'instauration d'un barème unique et simple. Nous avons ajouté un barème simple, mais pour certaines catégories. S'agissant du barème de versement, nous travaillons étroitement avec les services de la CRE et nous sommes appuyés de manière précise sur le rapport de la CRE concernant le fonctionnement du marché de détail pour les établir : tout est sourcé, tout est reproductible. Nous avons été auditionnés le 11 décembre 2014 sur ces questions.
Le dossier de saisine adressé à la CRE indique qu'après le sujet prioritaire du report, figure la question de l'approfondissement des différents barèmes. La segmentation des barèmes me semble aujourd'hui plus représentative des tarifs en vigueur que par le passé. Cette dynamique, si elle n'est pas remise en cause d'un point de vue législatif, se poursuivra par un approfondissement.

Fabien CHONE

Je confirme que cette décision n'est pas conforme à l'avis de l'autorité de la concurrence qui considère que le fournisseur doit être compensé en cas d'effacement de l'un de ses clients. Je ne comprends pas l'incohérence de la CRE rejetant d'un côté l'arrêté prime et proposant un report à 50 %, et validant d'un autre côté des règles NEBEF avec des règles à 0 %. Ce raisonnement n'est-il pas quelque peu schizophrène ?

Gérald VIGNAL
Cette décision n'est pas aussi « schizophrénique » que vous le prétendez. Nous avons repris l'évaluation faite en juillet 2013 sur la valeur de l'effacement pour la collectivité. Entre 0, 50 et 100 % de l'effet report, la valeur change du tout au tout. Quel que soit le moment du report, ce sujet importe moins que l'intensité. Nous avons souhaité exprimer une nouvelle fois cette position.

Clotilde LEVILLAIN
Merci pour cette réponse. Nous avons franchi une nouvelle étape avec NEBEF 2.0. D'autres étapes importantes sont attendues, notamment celle relative à la question du report. Notre programme d'activité est important pour l'année 2015.

Aude RIGARD-CERISON
Les prochaines échéances portent pour le premier point sur les travaux à mener sur les effets de bord. Nous proposons la publication d'un REX à compter du 1er juillet 2015. Des travaux proposeront des éléments de quantification des effets de bord. Un REX NEBEF qui porte sur l'année 2014 sera transmis à la CRE le 15 juin 2015 au plus tard. Il s'inscrira dans la continuité du rapport d'étape du mois de septembre concernant la première période.
Concernant le REX de l'année 2014, les règles NEBEF prévoient un REX portant sur les conditions économiques, techniques et opérationnelles. Ces règles doivent être établies avec le concours des GRD, fournisseurs et opérateurs d'effacement. L'envoi des informations nécessaires est attendu avant le 15 mars 2015, pour une transmission du REX avant le 15 juin.
Nous envisageons une reprise des travaux au printemps 2015. Les thèmes envisagés sont le multi-tout et l'évolution de la structure des EDE. Nous avons des restrictions en termes d'agrégation. Nous pourrons continuer de travailler à l'affinement du barème pour être au plus près de la part énergie du coût des fournisseurs. Le modèle de consommation est obligatoire pour tous les sites RPD. Enfin, concernant le report, les travaux sur la quantification auront lieu dans le cadre des travaux du groupe de travail Contrôle de réalisé. Le travail sera conditionné par l'aboutissement de la loi de transition énergétique.
L'amendement du 46 bis de cette loi modifie les bases légales du dispositif NEBEF. Le versement au fournisseur est maintenu. En revanche, les personnes qui doivent s'acquitter du versement sont modifiées. Le maintien de cet amendement modifiera les bases du dispositif NEBEF, ce dont il faudra tenir compte. Les premières échéances sont un examen le 19 janvier pour un examen en plénière en février 2015.

Emmanuelle CARPENTIER
Il y aura probablement une articulation délicate à trouver entre les potentielles évolutions législatives et les évolutions réglementaires. Si les évolutions législatives du 46 bis concernant le versement étaient adoptées, et introduisent l'idée qu'une partie du versement est acquitté par l'opérateur d'effacement, une autre par la communauté des fournisseurs, le principe de base devrait être que l'énergie transférée vers un acteur pourrait être valorisée sur l'énergie à celui qui a payé cette énergie. Si l'intégralité de l'énergie effacée n'est pas acquittée par l'opérateur d'effacement, cela pourrait amener à revoir complètement les règles de transfert ou de bloc d'énergie d'un responsable d'équilibre vers un autre acteur. Pour que l'énergie soit transférée vers l'acteur qui a payé cette énergie. Si la communauté des fournisseurs paie une absence d'effet report, il n'y a pas de légitimité que cette énergie soit transférée pour être valorisée par l'opérateur d'effacement. En effet, il devrait rester au sein de la communauté des fournisseurs qui la paie. Cela pourrait mener à une refonte des règles adoptées en termes de transfert de bloc pour l'énergie effacée.

François-Régis MONCLAR
Le contexte législatif peut impacter les règles. Certains points sont importants sur le contrôle du réalisé. Il faudrait réaffirmer l'importance d'avancer sur ce sujet, même s'il n'est pas prévu de retarder les travaux sur le contrôle technique.

Fabien CHONE
Je n'avais pas pensé à la remarque d'Emmanuelle Carpentier qui paraît pourtant logique. Ce sujet concerne selon moi davantage la capacité que l'énergie. Ce modèle me semble improbable pour plusieurs raisons, notamment du fait qu'il ajoute une taxe dans une loi qui n'est pas une loi de finance. Il me semble qu'il va évoluer, notamment en intervenant auprès des Parlementaires comme nombre d'entre nous le faisons. Un éventuel changement de loi imposerait une évolution réglementaire. La dernière fois qu'un texte a été rédigé sur ce sujet, cela a pris un certain temps. Anticiperiez-vous des interprétations sur ce que le décret pourrait dire de la loi ? Comment allez-vous traiter ce sujet ?

Romain VERDIER
Les méthodes autorisées sur le diffus limitent les effacements à deux heures ou six heures au maximum. Des travaux sont-ils prévus pour mettre ce dispositif en concurrence avec les périodes PP1 et PP2 constituées de périodes de huit heures continues ?

Gérald VIGNAL
Nous ne concevons pas de modifier les périodes PP1 et PP2.

Thomas VEYRENC
Je vous remercie d'avoir contribué à la rédaction des règles NEBEF 2.0 au cours des derniers mois. Vu les changements législatifs en cours, peut-être allons nous repartir dans un processus analogue. J'en profite pour aborder la question des délais, qui est problématique. Nous avons réussi collectivement à aboutir à des règles en vigueur à l'expiration des règles NEBEF 1.0. Cet objectif était important pour les pouvoirs publics. Nous avons attiré leur attention sur la difficulté à le réaliser. Les discussions sont restées de bonne qualité, ce dont je vous remercie. Nous pourrions tirer un certain nombre de leçons sur ce qui se passerait si l'article 46 bis restait en l'état.
Dans l'éventualité où l'article 46 bis était appliqué en l'état, il n'y aurait pas de décret d'application l'hiver prochain, car il faudrait attendre l'avis de la CRE, de l'autorité de la concurrence, du Conseil d'État, etc. La loi Brottes a été promulguée le 13 avril 2013, le décret est paru quinze mois plus tard.
Que ferons-nous si nous nous trouvions dans cette situation ? Tout dépendrait du degré d'écart entre le principe législatif et le cadre en vigueur. Nous savons combien de temps il nous faudra une fois que nous aurons un décret. Dès le vote de la loi Brottes, nous avons annoncé qu'un délai de huit mois était nécessaire pour traduire le cadre législatif en vigueur en règles fonctionnels. Ce délai de huit mois n'est pas un seuil très long pour traduire un nouveau cadre législatif et réglementaire. Je confirme que RTE demanderait ainsi à nouveau huit mois de délai dans l'éventualité où il existait un nouveau cadre législatif. Lorsque nous avons écrit à la Ministre, nous l'avons alertée sur l'instabilité du cadre réglementaire.

Nous adresserons à Ségolène Royal nos conclusions sur l'effet report en juillet 2015. La prime actuelle ou le régime sur le 46 Bis faisant varier les flux en fonction des économies d'énergie a un impact important d'un point de vue économique, mais l'évaluation technique sur les économies ne dépend pas de la loi. Les règles NEBEF 1.0 reconduites dans NEBEF 2 portent sur les protocoles de test. Les éléments captés en activant les effacements, les contributions d'un certain nombre d'acteurs, les études réalisées, permettent de constater que les protocoles sont potentiellement différents. Nous devons consolider ces données et expliciter tous les concepts sous-jacents avec tous les opérateurs prêts à procéder à des effacements. Nous avons montré que nous pouvions faire évoluer les méthodes dès lors qu'un protocole de test était conclu. En l'absence de protocole de test, nous ne ferons pas évoluer la méthode. Il faut analyser sur le contrôle de réaliser ou les effets de bord, sur la base de cas concrets.

Je renouvelle mon invitation à chacun d'entre vous. Si vous êtes en mesure de procéder à un certain nombre d'effacements, et si vous considérez que cette idée n'est pas partagée, je vous invite à conclure un protocole de test. Nous mettrons les ressources nécessaires pour aboutir et les intégrer à nos analyses. Nous devons rendre notre rapport sur ce sujet à la ministre en juillet 2015.

Clotilde LEVILLAIN
Je retiens de la discussion un grand nombre d'attentes dans un contexte complexe. J'ai également noté des attentes sur le contrôle de réalisé ainsi que sur les effets de bord. Nous ne pourrons pas avancer dans un contexte complètement chaotique. Certains sujets se feront au regard de la valeur pour la collectivité. Les attentes sont très fortes. Les enjeux sont très élevés pour le marché de l'électricité en Europe et dans le monde. Des avancées significatives sont faites en France grâce aux opérateurs. D'autres options sont différentes dans le monde, mais nous pouvons approfondir les réflexions pour bénéficier de ce que peuvent apporter les effacements.

6. ÉVOLUTION DES RÈGLES MA/RE (V7 ET CONCERTATION MA/RE 2015)

Michèle DION-DEMAEL
Je propose de présenter l'avancement de la V7 et de la concertation prévue en 2015. Nous avons mené une consultation sur cette évolution entre les mois d'octobre et novembre 2014. Nous prévoyons une saisine de la CRE fin janvier. Ce calendrier est normalement compatible avec l'entrée en vigueur des nouvelles règles au 1er avril 2015.
Des travaux sont menés en parallèle en vue d'une évolution du chapitre F de la section 2. La consultation est en cours. Les retours sont attendus pour le 19 janvier. A priori, l'entrée en vigueur aura lieu le 1er avril.
La consultation s'est terminée le 19 novembre. L'ensemble des contributions est consultable sur le site Concert de RTE. Toutes les sections ont été modifiées. Un certain nombre d'interrogations sont liées à l'article 46 Bis. Concernant la section 2, une importante part des évolutions concerne les modalités financières du dispositif RE.
Sur la section 1, le cadre législatif en vigueur est décliné dans cette version des règles. Les propositions sont en cohérence avec les règles NEBEF 2.0, notamment au sujet de la certification des effacements ou des modalités de financement.
Concernant le contrôle de réalisé, le MA propose de maintenir une seule méthode, la méthode historique du MA, étendue à toutes les capacités. Certains acteurs ont regretté l'absence d'élargissement des méthodes. Nous traiterons cette question en 2015 et introduirons dans le mécanisme d'ajustement les méthodes proposées dans le cadre du NEBEF, notamment la méthode par prévision.
De la même manière, les effets de bord seront traités dans le cadre du mécanisme d'ajustement en fonction des travaux réalisés dans le cadre du NEBEF, évoqués par Aude Rigard.
La V7 inclut d'importantes évolutions qui visent à élargir des souplesses pour la constitution des EDA. Enfin, dans la section 1, nous introduisons un décompte de l'injection physique.
Nous proposons d'autoriser la possibilité de déterminer un RE différent pour les auxiliaires de la partie production. Nous allons maintenir cette proposition et suivre les modalités proposées dans le cadre de la consultation. La séparation se déroule à l'initiative du site. Elle ne peut être effective que si chaque partie du site dispose d'un RE.
Concernant les modalités de sécurisation financière, nous maintenons la franchise bancaire pour le petit périmètre. Nous n'introduirons pas de modification du calcul des encours dans la V7. Des remarques ont été faites sur les estimations pour l'intervalle de temps pour lequel nous ne disposons pas de données.
Nous tâcherons de raccourcir les délais d'obtention de ces données. Nous allons proposer une évolution concernant les dépôts de liquidité en complément des dépôts de garantie bancaire. Ces dépôts sont transitoires en attente de la constitution d'un dépôt de garantie bancaire.
Nous tiendrons compte des marchés infrajournaliers. À la suite de la remarque des opérateurs, nous proposons une mise en œuvre progressive des limitations sur les transactions déclaratives. Ce

dispositif se déroulera dans un premier temps sous une forme expérimentale. Cette phase démarrera au cours de l'année 2015. Nous proposerons des limites sur les transactions en fonction du retour d'expérience.
Nous ne tenons pas compte des nouvelles déclarations lorsque les nominations ne respectent pas les limitations définies par les règles. Les acteurs ont demandé de supprimer uniquement ce qui dépasse. Cette évolution est en cours d'analyse.
Les règles V7 incluent un changement de la structure des périmètres d'ajustement. De nouveaux paramètres sont nécessaires pour la gestion des entités d'ajustement. Ce dispositif a un impact opérationnel important. Des modalités spécifiques seront définies pour l'entrée en vigueur des règles RE/MA de la V7. Nous prévoyons des modalités entrant en vigueur au début du mois de mars. Le premier guichet sera allongé. Nous demanderons vraisemblablement au mois de mars une description des périmètres conforme aux règles V7.

Clotilde LEVILLAIN
Je vous invite à poser d'éventuelles questions sur ce retour de la consultation de 2014. Les règles RE/MA sont parmi les plus structurantes depuis la création de ce dispositif. Les évolutions accroissent la souplesse du dispositif.

François-Régis MONCLAR
Entrerons-nous dans le cadre des 10 jours ouvrés pour les évolutions des périmètres à partir du 1er avril ?

Michèle DION-DEMAEL
Oui. Les délais habituels sont maintenus pour la suite, le délai allongé ne concerne que la mise à jour initiale des périmètres. Les opérateurs peuvent se rapprocher de nous en cas de question pour l'entrée en vigueur de ces nouvelles règles.

Concernant les évolutions ultérieures du mécanisme d'ajustement, elles seront fortement liées à l'entrée en vigueur du futur code de réseau lié à l'équilibrage. Il prévoit des évolutions très structurantes pour le mécanisme d'ajustement. Nous commençons dès à présent nos travaux pour les préparer. Nous vous proposons d'organiser la concertation avec deux thématiques : les évolutions liées à la v8, les évolutions à plus long-terme. La version v8 contiendra des éléments qui concernent le code de réseau Balancing et la poursuite des travaux engagés sur le MA. Nous proposons de maintenir les réunions liées au code du réseau Balancing, visant à définir le programme de atrvail sur les 2 à 3 ans à venir.
Nous avons recensé un certain nombre de sujets. Une séance du groupe de travail est programmée le matin du 21 janvier 2015.

François-Régis MONCLAR
Je souhaite poser deux questions. Votre ambition consiste à articuler la réglementation avec l'entrée en vigueur du code Balancing. Vous ne mentionnez pas le projet pilote Terre. Il serait intéressant d'étudier comment ce projet sera mis en œuvre.
Nous avons reçu peu d'information au sujet du groupe de travail du 21 janvier.

Michèle DION-DEMAEL
Nous traiterons bien lors des ateliers Balancing des impacts de la mise en œuvre de plates-formes partagées entre plusieurs GRT et permettant la mise en commun de offres d'ajustement.
Lors du GT du 21/01, une heure sera consacrée à l'articulation entre le groupe de travail et les ateliers Balancing.
Sur le projet Terre, une réunion d'information a été organisée il y a quelques semaines au sein de la CAM. L'impact de ces projets dans les règles RE/MA sera traité dans le cadre du GT Evolution des règles, notamment pour les aspects financiers. Un sujet important concerne les flux financiers liés au dispositif RE/MA.

Clotilde LEVILLAIN
Au-delà de ces évolutions évoquées au sujet de la V7, la perspective à venir changera certains aspects des règles RE/MA dans la perspective du code Balancing, qui constitue un enjeu important pour RTE.

7. QUESTIONS DIVERSES

Clotilde LEVILLAIN
Nous proposons de tenir la prochaine réunion plénière de la CAM le lundi après-midi 13 avril 2015.

Alain TACCOEN
Je voudrais témoigner du point de vue d'EDF Commerce sur l'activation des Tempos de fin d'année. C'est la première fois que nous avons activé des jours rouges les 30 et 31 décembre, et blancs le 1er janvier. Les clients n'ont pas compris ces décisions.

Gérald VIGNAL
Les jours Tempo sont définis depuis le 1er novembre 2014 par RTE en fonction d'un algorithme fondé sur la base de la consommation nette. En 2014, six jours rouges ont été sollicités par RTE, dont le 31 décembre. Cette date a donné lieu à une consommation relativement élevée du fait de la vague de froid, ce qui explique que ce jour était candidat à une sollicitation de type rouge. Le REX sur les deux derniers mois de l'année 2014montre que l'algorithme affiche un taux de réussite proche de 99 %. Un seul jour rouge aurait pu être tiré et ne l'a pas été, le 9 décembre. Le choix a porté entre cette date et le 31 décembre.
Le choix de RTE est fondé sur la consommation nette. Il n'existe pas de dérogation possible à ce choix opérationnel. Au cours de la concertation menée par la CRE en 2014, RTE avait souhaité qu'une marge de manœuvre soit laissée quant au choix des jours. La CRE n'a pas retenu cette proposition.
Si vous le sohaitez, nous pourrons présenter lors de la prochaine CAM certains éléments sur les sollicitations Tempo au cours de l'hiver 2014-2015, à titre informatif.

Clotilde LEVILLAIN
Nous avons reçu des demandes pour identifier les dispositions susceptibles d'être prises en compte La délibération de la CRE est basée sur les éléments versés à la concertation. Si le rôle de RTE devait être prolongé dans ce dispositif, je pense qu'il est important de pouvoir partager tout type de considération qu'il soit contractuel ou pratique. J'appelle les opérateurs à exprimer leurs considérations pour le futur appel, puis la CRE décidera si elle les prendra ou non en compte.

François-Régis MONCLAR
Il faut renforcer le besoin exprimé à plusieurs reprises de transparence sur l'algorithme.
Lors de la dernière CAM, Thomas Veyrenc a parlé de travaux entamés pour les marchés secondaires de service système, en lien avec vos homologues allemands. La réflexion a-t-elle progressé ? La feuille de route de la CRE sur les smart grids évoque par ailleurs la question de l'intégration des capacités raccordées aux RPD dans les mécanismes de marché, ce sujet étant par ailleurs déjà discuté dans divers GT de la CAM. Présenterez-vous des informations sur ce sujet dans le cadre de la CAM ?

Thomas VEYRENC
Sur ce dernier point, il faut d'abord bien identifier de quelle feuille de route on parle. Chaque gestionnaire de réseau a rendu une feuille de route à la CRE sur la base de sa délibération rendue en juin ou juillet 2014. Pour ce qui est de la feuille de route RTE, nous avons mentionné le fait que les GRD avaient un rôle spécifique, mais notre réponse porte sur un spectre plus large et notamment sur les travaux menés dans le cadre des chantiers « Nouvelle France industrielle » pilotés par Ministre de l'économie. Nous ferons peut-être un point sur ce sujet lors de la prochaine CAM.

Clotilde LEVILLAIN
Il serait intéressant de faire le point sur les Smartgrid. Il est important de se demander comment

l'émergence de flexibilités sur les réseaux de distribution impacte les dispositifs de marché, mais c'est une qestion parmi d'autres. Nous pourrons en discuter lors de la CAM du mois d'avril.

Christophe GROS
L'enjeu de l'intégration des capacités RPD aux mécanismes de marché est un enjeu parmi d'autres soulevés par les Smartgrids.

Thomas VEYRENC
Il me semble prématuré de parler des Smartgrids aujourd'hui, mais nous pouvons prévoir lors de la prochaine CAM un point d'avancement sur les travaux du chantier « réseaux intelligents » menés dans le cadre que je mentionnais à l'instant. Et, une fois que ces éléments seront publics, notre intention est bien de les partager assez largement, car ils contribuent à la réflexion commune.

Clotilde LEVILLAIN
Les Smartgrids soulèvent un grand nombre de réflexions sur le fonctionnement du système électrique, accès au réseau, le raccordement, etc. Nous verrons à bien intégrer ce point dans le programme de travail des commissions du CURTE.

L'ordre du jour étant épuisé, la séance est levée à 17 heures 05.