CURTE
Comité des
Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité

Commission Perspectives du Réseau du 22 septembre
Compte rendu des discussions
Projet du 22 septembre 2011

Ordre du jour

I. ACCUEIL ET INTRODUCTION (HERVE MIGNON) 3

II. BILAN PREVISIONNEL (NICOLAS KITTEN) 3

III. STRUCTURE DU SCHEMA DECENNAL (PATRICK FERRIERES) 6

IV. METHODE D'ETUDE ET D'EVALUATION DES PROJETS (CHRISTIAN POUMAREDE) 9

V. CONCLUSIONS (JEAN VERSEILLE, HERVE MIGNON) 11

Etaient présents :

RTE

Jean VERSEILLE
Hervé MIGNON
Nicolas KITTEN
Bruno MAILH
Patrick FERRIERES
Patrice HAUDEBOURG
Gro de SAINT MARTIN

Acteurs du système électrique

ADEME	Vincent KRAKOWSKI
AIR LIQUIDE	William CHAN
AIR LIQUIDE	Sophie ELASRI
ALPIQ	Jean-Claude MEYNARD
ANROC	Jean-Jacques JOUANDY
ATEE	Patrick CANAL
CGDD et DGEC	Richard LAVERGNE
COFELY	Philippe COURTES
CRE	Frédéric PERRIN
DIRECT ENERGIE	Marcos PEREZ DIAZ
DG TRESOR	Stéphanie COMBES
EDF DPI	Christophe TRZPIT
EDF	Anne REVOL
EON	Philippe GOUILLART
EON	Emmanuelle CARPENTIER
ERDF	Yvan ZONTA
FNE	Maryse ARDITI
GDF-SUEZ	Jacques CREUSY
GDF-SUEZ	Arnault MARTIN
GRT Gaz	Philippe MADIEC
NOVAWATT	Franck RABUT
POWEO	Johann PRECHT
RIO TINTO ALCAN	Jean-Paul AGHETTI
SER	Alexandre COURCAMBECK
SHEM	Arnaud LOUGAROT
SOLVAY	Claude CONRARD
UFE	Hélène PIERRE
UFE	Hélène ROBERT

I. Accueil et introduction (Hervé Mignon)

Un tour de table est organisé. 28 participants hors RTE sont présents. Hervé Mignon rappelle les objectifs de la séance :

- échanger sur les conclusions du Bilan Prévisionnel (rendu public le 22 juillet), suite aux discussions précédentes sur les hypothèses de production et de consommation ;
- partager sur les propositions de RTE quant à la structure et au niveau d'information donné dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE;
- enfin, une introduction sur les méthodes de développement du réseau permettra de débattre de la manière dont RTE analyse et évalue ses projets.

II. Bilan Prévisionnel (Nicolas Kitten)

Nicolas Kitten présente les résultats du Bilan Prévisionnel, après un retour sur les hypothèses.

Débat sur la consommation

EON remarque que les pompes à chaleur se substituent souvent aux chaudières fuel, pouvant ainsi accentuer paradoxalement la croissance de la consommation électrique.

RTE précise que les pompes à chaleur ont également, et notamment lors des vagues de froid, un effet sur la pointe.

FNE estime que, d'un point de vue bilan énergétique global, le développement de transports électrique ne peut être présenté comme une mesure d'efficacité énergétique.

RTE indique que le développement des usages de l'électricité (LGV, véhicule électrique, pompe à chaleur), moins polluants que leurs alternatives, conduit effectivement à une consommation plus forte dans le secteur électrique.

FNE indique que lorsque l'on considère le bilan énergétique global, en démarrant dans la centrale, l'électricité n'est pas forcément un mode efficace, dans la mesure où les pertes calorifiques représentent 30% de la production.

POWEO estime que l'efficacité du chauffage électrique n'est possible que dans un système nucléaire. En Allemagne, le chauffage électrique est pratiquement interdit.

ATEE rappelle que la cogénération participe fortement à l'efficacité énergétique du système électrique.

RIO TINTO ALCAN note qu'en ce qui concerne la consommation industrielle, en 2011 on se situe actuellement plutôt sur la courbe bleue (scénario bas) que sur la courbe rouge (scénario haut).

EON se demande comment on explique l'inflexion de la courbe de consommation constatée à partir de 2020.

RTE indique qu'elle s'explique par plusieurs facteurs, dont les mesures d'efficacité sur les moteurs, et l'hypothèse sur le taux de croissance du PIB.

AIR LIQUIDE constate que l'effacement a fortement baissé ces dernières années, et souhaiterait savoir de quelle manière celui-ci est pris en compte dans la consommation constatée.

RTE indique que l'historique des consommations est corrigé des effacements connus de RTE, tels que les ajustements sur le MA et les effacements tarifaires. Dans les scénarios sur l'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel, l'effacement est ainsi considéré par convention comme une offre au même titre que la production.

AIR LIQUIDE et SOLVAY s'interrogent sur le gisement d'effacement considéré pour l'avenir, en rappelant qu'il convient de trouver un équilibre entre la rémunération des industriels offrant des effacements et les économies pour le système électrique .
RTE indique que, dans le cadre des scénarios retenus pour le BP, le volume de base des effacements est maintenu à leur niveau actuel constaté, soit 3 GW. Demain, les démarches telles que les mécanismes de capacité pourront aboutir à la création de gisements supplémentaires. Les hypothèses utilisées dans le BP visent justement à identifier les besoins futurs, auxquels pourraient répondre des offres l'effacement. Le pilotage de la demande est considéré comme un moyen de satisfaire le besoin, au même titre que la production.
Le rôle du bilan prévisionnel est bien d'identifier le besoin en termes de capacité, pas les moyens de le satisfaire. Aujourd'hui, il n'y a pas de dynamique permettant à RTE d'intégrer dans son Bilan prévisionnel un volume d'effacement plus conséquent en tant qu'hypothèse de départ.
SOLVAY estime que même s'il n'y a effectivement pas de dynamique aujourd'hui, la cogénération et l'effacement restent des solutions très efficaces.

ALPIQ s'interroge sur la prise en compte d'Eurodif dans la prévision.
RTE indique que pour en faciliter la lecture, Eurodif est exclu des courbes de consommation. En effet, la décroissance de la consommation prend fin avant l'horizon à partir duquel apparaît un risque sur l'équilibre offre-demande.

Débat sur la production
FNE constate que RTE prévoit un très fort développement du photovoltaïque, avec 500 MW par an, ainsi qu'une croissance forte de l'éolien. Or, l'éolien terrestre a baisse de 27% ce semestre par rapport au semestre précédent. Le classement des éoliennes en ICPE accentuera cette tendance. En ce qui concerne l'off shore, l'on sait qu'un appel d'offres n'est pas synonyme de résultat. L'appel d'offres de 2004 avait abouti à un lauréat, mais aucun parc n'a encore été construit. Le moratoire sur le PV a mécaniquement conduit à un coup d'accélération, les projets en cours devant se terminer en 9 ou 18 mois (centrales au sol). Maintenant, les carnets de commande sont vides. Le ralentissement semble acquis, à moins d'un changement de politique.
RIO TINTO ALCAN estime qu'il s'agit là d'une bonne chose, il faut pouvoir dire combien coûte le développement des EnR.
FNE indique que la courbe du coût du nucléaire est en pente montante depuis plusieurs années. Il y a 5 ans, le coût de production prévisionnel de l'EPR devait être de 42c/kWh, alors que le coût de production de l'EPR Penly devrait selon EDF se situer entre 55 et 60c/kWh, ce qui constitue une augmentation de 30 à 40%. A contrario, le coût de l'éolien est lui en baisse. Selon un rapport de la CRE, pendant deux mois cet hiver, le prix Powernext a été plus élevé que prix de rachat. Les courbes vont nécessairement se croiser à l'avenir. Les EnR, c'est un pari sur le long terme.
NOVAWATT indique que lorsque l'on analyse les prix horaire en fonction de la production éolienne (données publiques), les jours sans vent sont des jours où le prix de marché est très élevé.

En réponse à FNE, RTE rappelle que dans l'exercice de prévision des ENR du Bilan prévisionnel, on se cale sur des hypothèses moyennes, qui tiennent aussi compte des engagements internationaux de la France dans le cadre de la politique énergétique européenne. Si à court terme, on peut effectivement observer des coups d'arrêt, les prévisions doivent s'attacher aux tendances de long terme.

En ce qui concerne l'érosion de la capacité de la cogénération, ATEE souligne que le Ministère de l'Energie compte mettre en place un mécanisme d'incitation transitoire.

RIO TINTO ALCAN estime que la cogénération décentralisée est une solution présentant une excellente performance énergétique, avec moins de défaillance et au moindre coût. Pour la France, cette solution serait la meilleure.
ATEE constate que la cogénération apparaît comme terme de bouclage dans le Bilan Prévisionnel.
RTE rappelle que le rôle du Bilan Prévisionnel est de poser un diagnostic, afin de permettre un débat sur les multiples moyens qui permettent de couvrir la demande. La cogénération en fait partie, à l'instar d'autres moyens
ATEE estime que les critères retenus pour la sauvegarde de moyens existants devraient intégrer l'impact environnemental, le coût et l'impact sur l'emploi. La filière espère un maintien des capacités existantes.
Pour SOLVAY, si l'on veut favoriser la MDE, il faut investir plus. En revanche, la cogénération industrielle est déjà présente et contribue à l'emploi.
RTE indique à nouveau qu'il n'appartient pas au bilan prévisionnel d'indiquer quelle est la meilleure option. Son rôle est de mettre en évidence les besoins à couvrir, afin d'offrir un niveau d'information partagé aux acteurs compétents.

NOVAWATT s'interroge sur l'hypothèse de maintien des groupes fuel. Considère-t-on que les groupes ayant fait l'objet d'investissements récents vont malgré tout s'arrêter dans 4 ans, et ce alors qu'il n'y a pas eu d'annonces publiques ?
EDF rappelle que les directives émissions polluantes se durcissent. Si aucun investissement de dépollution n'est réalisé, une fermeture avant 2016 est inéluctable. Actuellement, EDF expérimente ces investissements sur 2 groupes pour vérifier qu'ils permettent effectivement de respecter les normes. Aucune décision industrielle n'est prise actuellement.
RTE indique que les échanges au sein de cette Commission ont permis d'aboutir à la conclusion que, dans la mesure où aucune décision d'investissement de mise aux normes n'a été prise, il reste de la puissance manquante à couvrir par des investissements à réaliser. Ces investissements peuvent être soit une mise aux normes de capacité existantes, soit la création de nouvelles capacités.

POWEO s'interroge sur la prise en compte des conséquences du moratoire sur le nucléaire, rappelant que pendant l'hiver, l'Allemagne aura des besoins d'import conséquents.
RTE indique qu'un scénario de décroissance de la capacité nucléaire allemande, très proche de celui annoncé par les autorités allemandes a bien été pris en compte dans le bilan prévisionnel.
POWEO rappelle que la situation peut devenir très critique pendant l'hiver.
RTE indique que dans le Winter Outloook d' ENTSO-E en préparation, si l'on constate effectivement des problèmes de tenue de tension dans le sud de l'Allemagne, aucun manque de puissance pour l'hiver à venir n'apparaît à température normale. En revanche, en cas de vague de froid étendue sur tout le nord ouest de l'Europe (peu probable), il pourrait y avoir un problème d'équilibre offre demande à l'échelle européenne.

Débat scénario nucléaire bas
POWEO s'interroge sur les hypothèses prises en termes de production hydroélectrique. Certains parlent de renouveau. Avec un nouveau cadre économique, l'équilibre coût/impact environnemental pourrait être jugé de façon différente.
AIR LIQUIDE constate qu'il n'y a pas eu de constructions hydrauliques ces 10 dernières années.
POWEO estime que s'il y a plus d'EnR, le besoin de réserves s'accroît. Celui-ci pourrait effectivement être couvert par plus de capacité en STEP.
EDF rappelle que ces dernières années, on a plutôt rajouté de la puissance plutôt que de l'énergie. Le parc de thermique à flamme a été réduit de 50%. Les solutions en énergie ne sont pas évidentes.

DE s'interroge sur l'impact du retard annoncé de Flamanville sur les prévisions.
RTE rappelle que ce retard ne modifie pas les principales conclusions du BP. En effet, dans les simulations du BP, lorsqu'une nouvelle tranche se raccorde, la disponibilité augmente très progressivement. Des tests de sensibilité ont aussi été réalisés avec la prise en compte du nouveau planning. Ils montrent que le critère d'adéquation reste respecté en 2015.

ADEME et FNE s'interrogent sur les hypothèses précises utilisées pour bâtir le scénario MDE renforcé.
RTE souligne que le principal élément discriminant est la vitesse de mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique. En ce qui concerne le bâtiment, par exemple, RTE considère, en accord avec les prévisions de la filière du bâtiment, que les objectifs du Grenelle seront atteints avec un retard, plus ou moins important dans le scénario de référence, et dans le scénario MDE renforcé. RTE rappelle que les scénarios du BP visent à s'assurer du bon respect d'un objectif de sureté et de sécurité d'approvisionnement, et sont parfois conservateurs.
DG Trésor s'interroge sur les hypothèses prises en compte sur les interconnections, ainsi sur l'impact sur le réseau en France.
RTE indique que l'hypothèse de base est celui d'une plus grande respiration européenne entre les systèmes nationaux. Elle se traduit ici par l'hypothèse d'un doublement des capacités d'interconnexion à l'horizon 2030 dans le scénario nucléaire bas. Cette hypothèse s'accompagne bien sûr d'un changement des flux, qui n'est pas sans impact sur le réseau national. Néanmoins, afin de caractériser précisément cet impact, il faut compléter le BP par des hypothèses précises de localisation des zones de production. C'est ce qui a été fait en Allemagne à travers l'étude DENA, qui a fait apparaître un besoin de 4000 km de réseau supplémentaire pour accompagner la mutation énergétique prévue. C'est également l'objet, à l'horizon 2020, du Schéma Décennal, qui constitue le point suivant de l'ordre du jour.

III. Structure du schéma décennal (Patrick Ferrières)

Patrick Ferrières présente le résultat des premières réflexions menées avec la CRE, en précisant que l'objectif de la présentation est de débattre de la structure et du niveau d'information souhaité, et de recueillir les attentes de la CPR.

Débat

RIO TINTO ALCAN s'interroge sur sa compétence et sa valeur ajoutée vis-à-vis de l'élaboration du Schéma Décennal.
RTE précise que ce débat est un moyen de rentrer dans la problématique du développement du réseau et des méthodes utilisées pour qualifier les investissements. La plus-value de la Commission est importante à la fois au niveau de la prise en compte des besoins (hypothèses de localisation…) et sur les critères d'arbitrage. Notons que la même démarche a eu lieu au niveau européen avec l'ensemble des parties prenantes, et qu'elle a donné lieu à des échanges nombreux et riches !

RIO TINTO ALCAN considère qu'il serait plus opportun de délivrer des signaux de localisation pertinents par voie tarifaire. En Norvège, on crée par exemple une tarification spécifique dans la

zone de Bergen. On ne devrait pas construire des CCG là où il n'y a ni besoin, ni réseau. Il considère urgent de réformer la tarification.

RTE rappelle que l'objet de la CPR n'est pas de débattre de la tarification, qui relève d'autres instances.

UFE et GDF se demandent s'il est prévu de présenter un « état zéro » du réseau avec les capacités existantes et les contraintes.
RTE indique que cela fait partie de l'analyse des contraintes et des capacités d'accueil qui seront présentées dans le document.

RIO TINTO ALCAN s'interroge sur la hiérarchisation entre une interconnexion avec l'Espagne, l'accueil des EnR et l'alimentation des consommateurs… A la fin, c'est le consommateur qui paie, puisqu'il n'y a pas de timbre à l'injection. Sauf à vouloir doubler le coût, il faut faire des choix. Comment prioriser ? Comment faire un choix entre le raccordement de l'EPR et l'alimentation des consommateurs ?
RTE précise qu'il s'agit là de l'objet de l'exposé suivant. RTE a un portefeuille de projets qui répondent à des diverses finalités. Il y a différents critères permettant de décider s'il est opportun ou non de déclencher l'investissement. C'est l'analyse de l'ensemble des critères qui va fonder la décision d'investissement.
AIR LIQUIDE se demande si le coût fait partie de ces critères.
RTE indique que la décision d'investissement repose sur une analyse coût-bénéfice. On tient compte de l'équilibre global du projet, avec d'un côté la valeur ajoutée du projet pour la collectivité et de l'autre côté son coût.
AIR LIQUIDE estime qu'il faudrait pouvoir débattre des principes de tarification, dans la mesure où un développement massif du réseau pourrait entraîner un doublement du tarif en 2030, insupportable pour les consommateurs. En fonction de différents types de développement du réseau, quel est le coût associé ? Lorsqu'il y a des choix à faire, il faut avoir le souci de la perspective tarifaire dans 10 ans.
RTE partage le souci d'une tarification adaptée. Il relève toutefois que les investissements de réseau répondent à une attente des utilisateurs du réseau (raccordement, accueil des ENR, sécurité d'alimentations des agglomérations, possibilité de faire appel aux producteurs selon les règles du marché) et que si ces investissements ne sont pas réalisés, la facture globale pour le client final sera plus élevée.

POWEO estime qu'il y a un volet manquant, à savoir l'impact sur les réserves. Le développement des EnR a nécessairement des conséquences sur les réserves requises.
RTE indique que la Commission s'enrichira prochainement de plusieurs groupes de travail, dont l'un pourrait justement porter sur l'impact des EnR sur l'équilibre offre-demande et les réserves.

SOLVAY suggère de compléter le chapitre 4.3 par une analyse coût-bénéfices.
RTE précise que le chapitre portera justement sur les méthodologies d'analyse coût-bénéfice.
AIR LIQUIDE se demande si dans le réseau de distribution est intégré dans le Schéma Décennal.
RTE répond par la négative, car le schéma concerne uniquement le réseau de transport, de la responsabilité de RTE. Néanmoins, le réseau de distribution est présent par le biais des hypothèses de soutirages dans les postes sources. Les projets d'évolution des postes sources peuvent ainsi refléter l'évolution des charges et de la production diffuse sur le réseau de distribution.

ALPIQ s'interroge sur l'obsolescence des lignes et les critères de renouvellement . En effet, il y a des lignes qui datent de 1930.
NOVAWATT estime utile de compléter les informations tant sur l'état actuel du réseau que sur les critères de développement. Qu'est-ce qu'un bon réseau, un réseau en état moyen ?
RTE précise que la difficulté est aussi de ne pas noyer les acteurs intéressés sous une masse d'information inutile. Il n'est par exemple pas opportun de donner une information sur les 2000 postes de RTE, ni sur tous les projets de renouvellement. Inversement, il apparaît essentiel pour RTE de pouvoir délivrer une vision globale, la bonne information pertinente permettant justement d'apprécier les besoins de renforcement.

EDF s'interroge sur l'articulation du Schéma Décennal et du TYNDP. Le Schéma Décennal contiendra-t-il également les résultats des échanges avec les partenaires européens ?
RTE précise qu'il contiendra effectivement tous les grands projets structurant.

SOLVAY constate que dans le sommaire du Schéma, on fait apparaître la notion de « La France au carrefour des flux européens ». Les interconnections financées par RTE vont effectivement servir la qualité en France mais aussi l'intérêt des pays voisins. Or, un futur règlement européen définira le mode de sélection des projets d'intérêt commun (PCI) susceptibles de faire l'objet de financements européens. Cela paraît intéressant d'afficher ces opportunités dans le document (un projet est-il éligible PCI ou non), afin de montrer que ce n'est pas nécessairement la France qui paie.
RTE estime que le texte ne sortira qu'en 2013, le processus de comitologie étant très long. Par ailleurs, RTE ne peut afficher qu'un projet a vocation à devenir d'intérêt européen. Le texte européen prévoit en effet un processus de sélection, les critères précis faisant l'objet de négociations politiques. Les choix devront être faits en commun par les Etats Membres, les Régulateurs et la Commission.

RIO TINTO ALCAN et AIR LIQUIDE estiment que la granulométrie des projets est encore un peu trop fine. Plutôt qu'un projet sur deux, ne pourrait-on pas plutôt applique la règle des 80/20 ?
RTE se déclare prêt à retenir cette suggestion de simplification, tout en indiquant que cela doit être discuté avec la CRE.

GDF s'interroge sur la hiérarchisation entre les plans à 3 ans et à 10 ans.
RTE précise que l'idée est de donner une vision globale à travers le Plan à 10 ans avant de descendre à une maille plus fine à travers le Plan à 3 ans.

ALPIQ constate que les plans des réseaux ne sont pas publics, et souhaiterait disposer de manière officielle des plans des réseaux jusqu'au 63 kV inclus, avec et sans les projets proposés.
ERDF se demande si la cartographie des projets à 10 ans sera aussi précise que celle à 3 ans.
RTE indique que le réseau sera présenté de façon détaillé dans le plan à 3 ans, et à une maille moins fine pour le plan à 10 ans.

SER estime qu'il serait également intéressant de décrire les contraintes administratives qui pèsent sur la construction de lignes.
RTE retient l'idée, en précisant qu'un volet spécifique sur ce sujet sera établi. Ce volet pourrait contenir à la fois les actions de RTE afin d'accélérer les projets et un état des lieux des délais nécessaires entre la décision et la mise en service.

Synthèse des actions décidées :
- Introduire un chapitre sur les délais de mise en service des lignes et les difficultés liées aux procédures administratives
- Etudier l'opportunité de réduire le nombre de projets présentés dans le SD

IV. Méthode d'étude et d'évaluation des projets (Christian Poumarède)

Christian Poumarède indique que l'objet de la présentation est de fournir une grille de lecture permettant aux parties prenantes de mieux comprendre et évaluer l'intérêt et l'apport des projets de réseau de transport. Les éléments méthodologiques que RTE emploie, qui font l'objet d'une harmonisation au niveau européen, visent à mieux prendre en compte les attentes sociétales, et l'apport de la CPR sera le bienvenu sur ce sujet.

Débat

FNE se demande si la règle du N-1 comprend également la perte d'un élément de production.
RTE le confirme, en précisant que la perte de groupes de production peut entraîner des phénomènes de chute, voire d'écroulement de tension sur le réseau.
RIO TINTO ALCAN y voit là une preuve de l'intérêt de disposer en appui d'une production décentralisé comme la cogénération.

RIO TINTO ALCAN rappelle qu'il y a 30 ans, l'AFME incitait à déterminer la section électrique optimale d'un point de vue économique en tenant compte du coût des pertes. A l'époque, le tarif EDF était utilisé pour déterminer le coût des pertes. Comment procède RTE aujourd'hui ?
RTE précise qu'une projection à long terme du prix de l'électricité est réalisée afin d'optimiser les investissements et le cout des pertes sur le long terme.

RIO TINTO ALCAN s'interroge sur les modalités de vérification ex post de la performance des investissements.
RTE indique que, en amont, l'analyse de risque réalisée examine la robustesse à long terme de l'investissement. Elle permet de peser les différents scénarios et de choisir l'investissement qui est le plus performant. Cette analyse est actualisée lors de changement de contexte. Enfin, RTE rend public régulièrement les éléments de synthèse de la performance de l'exploitation de son réseau.

RIO TINTO ALCAN se demande si des risques « politiques » de type celui de Cazaril Aragon en 1996 sont pris en compte.
RTE confirme qu'aujourd'hui la faisabilité de réalisation d'un investissement est effectivement pesée. RTE s'emploie à présenter toutes les options possibles, afin que les autorités concernées puissent décider en connaissance de cause.
RIO TINTO ALCAN estime que l'impact sur les tarifs devrait également être pris en compte.

ALPIQ se demande comment RTE peut faire ce type d'études à 10 ans à partir du moment où les producteurs réalisent leurs projets sur 2-3 ans. La CRE informe-t-elle 8 ans à l'avance des résultats des appels d'offres ?
RTE rappelle que le délai de 10 ans est avant tout représentatif des ouvrages de transport significatifs. Pour des raccordements individuels de production, Les liaisons sont généralement plus courtes, et souvent réalisées en technique souterraine, avec parfois des délais administratifs plus réduits. Malgré tout, on voit que par rapport aux projets de production de certains appels d'offre, les délais sont effectivement plus longs. Afin de pallier partiellement cette difficulté, avant le lancement de l'appel d'offres, il y a des échanges préalables avec les autorités qui permettent de déterminer les zones pour lesquelles les conséquences pour le réseau sont moindres.

NOVAWATT se demande si d'un point de vue méthodologique, RTE étudie toujours des solutions alternatives au réseau ou uniquement des solutions réseau.
RTE indique que ces études prennent en compte le contexte énergétique local, tant du point de vue de la consommation que de la production, et la meilleure solution que le réseau peut y apporter. Dans le cas des péninsules électriques comme PACA ou Bretagne, où l'on atteint la limite de ce que le réseau peut apporter seul, RTE participe à l'élaboration de solutions complémentaires, associant production, MDE et réseau. RTE identifie alors le besoin, charge ensuite aux acteurs compétents de réaliser les solutions en complément du réseau.

NOVAWATT se demande s'il arrive à RTE de lancer des appels à projets afin de faire appel par exemple aux capacités d'effacement de l'usine d'à côté pendant une durée donnée au lieu de doubler la ligne.
RTE indique que c'est possible mais que la difficulté est de trouver une disponibilité et une fiabilité égale au réseau, et ce de façon pérenne. Pour un nombre d'heures limité par an, l'effacement peut être une bonne solution. Mais il s'agit plus de solutions d'attente. Dès lors que le nombre d'heures devient significatif, l'effacement devient moins performant.

NOVAWATT estime qu'une méthodologie serait nécessaire afin de déterminer le critère permettant de choisir l'effacement ou la production plutôt que le réseau.
RTE indique qu'il convient aussi de prendre en compte la pérennité de ces solutions et d'anticiper. Si ces solutions alternatives viennent à défaillir, il faudra à nouveau 5 ans pour développer une ligne. On peut imaginer un appel à l'effacement en tant que palliatif en attendant le renforcement sur un nombre d'heures limitées. Ce type de contractualisation existe déjà pour la production. Cela devient cependant rapidement très cher pour la collectivité, et la justification des investissements de réseau en est renforcée.

SER se demande s'il existe un retour d'expérience sur ce qu'apportent ces solutions par rapport au coût de développement du réseau. Au final, l'enjeu est de comparer économiquement ces solutions par rapport aux solutions réseau.
RTE partage tout à fait cette vision, mais rappelle que l'analyse globale doit aussi prendre en compte les aspects de sureté. Il rappelle ainsi qu'en PACA, il y a eu un plan de MDE dès 1999 ou 2000, et un nouveau plan en 2006. Malgré tout, on constate que la dynamique de croissance de la consommation reste très forte, surtout à cause de l'effet démographique.

RTE indique que les volets régionaux du Bilan prévisionnel contiennent des détails sur les objectifs, les mesures et les actions organisées par RTE pour sensibiliser et agir dans ce domaine.

V. Conclusions (Jean Verseille, Hervé Mignon)

Suite au sondage réalisé cet été, trois thèmes se distinguent pour la constitution de groupes de travail.
Les thèmes sont les suivants :

1) Les conséquences des EnR sur l'équilibre du système. Il convient de mieux comprendre et d'anticiper ces conséquences afin de construire des solutions, à l'instar de ce qui a été fait dans d'autres pays où la pénétration des EnR a été plus précoce.
2) Scénarios 2030 et impact réseau. Cette thématique pourrait être vue à travers des évolutions contrastées.
3) L'évolution des Smart Grids, avec un focus sur l'impact du développement des smart grids sur les réseaux.

ERDF indique avoir déjà réalisé de nombreux travaux sur le sujet des Smart Grids.
AIR LIQUIDE considère que l'innovation est à faire sur le réseau de distribution, pas sur le réseau de transport.

RTE propose d'envoyer prochainement des propositions de cahiers de charges (termes de référence) de chacun des groupes de travail pour discussion au sein de la Commission. Des candidatures seront les bienvenues !

RTE estime qu'un quatrième thème apparaît également à travers les discussions se la séance : celui de l'analyse multicritère des projets de développement. Un groupe de travail pourrait être créé afin de poursuivre cette réflexion.
Enfin, certains thèmes intéressent une grande majorité sans sembler devoir faire l'objet d'un groupe de travail : c'est le cas du changement climatique ou de l'énergie non distribuée (END). RTE propose de traiter le thème de l'END et du service rendu du réseau en termes de qualité lors de la prochaine plénière, à travers la présentation d'une enquête menée auprès d'un échantillon large de consommateurs.

Synthèse des actions décidées :

- Rédiger des cahiers des charges pour chacun des thèmes de groupe de travail
- Traiter le thème de l'END lors de la prochaine séance plénière

Prochaine Commission Perspectives du Réseau :
Le jeudi 1er décembre à 14h30 en salle 1/44 au siège de RTE,
Tour Initiale, 1 terrasse Bellini, La Defense.