Réseau de transport d'électricité

Evolutions des Règles Services Système sur le réglage de la tension

Synthèse de l'appel à contributions du GT SSY Tension

1er octobre 2015

Réseau de transport d'électricité

Sommaire

SYNTHESE 4

1 CONTEXTE ET OBJET 6

2 OBJECTIFS 6

2.1 Positions des acteurs 7

2.2 Position de RTE 7

3 DIAGNOSTIC DES REGLES SSY ACTUELLES 8

3.1 Description du mécanisme 8

3.2 Diagnostic : une révision nécessaire 8

3.3 Positions des acteurs 9

3.4 Position de RTE 9

4 BESOINS DE RTE EN CAPACITE DE REGLAGE 10

4.1 Etat des lieux des différents moyens de réglage de la tension 10

4.1.1 Position des acteurs 11

4.1.2 Position de RTE 12

5 COUTS DU SERVICE POUR LES ACTEURS 13

5.1 Les moyens de compensation de RTE 13

5.1.1 Position des acteurs 13

5.1.2 Position de RTE 13

5.2 Identification des coûts liés au réglage de la tension 14

5.2.1 Position des acteurs 14

5.2.2 Position de RTE 14

5.3 Méthodologie de chiffrage des coûts 14

5.3.1 Position des acteurs 15

5.3.2 Position de RTE 15

6 PRINCIPES POUR L'EVOLUTION DES REGLES DE PARTICIPATION ET DE REMUNERATION DU REGLAGE DE LA TENSION 16

6.1 Evolutions des règles de participation au réglage de la tension 16
6.1.1 Position des acteurs 17
6.1.2 Position de RTE 17

6.2 Evolutions des règles de rémunération 18
6.2.1 Modèle 1 18
6.2.2 Modèle 2 19
6.2.3 Modèle 3 20
6.2.4 Modèle 4 21
6.2.5 Révision du régime d'abattements et de pénalités 22

Synthèse

Ce document constitue la synthèse des positions des acteurs et de RTE suite à l'appel à contributions lancé du 30 juillet au 14 septembre 2015 sur le rapport de concertation présentant les principes d'évolutions des Règles Services Système sur le réglage de la tension.

Le rapport de concertation ne prend pas en compte les positions et les remarques de fond des acteurs exprimées dans le présent document pour ne pas modifier la teneur des échanges qui ont eu lieu au sein du GT SSY Tension. Seules quelques modifications de forme et un ajout sur la compensation synchrone ont été intégrés au rapport de concertation.

De manière générale, les acteurs sont en phase avec les objectifs exprimés dans le rapport de concertation et ils considèrent que la question la plus importante est le principe de couverture de coûts.

RTE et les acteurs partagent l'état des lieux sur les règles actuelles et le diagnostic associé : l'introduction des zones sensibles en 2005 conditionnant le versement de la part fixe a introduit un biais dans le modèle de rémunération pour les installations non situées dans ces zones. Ces installations ne sont donc pas rémunérées pour les surcoûts d'investissement liés à la capacité à mettre à disposition le service de réglage de la tension. RTE et les acteurs s'accordent sur la nécessité de revoir ce dispositif.

Les besoins exprimés par RTE en termes de réglage de la tension pour le réseau public de transport, matérialisés par les zones sensibles, ont été établis sur la base des contraintes du réseau public de transport en considérant les capacités réelles du parc de production. Ces études ont été réalisées à partir de situations de réseau contraignantes de façon à dimensionner le réseau face à des incidents de grande ampleur. Mais ces cartes de zones sensibles ne prennent pas en compte les niveaux de sollicitation des installations de production durant toute l'année. De plus, ces cartes devraient être établies sur la base des exigences réglementaires pour établir les besoins en capacités de réglage de la tension de RTE par rapport à la réglementation. Ainsi, RTE réalisera de nouvelles études de zones sensibles mais en calant l'ensemble du parc de production actuel au niveau de la plage de réactif réglementaire.

RTE et les acteurs s'accordent sur l'identification des coûts liés au réglage de la tension et la méthodologie envisagée pour chiffrer l'enveloppe de coût global. En outre cette étude permettra également de comparer les coûts des moyens de compensation. Concernant la méthodologie de chiffrage, il subsiste néanmoins un point de divergence entre RTE et les acteurs sur la prise en compte des pertes d'opportunité.

Concernant les principes de participation au réglage de la tension, les acteurs sont favorables à l'optimisation globale du réglage de la tension à travers la participation de l'ensemble des acteurs disposant de moyens aptes : participation des ENR, expérimentations avec les clients industriels et optimisation de la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD. Néanmoins pour les moyens qui ne

rentrent pas dans le champ des Règles SSY et qui relèvent des consommateurs industriels, les acteurs rappellent que le niveau d'exigences en termes de performances devra être le même que celui demandé aux actuels contributeurs aux Services Système.

Enfin pour les principes de rémunération, les acteurs souhaitent la mise en place d'un modèle garantissant le principe de couverture des coûts. RTE souhaite une approche de valorisation du service rendu consistant à avoir une rémunération unitaire commune à tous les acteurs de manière à garantir le principe de non discrimination. Les positions de RTE et des acteurs conduisent donc à retenir les modèles de rémunération 3 et 4 du rapport de concertation pour la seconde étape de la concertation.

1 Contexte et objet

Dans le cadre de ses délibérations du 28 novembre 2013 et 12 juin 2014 portant approbation des Règles Services Système, la CRE a demandé à RTE « *d'étudier, d'ici la fin de l'année 2015, en concertation avec les parties prenantes, les principes encadrant, d'une part, les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE par rapport aux obligations réglementaires, et d'autre part, l'évaluation des coûts, pour les acteurs, de mise à disposition des capacités de réglage de la tension. La CRE demande à RTE de lui transmettre, d'ici le 1er octobre 2015 au plus tard, le rapport de cette concertation.* »

RTE et les acteurs du GT SSY Tension ont donc établi un rapport de concertation identifiant les principes d'évolutions des Règles SSY (Services Système) sur le réglage de la tension. Un appel à contributions a été lancé sur ce document dans lequel une série de questions était posée aux acteurs pour exposer leurs positions sur les thèmes suivants :

- Les objectifs des acteurs pour la révision des Règles SSY ;
- Le diagnostic des Règles actuelles ;
- Les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE ;
- Les coûts des moyens de réglage de la tension ;
- Les principes d'évolutions des Règles.

L'appel à contributions s'est déroulé sur la période du 30 juillet au 14 septembre 2015. EDF, la FEE, ERDF, CNR et ALPIQ ont répondu à cette consultation et l'ensemble des contributions est disponible sur le site concerte et en annexe de ce rapport. **Ce document présente la synthèse des positions des acteurs ainsi que celles de RTE sur les différentes questions posées dans le rapport.**

2 Objectifs

Les objectifs de la révision des règles SSY sur le réglage de la tension pour les acteurs définis dans le rapport de concertation sont les suivants :

1. s'inscrire dans une démarche de long terme, tenant compte des investissements passés, présents et futurs, pour définir les principes encadrant l'évaluation des coûts de mise à disposition des capacités de réglage de la tension ;
2. obtenir une juste rémunération du service de réglage de la tension qui couvre a minima les coûts (investissement et exploitation/maintenance) ;
3. apporter le service nécessaire (donc sans excès) pour les besoins explicites de RTE dans la mesure où les matériels peuvent l'apporter sans dégradation.

Dans le cadre de l'appel à contributions les acteurs étaient invités à préciser s'ils partageaient ces objectifs.

2.1 Positions des acteurs

Globalement les acteurs partagent les objectifs qui ont été définis dans le rapport de concertation. EDF considère, à l'instar de RTE qu'il est nécessaire d'optimiser les coûts du service de réglage de la tension pour la collectivité.

ALPIQ et CNR considèrent que « les exigences demandées en termes de raccordement et de qualité de service (régime exceptionnel, stabilité lors de court-circuits, non déclenchement, perturbations,...) sont des exigences pour contribuer à la gestion du réglage de la tension du réseau ». ALPIQ et CNR indiquent « par conséquent, que le coût de tout périmètre technique d'un producteur qui concourt à satisfaire ces exigences de réseau en matière de continuité et qualité de la tension doit entrer dans l'analyse de la rémunération du service tension ».

En outre ALPIQ indique « que le coût des pertes des réseaux électriques (2.1 Mds€ au TURPE III) est minimisée, en partie, grâce à la fourniture du service tension par les unités de production (coût du service 120M €/an pour RTE) ».

2.2 Position de RTE

Concernant les exigences évoquées par ALPIQ et CNR en lien avec le service tension, RTE rappelle que le réglage de la tension est défini comme une fonction de régulation permettant d'asservir la tension à une valeur de consigne de manière à garder cette grandeur dans les plages normales de fonctionnement. Les performances en question sont celles exigées au raccordement d'une installation pour couvrir les domaines de fonctionnement exceptionnels et les régimes d'incidents qui n'entrent pas dans le cadre des Règles SSY. RTE considère donc que « les exigences demandées en termes de raccordement et de qualité de service (régime exceptionnel, stabilité lors de court-circuits, non déclenchement, perturbations,...) » ne relèvent pas du réglage de la tension et n'ont pas à être traitées dans cette concertation.

Les deux modifications de rédaction proposées par CNR (cf annexe) concernant les objectifs définis dans le rapport ne sont pas retenues par RTE. En effet, ces objectifs ont été corédigés par l'ensemble des acteurs et RTE ne souhaite pas les modifier à la demande d'un seul acteur.

Concernant la remarque d'ALPIQ relative aux pertes, RTE rappelle que le réseau public de transport est généralement exploité à tensions hautes dans la plage normale de fonctionnement pour une raison principale : assurer la sûreté du système. En effet, ce mode d'exploitation permet de limiter les effets sur la tension de la perte d'un groupe de production et ainsi rester dans la plage normale de fonctionnement après l'incident. A titre d'illustration, lors des pics de consommation, RTE exploite le réseau à tensions hautes pour limiter la chute de tension en cas de perte d'un groupe de production et ainsi rester dans la plage normale de tension. A contrario, RTE est de plus en plus amené à diminuer le plan de tension lors des creux de consommation pour se prémunir des tensions hautes.

3 Diagnostic des Règles SSY actuelles

3.1 Description du mécanisme

La rémunération actuelle du réglage de la tension prévoit le versement d'une part fixe et d'une part variable :

- Une part fixe tenant compte des besoins locaux de RTE à travers la carte des zones sensibles et offrant aux groupes se trouvant dans ces zones un revenu lié à leur capacité maximale de fourniture du réactif (Q+).
- Une part variable calculée sur la plage de réactif mise à disposition (Q+ pour la fourniture et Q- pour l'absorption) et la durée de couplage (dès lors qu'un groupe est couplé il participe au réglage de la tension).

La rémunération versée aux producteurs par RTE pour réglage de la tension (hors abattements et pénalités) représente environ 120 M€/an.

Historiquement, RTE et les acteurs avaient estimé une enveloppe de coûts pour les producteurs qui a ensuite été déclinée dans le modèle actuel de rémunération.

Le principe de rémunération était le suivant (extrait contrat 2002-2004) :

- Une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation (surcoûts d'investissement de l'alternateur et du transformateur),
- Une part variable destinée à couvrir les coûts variables du Responsable de Programmation (pertes et surcoûts de maintenance) proportionnelle à la durée de couplage au réseau.

En 2005 ont été introduites les cartes de zones sensibles permettant de localiser les zones présentant des contraintes particulières en tensions basses ; cette introduction s'est faite à enveloppe inchangée.

3.2 Diagnostic : une révision nécessaire

La CRE a souhaité revoir ce système en profondeur. L'état des lieux de ce mécanisme permet d'établir les constats suivants :

1. Le surcoût d'investissement pour assurer le réglage de la tension n'est rémunéré que pour les groupes en zones sensibles alors que ce coût est supporté par toutes les installations ;
2. Il y a aujourd'hui une inadéquation entre les règles de rémunération des Producteurs et les besoins en réactif de RTE pour les 2 raisons suivantes :
   - La carte des zones sensibles datant de 2005 doit être révisée car elle ne traduit plus l'ensemble des contraintes de tensions pour RTE :
     - D'une part, RTE a investi sur certaines zones du réseau public de transport dans des bancs de condensateurs pour se prémunir des contraintes de tensions basses.

- Et d'autre part, les situations de tensions hautes deviennent de plus en plus difficiles à gérer pour les gestionnaires de réseau (Transport et Distribution) et doivent être prises en compte dans les zones sensibles (ce qui n'est pas le cas dans la carte actuelle).

➢ Les coûts liés au réglage de la tension pour les acteurs sont à (ré)évaluer, notamment pour les installations à base d'électronique de puissance.

3. La participation et la rémunération des installations fonctionnant en compensateur synchrone nécessitent une révision pour pérenniser les capacités des installations concourant à la sûreté du système et prévoir l'éventuelle participation des ENR.
4. Les Règles doivent mieux préciser pour le réglage de la tension les services qui sont « obligatoires » et les services « optionnels ».
5. Le système d'abattements et de pénalités peut être réinterrogé.

Les acteurs étaient invités à donner leur perception du système actuel et leur position sur le diagnostic établi.

3.3 Positions des acteurs

Les acteurs partagent l'état des lieux et le diagnostic des Règles SSY actuelles dressés dans le rapport de concertation.

ALPIQ, CNR et EDF considèrent que le modèle de versement de la part fixe actuel n'est pas de nature à assurer le principe de couverture des coûts. En effet, cette part fixe de la rémunération qui permet de traduire les surcoûts d'investissement pour assurer le réglage de la tension, est versée uniquement aux installations situées dans les zones sensibles. Par conséquent, les installations qui sont situées en dehors de ces zones ne touchent pas la rémunération en lien avec le surcoût d'investissement.

Concernant le diagnostic, EDF indique « qu'il est nécessaire de revenir à un système couvrant tous les coûts des acteurs et de permettre la prise en compte des nouvelles filières de production ».

En outre « pour la CNR, la couverture de coûts n'est pas satisfaisante pour la marche synchrone ».

3.4 Position de RTE

Les zones sensibles ont été introduites en 2005 dans le but d'avoir une approche locale permettant de traduire les contraintes de RTE vis-à-vis de la problématique de l'écroulement de tension et d'inciter les acteurs à mettre à disposition des capacités de réglage de la tension importantes dans ces zones. Le diagnostic montre que ces zones :

- ont fortement évolué au cours des 10 dernières années, avec surtout l'apparition plus récente de la problématique des tensions hautes ;
- n'ont pas eu un effet incitatif mesurable d'incitation des producteurs à surdimensionner leurs capacités de réglage lors des précédents raccordements.

Par conséquent, RTE s'accorde avec les acteurs sur le fait que la rémunération de la part fixe doit être remise en question et notamment son lien avec les zones sensibles.

RTE partage avec les acteurs le principe de couverture des coûts dans la mesure où la méthodologie de chiffrage définie au chapitre 6.3 du rapport de concertation se base sur les coûts réels des acteurs de manière à estimer l'enveloppe globale de ces coûts. En revanche, RTE appliquera pour le modèle de rémunération retenu les principes d'équité de traitement, de non discrimination et de service rendu : cela implique que la couverture des coûts pour tous les acteurs n'est pas nécessairement garantie, notamment s'il existe des différences de coûts importantes entre les différentes filières de production.

4 Besoins de RTE en capacité de réglage

4.1 Etat des lieux des différents moyens de réglage de la tension

Dans ce chapitre du rapport de concertation, RTE a décrit les trois moyens de réglage de la tension principaux installés sur le réseau public de transport :

1. Le réglage de la tension par les groupes de production raccordés en HTB, qui sont obligés de mettre à disposition de RTE leurs plages de puissance réactive en fourniture et en absorption dans les limites d'un diagramme de fonctionnement U/Q contractuel. Les producteurs participant au réglage sont rémunérés en signant l'accord de participation aux Règles SSY Tension.
2. Le réglage de la tension grâce aux moyens directement à la main de RTE (consignes des régleurs en charge des transformateurs HTB, moyens de compensation, schémas d'exploitation…).
3. Le réglage de la tension grâce aux moyens directement à la main des distributeurs (moyens de compensation installés en HTA) sur demande de RTE.

RTE a notamment détaillé dans cette partie les études réalisées pour décider des investissements en moyens de compensation pour se prémunir des tensions basses et des tensions hautes lorsque les autres moyens de réglage à disposition ne permettent pas de garantir la sûreté du système. Les situations de réseau choisies pour ces études correspondent donc à des points de fonctionnement extrêmes pour dimensionner le réseau face à ce type d'incidents. C'est sur la base de ces mêmes études que RTE a élaboré les cartes de zones sensibles en tensions basses et en tensions hautes aux 3 horizons temporels (actuel, 5 et 10 ans).

Ces études ne traduisent donc pas précisément un niveau de sollicitation des installations de production permanent car le point choisi par RTE pour l'étude n'est pas représentatif des contraintes vues par les groupes tout le reste de l'année.

C'est pourquoi une approche consistant à décorréler les zones sensibles des niveaux de sollicitation des groupes est jugée préférable.

Les acteurs étaient invités à fournir leurs remarques sur l'approche retenue par RTE.

4.1.1 Position des acteurs

Les acteurs considèrent que les études qui servent de base pour la caractérisation des zones sensibles aux horizons 5 et 10 ans permettent d'avoir une vision long terme qui est en phase avec les enjeux de la rémunération du réglage de la tension. Néanmoins, les acteurs indiquent que ces études ne prennent pas en compte le niveau de sollicitation en réactif des installations de production. Les acteurs précisent donc que ces cartes de zones sensibles caractérisent les besoins du réseau public de transport et les qualifient de « zones à risques » ou de « zones critiques » pour RTE.

EDF s'oppose à la proposition de RTE de décorréler les zones sensibles du niveau de sollicitation des groupes de production.

Les réflexions engagées sur le nouveau modèle de rémunération ont permis d'envisager une rémunération où la part fixe ne serait pas liée aux zones sensibles (cf modèles n°3 et 4 du chapitre 7 du rapport). CNR a donc précisé dans sa contribution « qu'elle partage l'approche consistant décorréler les zones "à risques" vues de RTE des niveaux de sollicitation des groupes et des coûts fixes supportés par les acteurs ». Néanmoins CNR indique qu'elle sera vigilante sur la pondération des éventuels bonus (versés pour les installations en zones sensibles) car elle n'est pas satisfaite par la méthode d'élaboration de ces cartes. En effet, l'ensemble des acteurs est en désaccord avec la méthodologie utilisée par RTE car ces études ont été réalisées en considérant que le parc de production mettait à disposition l'intégralité de ses capacités de réglage en réactif. Or les acteurs considèrent que si leurs groupes ne délivraient pas le service de réglage de la tension ou seulement le niveau réglementaire, leurs zones d'implantation pourraient devenir sensibles.

Pour les acteurs, les fortes sollicitations dynamiques des groupes en réactif (variations importantes de puissance réactive) permettent d'identifier les zones ayant de forts besoins en réactif. Ainsi, EDF souhaiterait la prise en compte dans le modèle de rémunération du « chemin parcouru du niveau K dans les différentes zones RST afin de caractériser les zones sensibles sur des critères dynamiques ». Par ailleurs, ALPIQ rappelle que l'exploitation récurrente d'une installation à tensions hautes peut également être contraignante notamment pour la durée de vie des matériels.

De plus, EDF souhaite avoir plus de précisions concernant les hypothèses et les critères retenus pour l'élaboration des cartes de zones sensibles.

EDF précise que RTE n'a pas caractérisé ses besoins par rapport à la réglementation mais seulement par rapport à la situation existante. EDF estime ainsi que « dans les faits, RTE devrait fournir les volumes (MVAr absorbés ou fournis) nécessaires pour couvrir ses besoins dans les différents points de référence du réseau ainsi que les marges dont il dispose (positives ou négatives) ».

Quant à la périodicité de révision des cartes, EDF estime que la détermination des zones sensibles doit être assez robuste et stable dans le temps car les investissements sur des moyens de production sont réalisés pour une longue période. Les conditions de révision doivent être stables et des

modalités transitoires ou compensatoires pourraient être étudiées pour des groupes sortant des zones sensibles.

4.1.2 Position de RTE

RTE s'accorde avec les acteurs sur le fait que les zones sensibles présentés durant la concertation traduisent les contraintes du réseau public de transport par rapport à la situation actuelle sans prendre en compte la sollicitation des groupes de production.

Concernant la demande d'EDF sur la caractérisation des volumes de puissance réactive nécessaires, RTE considère que la notion de marges n'est pas applicable car les moyens (topologie, production, interface RPT/RPD, moyens de compensation) permettant de répondre à une contrainte sont par nature nombreux et d'efficacité très variable notamment en fonction de leur localisation. RTE rappelle que la méthode d'identification des contraintes en tensions consiste à simuler des pertes d'ouvrages (groupe, ligne, jeu de barres), appelée règle du N-k, pour déterminer si le réseau est bien dimensionné face à des aléas. Cette méthode permet de vérifier que de tels déclenchements ne provoqueraient pas d'incident de grande ampleur de type écroulement de tension, et que les impacts en termes de QdE restent maitrisés. Un calcul de marge n'est donc pas réalisable en raison de la multiplicité des situations de réseaux (plan de consommation vs plan de production) et l'ensemble des parades possibles.

Pour RTE, il n'est donc pas possible d'avoir une approche similaire à celle adoptée pour le réglage de la fréquence consistant à définir des marges en raison du caractère local du réglage de la tension.

A ce stade RTE établit donc les constats suivants sur les zones sensibles :

1. Les études de zones sensibles en tensions basses et hautes se basent sur une situation de réseau critique pour la sûreté du système ;
2. Elles ne prennent pas en compte les sollicitations des groupes ;
3. Ces zones peuvent être fluctuantes suivant l'horizon temporel considéré : actuel, 5 ans ou 10 ans (surtout pour les tensions hautes) ;
4. Ces zones ont été établies sur la base des capacités réelles des groupes.

Ainsi, RTE réalisera de nouvelles études de zones sensibles mais en calant l'ensemble du parc de production actuel au niveau de la plage de réactif réglementaire. Conformément à la demande d'EDF, RTE explicitera les hypothèses et les critères utilisés.

Concernant la remarque d'ALPIQ relative à l'exploitation d'une installation à tensions hautes, RTE vise à tout moment de rester dans les plages normales de tension réseau, et en cas d'excursion dans les plages exceptionnelles de tout mettre en œuvre pour revenir dans les plages normales.

Concernant la périodicité de révision des zones sensibles, RTE rejoint EDF sur les conditions de révision de ces cartes et sur la nécessité que ces dernières soient stables dans le temps.

5 Coûts du service pour les Acteurs

5.1 Les moyens de compensation de RTE

Ce chapitre du rapport de concertation présente les coûts des moyens de compensation statiques installés par RTE qui sont de l'ordre de 1,5 à 5,5 k€ par MVAr et par an pour un condensateur ou une self (le double si on veut à la fois absorber et fournir du réactif).

Le rapport de concertation propose d'étudier une approche théorique consistant à effectuer le réglage de la tension intégralement avec des moyens de compensation en lieu et place des installations de production. L'objectif de cette approche est de comparer l'enveloppe de coûts en M€/an avec l'enveloppe des coûts du réglage de la tension par les moyens de production. Ce travail permettra de confirmer (ou d'infirmer) l'hypothèse selon laquelle il est plus rentable pour la collectivité d'effectuer le réglage de la tension avec les installations de production plutôt qu'avec les moyens de compensation.

5.1.1 Position des acteurs

EDF estime que cette démarche est nécessaire pour « objectiver l'apport du réglage de la tension pour la collectivité ».

ALPIQ et CNR rappellent que les installations de production délivrent des performances en lien avec le service tension telles que « supporter une large plage de tension (normale et exceptionnelle), contrer les creux de tension et les dissymétries entre les trois phases ainsi que fournir la dynamique de réglage de tension, ces qualités n'étant pas nécessairement au rendez-vous avec une installation de compensation statique ».

5.1.2 Position de RTE

RTE rappelle que les moyens de compensation installés sur le réseau public de transport ont été décidés pour des raisons de sûreté du système électrique : les investissements en moyens de compensation sont installés dès lors que la règle du N-k, telle que décrite en 4.1.2, ne peut plus être respectée. Ainsi, RTE a installé sur les dix dernières années d'importants moyens de compensation : 10 100 MVAr capacitifs et 3 800 MVAr inductifs, CSPR (Compensateur Statique de Puissance Réactive) inclus. Ces données sont disponibles dans le bilan de sûreté 2014 de RTE.

Concernant les performances en lien avec le service tension évoquées par ALPIQ et CNR, RTE rappelle que celles-ci ne relèvent pas du réglage de la tension et n'ont pas à être traitées dans cette concertation (cf explications en 2.2). Néanmoins, RTE rejoint l'analyse d'ALPIQ et CNR : le réglage de la tension rendu par les groupes de production est un service performant pour le réseau public de transport (par sa dynamique et sa précision) et l'approche selon laquelle ce service pourrait être rendu uniquement par des moyens de compensation est à ce jour largement théorique.

5.2 Identification des coûts liés au réglage de la tension

Les principes encadrant les coûts de mise à disposition des capacités de réglage en tension ont été regroupés en 3 postes principaux:

- coûts de surdimensionnement des équipements ;
- coûts des pertes de production ou consommation supplémentaire ;
- coûts de maintenance.

La concertation a donc permis d'identifier pour chacun de ces trois volets l'ensemble des phénomènes, paramètres et équipements entrainant un surcoût lié au réglage de la tension. Les acteurs étaient donc invités à préciser si l'inventaire établi leur paraissait complet et si la prise en compte de l'ensemble de ces coûts leur paraissait justifiée.

5.2.1 Position des acteurs

Globalement, les acteurs s'accordent sur la pertinence et la complétude de l'inventaire établi dans le rapport de concertation.

La contribution de FEE porte sur les caractéristiques des installations éoliennes qui doivent être prises en compte pour l'identification des surcoûts d'investissement ainsi que les pertes liées au réglage de la tension. Cette contribution permet de cadrer les hypothèses à prendre dans le cadre des bilatérales.

Par ailleurs, CNR demande que soient pris en compte les coûts liés à la gestion contractuelle (cf chapitre 6.2.4 du rapport).

Le point soulevé par EDF concernant la prise en compte de la perte d'opportunité est traité dans le chapitre suivant.

5.2.2 Position de RTE

RTE s'interroge sur la prise en compte des coûts liés à la gestion contractuelle demandée par CNR. En effet ce volet n'a pas été retenu dans la méthodologie de chiffrage et RTE considère que ce point est mineur en comparaison des autres volets.

5.3 Méthodologie de chiffrage des coûts

RTE et les acteurs ont construit une méthodologie de chiffrage pour l'évaluation des coûts du réglage de la tension. La méthode consiste à chiffrer chacun des volets décrits dans le paragraphe précédent.

Pour chacun de ces volets, les paramètres importants dans l'estimation du coût du réglage ont été identifiés. Les valeurs chiffrées de ces paramètres seront échangées entre RTE et les acteurs dans le cadre de réunions bilatérales de manière à préserver la confidentialité de ces données entre les acteurs. RTE agrégera ensuite l'ensemble de ces coûts pour les appliquer au parc de production

raccordé au réseau public de transport et ainsi définir l'enveloppe globale des coûts estimés par l'ensemble des producteurs et liés au réglage de la tension.

L'ensemble des données recueilles par RTE sera tenu à la disposition de la CRE.

Pour chacun des volets, le rapport de concertation propose une méthode de chiffrage et une liste de paramètres que les acteurs sont amenés à fournir lors des bilatérales. Le détail de ces méthodes et des paramètres à chiffrer sont précisés dans le chapitre 6.3 du rapport de concertation.

Les acteurs étaient donc invités à se prononcer sur la méthodologie générale de chiffrage des coûts ainsi que sur chacun des trois volets : surcoûts d'investissement, pertes et maintenance.

5.3.1 Position des acteurs

L'ensemble des acteurs s'accorde sur le fait que la méthodologie générale de chiffrage des coûts retenue dans le rapport est pragmatique et pertinente compte tenu de la complexité de l'exercice. Concernant les échanges de données qui auront lieu lors des bilatérales programmées en octobre et novembre 2015, CNR et EDF ont demandé à RTE de préciser un certain nombre de paramètres de manière à assurer une remontée homogène des données entre les acteurs. RTE a répondu à cette demande lors du GT SSY Tension du 22 septembre 2015 en définissant précisément pour chaque volet la nature des paramètres attendus. De plus, RTE présentera l'étude théorique évoquée dans le rapport de concertation à l'issue des bilatérales et qui permettra d'analyser la pertinence du choix de la clé de répartition issue du rapport de la FERC.

Concernant la question de la perte d'opportunité (non valorisation d'actif sur fortuit), ALPIQ, CNR et EDF estiment que ce poste doit être retenu. Les acteurs précisent notamment qu'ils apporteront des éléments chiffrés lors des bilatérales pour justifier la prise en compte de ce poste. EDF justifie ce point en indiquant « qu'aucun plan de maintenance préventive ne serait en mesure d'éviter la survenue des fortuits occasionnés par des aléas et par une sollicitation importante des machines. Au moyen d'une clé de répartition appropriée, il s'agit d'imputer un nombre de jours d'indisponibilité dû au réglage de la tension. Sur cette période l'actif n'est pas valorisé et par conséquent cela représente un coût pour le producteur ».

Sur le volet des pertes, les acteurs demandent de justifier la représentativité sur le parc de production des histogrammes type de réactif proposés par RTE car il s'agit d'une donnée importante pour déterminer le volume global des pertes liées au réglage de la tension. En outre ALPIQ demande d'intégrer dans la méthode les pertes du système d'excitation et celles de la liaison de connexion jusqu'au point de livraison.

5.3.2 Position de RTE

Sur les pertes d'opportunité, RTE considère que la probabilité d'apparition de fortuits sur une installation est directement liée au plan de maintenance préventive que le producteur met en œuvre. De plus, le lien entre ces indisponibilités fortuites est le réglage de la tension est difficilement objectivable et vérifiable par RTE mais également par les producteurs. Par conséquent, RTE conserve

sa position (définie dans le rapport de concertation) : les pertes d'opportunité ne doivent pas être prises en compte en l'absence de lien de corrélation direct et justifié sur la base d'un historique.

Concernant le choix des histogrammes de réactif pour les calculs de pertes, RTE fournira aux acteurs une étude détaillée se basant sur l'historique de puissance réactive réalisé par plusieurs groupes de production. La demande d'ALPIQ d'intégration des pertes du système d'excitation et celles de la connexion jusqu'au point de livraison devra être justifiée : ces pertes sont estimées négligeables pour simplifier un calcul déjà relativement complexe.

6 Principes pour l'évolution des règles de participation et de rémunération du réglage de la tension

Les dispositions exposées dans ce chapitre constituent l'état des réflexions entre RTE et les acteurs sur les évolutions possibles des règles de participation et de rémunération du réglage de la tension. Ces questions doivent être traitées dans la seconde partie de la concertation pour la révision des Règles allant du 1er octobre 2015 au 1er juillet 2016. Par conséquent, les nouveaux modèles de rémunération qui ont été étudiés (cf chap. 7.2 du rapport) constituent des premières réflexions, et de nouveaux modèles pourront également être considérés après la remise du présent rapport.

En préambule de ce chapitre, il convient de rappeler la remarque d'EDF concernant le modèle de rémunération. EDF souhaiterait un modèle couvrant les coûts propres pour chaque acteur. « Néanmoins, par souci de simplification, la rémunération unitaire (fixe ou variable) commune à tous les producteurs peut être envisagée. Enfin EDF comprend le souhait de RTE d'avoir une approche de valorisation du service rendu ».

RTE défend bien cette approche consistant à avoir une rémunération unitaire commune à toutes les filières et tous les acteurs de manière à garantir le principe de non discrimination.

6.1 Evolutions des règles de participation au réglage de la tension

Dans un premier temps, RTE a présenté les évolutions envisagées pour les producteurs concernés par les Règles SSY Tension. L'objectif pour RTE est une adhésion aux Règles SSY de l'ensemble des producteurs fournissant le réglage de la tension et disposant des capacités constructives requises par les Règles SSY. Il sera donc nécessaire de traiter le cas des installations de production indirectement raccordées pour les sites disposant d'un CART Consommateur et celui des installations ENR aptes à fournir le service de réglage de la tension.

Dans un second temps, RTE a exposé les autres vecteurs qui ne rentrent pas dans le champ des Règles SSY mais qui permettraient d'optimiser de manière globale le réglage de la tension. Parmi ces différents vecteurs, il y a la possibilité de faire contribuer les consommateurs industriels au réglage de la tension à l'instar de l'ouverture réalisée pour le réglage de la fréquence. RTE considère donc

qu'il serait intéressant de mettre en place une phase expérimentale permettant une contribution des consommateurs industriels sur la base du volontariat dans le cadre de TURPE 5. D'autre part, la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD constitue un levier important pour régler la tension. Dans ce cadre, la participation au réglage de la tension des installations de production raccordées sur les réseaux publics de distribution pourra être analysée dans le but de dégager de nouvelles capacités de réglage.

6.1.1 Position des acteurs

De manière générale, les acteurs partagent les axes de réflexion exposés par RTE. EDF indique que « les Producteurs soutiennent l'examen de toutes les solutions pouvant couvrir les besoins de RTE et le choix de la plus appropriée ».

Néanmoins, concernant l'expérimentation sur la contribution de consommateurs industriels au réglage de la tension, ALPIQ, CNR et EDF rappellent que le niveau d'exigences en termes de performances devra être le même que celui demandé aux actuels contributeurs aux Services Système. EDF considère que « les modalités de cette phase expérimentale doivent être précisées et concertées, et notamment le niveau d'exigences demandé ».

D'autre part, CNR précise « qu'en cas de changement important de contraintes, rémunérations, exigences, le groupe qui ne sera plus assujetti au même contrat qu'actuellement doit pouvoir être supprimé de la liste de participation ».

Enfin ERDF rappelle que les questions relatives à la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD et notamment l'utilisation des capacités de réglage en réactif des installations de production raccordées au réseau HTA doivent être traitées au sein du GT Distributeur du CURDE. De plus, ERDF indique que l'utilisation de ces capacités « pose des contraintes techniques complexes à gérer » et qu'il sera nécessaire de réaliser « une analyse approfondie coût bénéfice afin d'évaluer la pertinence des différents leviers de réglage du réactif. L'objectif d'une telle analyse coût bénéfice sera de décrire les conditions d'une optimisation du système électrique au regard de l'utilisation éventuelle des capacités en puissance réactive des installations raccordées au réseau HTA tout en respectant les contraintes réglementaires en vigueur ».

6.1.2 Position de RTE

RTE comprend la position des acteurs sur l'éventuelle contribution des consommateurs industriels au réglage de la tension. Par conséquent, les modalités encadrant l'expérimentation associée seront présentées en Commission d'Accès au Réseau du CURTE ainsi que le niveau d'exigences demandé pour la fourniture du service.

Par rapport à la remarque de CNR, RTE rappelle que l'article L. 321-11 du Code de l'énergie encadrant l'élaboration des Règles SSY, prévoit les dispositions suivantes : *« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L.*

342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre. Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission ».

Ainsi, les exploitants de Groupes de Production faisant partie d'installations de production disposant d'une capacité constructive de réglage automatique de la fréquence ou de la tension sont tenus de mettre à disposition de RTE ces capacités constructives, en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie et selon les dispositions des présentes Règles.

RTE partage la position d'ERDF sur la nécessité de vérifier dans un premier temps la faisabilité technique du réglage de la tension par les installations de production raccordées en HTA, puis d'engager dans un second temps une analyse coûts bénéfice de l'ensemble des moyens de réglage de la tension de façon à optimiser la qualité et le coût de ce service pour la collectivité. Ces questions seront donc traitées, comme l'a rappelé ERDF au sein du GT Distributeur du CURDE.

6.2 Evolutions des règles de rémunération

Une enveloppe relative aux coûts du service pour les producteurs sera déterminée conformément au 5.3 de ce rapport. RTE et les acteurs s'accordent sur le fait que le découpage entre part fixe et part variable a du sens pour distinguer les coûts d'investissements des coûts d'exploitation.

RTE souhaite avoir une approche de valorisation du service rendu et ainsi définir un coût de mise à disposition du MVAr qui soit le même pour chaque acteur et pour chaque filière de manière à assurer une rémunération objective et non discriminatoire. Pour concilier ces différents aspects, quatre modèles d'évolutions pour la rémunération du réglage de la tension sont envisagés à ce stade, en se basant sur les situations décrites au chapitre 7.2.1 du rapport de concertation.

Les acteurs étaient donc invités à donner leur position sur les 4 modèles de rémunération présentés en concertation.

6.2.1 Modèle 1

6.2.1.1 Position des acteurs

L'ensemble des acteurs est opposé au modèle 1 car il ne garantirait pas la couverture des coûts. En effet d'une part, il ne prévoit pas la rémunération des coûts d'investissement liés à la mise à disposition de la plage de réactif réglementaire. D'autre part, la part fixe serait versée uniquement aux installations situées dans les zones sensibles et disposant de capacités supérieures à la plage de réactif réglementaire.

Pour argumenter son opposition à ce modèle, EDF a fourni son analyse juridique (cf contribution d'EDF). Dans cette analyse, EDF considère que :

- La rémunération du réglage de la tension doit tenir compte des coûts supportés par le producteur dont font partie les coûts d'investissement.
- Ne rémunérer que les installations possédant des performances supérieures à celles définies dans l'arrêté de 2008 reviendrait à reconnaitre un effet rétroactif à cet arrêté qui n'est applicable qu'aux installations raccordées postérieurement à son entrée en vigueur.
- La solution proposée par RTE de ne maintenir la part fixe que dans les zones dites "sensibles" n'apparait pas justifiée au regard du principe de non discrimination.

6.2.1.2 Position de RTE

RTE comprend l'opposition des acteurs sur le modèle 1 et partage le fait qu'il ne garantirait pas la couverture des coûts pour les acteurs. Néanmoins, ce modèle a été le premier étudié lors des réunions de concertation, RTE a donc souhaité le faire figurer dans le rapport pour retracer les échanges et illustrer l'avancement des réflexions et des échanges entre RTE et les acteurs.

RTE propose de ne pas retenir ce modèle 1 dans la seconde étape de la concertation.

6.2.2 Modèle 2

6.2.2.1 Position des acteurs

EDF juge « le modèle 2 plus satisfaisant que le modèle 1 dans la mesure où tous les groupes sont rémunérés au moins partiellement pour les surcoûts d'investissement ». Néanmoins EDF s'accorde avec ALPIQ et CNR : ce modèle 2 ne permet pas une couverture optimale des coûts pour les producteurs.

En outre, CNR précise que l'ajout d'un bonus pour les installations en zones sensibles pose la question de la pondération entre part fixe, bonus et part variable.

ALPIQ juge nécessaire de préciser si le bonus du modèle 2 porte uniquement sur les coûts fixes ou également sur les coûts variables. ALPIQ indique également que le coût du suréquipement pour fournir le réglage de la tension est le même à l'intérieur et en dehors de la plage réglementaire.

Par ailleurs, les acteurs restent opposés à l'utilisation des zones sensibles pour définir le bonus car ces zones ne prennent pas en compte le niveau de sollicitation des groupes.

6.2.2.2 Position de RTE

RTE partage la position des acteurs sur le modèle 2 pour les mêmes raisons que celles évoquées dans le modèle précédent.

Concernant la question de CNR sur la pondération des différentes parts de rémunération, RTE considère qu'il s'agit d'une question qui doit être traitée dans la seconde partie de la concertation. Pour y répondre, plusieurs approches sont envisageables :

1. Un découpage cohérent avec la comptabilisation des coûts fixes (surdimensionnement des équipements) dans la part fixe et des coûts variables (pertes + maintenance) dans la part variable.
2. Ou une deuxième approche favorisant plus le service rendu : les installations règlent la tension lorsqu'elles sont couplées au réseau et fournissent de la puissance active (hormis les installations en CS). Une telle approche consisterait alors à attribuer une pondération supplémentaire sur la part variable par rapport à la part fixe.

Concernant le bonus, il s'agirait d'un complément de rémunération visant à inciter au surdimensionnement des installations. Il devrait donc représenter une part nettement inférieure à la part fixe et la part variable. En réponse à la question d'ALPIQ ce bonus porterait uniquement sur les coûts fixes.

Pour la même raison que le modèle 1, RTE propose de ne pas retenir ce modèle 2 dans la seconde étape de la concertation.

6.2.3 Modèle 3

6.2.3.1 Position des acteurs

Les acteurs s'accordent sur le modèle 3 et considèrent qu'il « permet la couverture de tous les coûts supportés par les producteurs ». Parmi les 4 modèles étudiés, c'est donc ce modèle qu'ALPIQ, CNR et EDF plébiscitent.

Ce modèle instaure la prise en compte du niveau de sollicitation dans la part variable. Pour CNR et EDF, le chemin parcouru en réactif semble être le paramètre le plus pertinent pour traduire le niveau de sollicitation des groupes. Pour ALPIQ, l'impact du « chemin parcouru est difficile à définir » et donc la composante de la « part variable liée au chemin parcouru ne devrait donc pas avoir un poids trop important ».

6.2.3.2 Position de RTE

RTE rejoint les acteurs sur le fait le modèle 3 garantit une couverture optimale des coûts pour les producteurs. Néanmoins, RTE considère que la prise en compte du niveau de sollicitation et plus particulièrement du chemin parcouru est complexe aussi bien pour quantifier son impact en termes de vieillissement des matériels que dans sa mise en œuvre (mesures, facturation et contrôle des performances). Pour répondre à la demande des acteurs, RTE propose d'étudier et comparer le comportement des groupes en réglage primaire avec ceux en réglage secondaire de tension pour éventuellement baser une partie de la rémunération de la part variable sur le signal K du RST.

6.2.4 Modèle 4

6.2.4.1 Position des acteurs

EDF précise « concernant le modèle 4, c'est, parmi les modèles proposés par RTE, celui qui permet la meilleure couverture des coûts ». Néanmoins les acteurs lui préfèrent le modèle 3 car ce dernier garantit une meilleure couverture des coûts quelles que soient les capacités constructives de l'installation. De plus, les acteurs demandent de préciser la signification des paramètres X et Y dans le modèle 4.

En outre, les acteurs considèrent que le temps passé en butée de réactif n'est pas un bon indicateur du niveau de sollicitation des installations et préfèrent la prise en compte du chemin parcouru.

Enfin, ALPIQ considère que la distinction dans la rémunération entre RPT (réglage primaire de tension) et RST (réglage secondaire de tension) n'est pas justifiée pour les raisons suivantes :

- « RTE définit en fonction de ses choix logistiques et techniques de raccorder un site au RST ou non, choix qui échappe au producteur.
- le service rendu au réseau par le RPT ou le RST ainsi que les contraintes sur les installations sont similaires et l'importance pour le réseau vraisemblablement comparable, le RST gérant le plan de tension au niveau régional, le RPT sécurisant un point particulier contre les excursions de tension. »

6.2.4.2 Position de RTE

Concernant les interrogations des acteurs sur les paramètres X et Y de ce modèle, RTE a précisé lors du GT du 22 septembre 2015 que leur objectif est d'accorder une rémunération supérieure aux coûts d'investissement pour les installations disposant d'une plage de réactif supérieure à la plage réglementaire et inversement pour les installations ayant une plage de réactif inférieure au réglementaire (rémunération inférieure aux coûts). RTE propose ce modèle dans une approche du service rendu pour donner ainsi une plus grande valorisation aux installations rendant le service présentant la plus grande valeur.

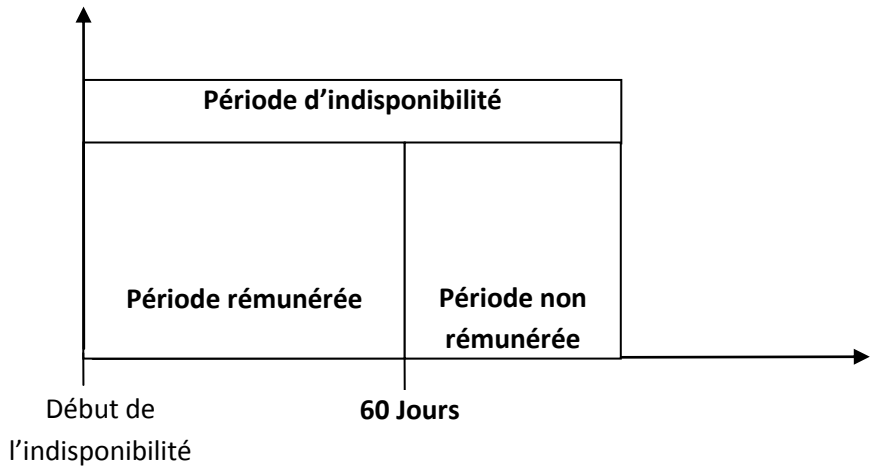
RTE conteste les éléments donnés par ALPIQ qui ne souhaite pas différencier la rémunération du RPT et du RST. La différence principale entre le RPT et RST réside dans le fait que le RPT possède une tension de consigne fixe (modifiable sur demande notifiée par RTE) alors que celle du RST est variable. La tension de consigne du RST est calculée en temps réel au niveau des dispatchings pour tous les groupes d'une même zone. Cette tension de consigne varie de façon importante au cours d'une même journée en fonction de plusieurs paramètres tels que la consommation, la topologie du réseau, les aléas… De plus, le RST, permet de dégager toute la réserve réactive d'un groupe en cas de besoin alors que le RPT ne le peut pas systématiquement. Les installations asservies au RST sont donc sujettes à de plus grandes variations de puissance réactive. Ce point avait d'ailleurs été mis en exergue par CNR lors du GT du 10 juin 2015.

Parmi l'ensemble des scénarios étudiés, RTE considère que le modèle 4 permet de garantir en bonne partie la couverture des coûts pour les acteurs tout en introduisant une valorisation du service rendu. RTE propose donc de conserver ce modèle 4 dans la suite de la concertation.

Conformément aux positions des acteurs et de RTE, il est proposé d'écarter les modèles 1 et 2 pour la seconde étape de la concertation.

6.2.5 Révision du régime d'abattements et de pénalités

Conformément à la description du chapitre 7.2.2 du rapport de concertation, le régime d'abattement en cas d'indisponibilité programmée de l'installation prévoit un certain nombre de cas où l'entité de réglage de la tension continue de percevoir la part fixe de la rémunération pour des durées supérieures à 60 jours (par exemple remplacement du générateur de vapeur ou rénovation du contrôle commande). Durant ces périodes de maintenance relativement longues (supérieures à 2 mois) et qui ne sont généralement pas dues à la participation de l'installation au réglage de la tension, le dispositif actuel prévoit de rémunérer la part fixe au Responsable de Programmation pour la durée prévisionnelle des travaux programmés notifiée à RTE. Pour autant le service de réglage de la tension n'est pas rendu à RTE durant cette période. Par conséquent, RTE considère que ce dispositif doit prendre en compte uniquement les périodes de maintenance dues au réglage de la tension tout en conservant le seuil de 60 jours. Le seul cas que RTE proposait de retenir était donc le suivant :



En contrepartie, RTE proposait la suppression du cas où une indisponibilité supérieure à 120 jours entraine un abattement de la totalité de la période d'indisponibilité.

Les acteurs étaient donc invités à donner leurs positions sur la révision du régime d'abattements et de pénalités.

6.2.5.1 Position des acteurs

Comme indiqué dans le rapport de concertation, les acteurs s'opposent à la proposition de RTE d'un délai standard de 60 jours au-delà duquel s'appliquent les abattements. En effet les acteurs indiquent qu'une « révision des outils industriels lourds peut facilement dépasser 60 jours ».

EDF considère que « la définition des règles pour les abattements/pénalités ne peut pas être traitée indépendamment du modèle de rémunération, l'équilibre financier global du contrat devant être pris en considération pour déterminer le niveau des sanctions ».

En outre, ALPIQ et EDF considèrent que le niveau des pénalités doit être révisé en raison de leur poids important.

6.2.5.2 Position de RTE

RTE comprend la position des acteurs sur le nouveau régime d'abattements proposé car il est moins favorable pour les acteurs lors des opérations de maintenance longues. Néanmoins, RTE considère qu'il est nécessaire de réviser le dispositif pour les raisons suivantes :

- le suivi actuel des indisponibilités longues est relativement complexe dans sa mise en œuvre ;
- la durée des indisponibilités est généralement dimensionnée par rapport à des éléments qui ne sont pas en lien avec le réglage de la tension (turbine, générateur de vapeur, vidange de barrage…).

RTE rejoint EDF sur le fait que le régime d'abattements/pénalités doit être revu en cohérence avec le choix du nouveau modèle de rémunération et, RTE est favorable à revoir le montant des pénalités qui a pu certainement freiner la participation de certains acteurs aux règles SSY.

7 Conclusion

A l'issue de cette première étape de la révision des Règles Services Système sur le réglage de la tension, le rapport de concertation ainsi que le présent document de synthèse propose de conclure sur les points suivants :

- RTE doit réaliser de nouvelles études de zones sensibles en calant l'ensemble du parc de production actuel au niveau de la plage de réactif réglementaire ;
- RTE et les acteurs s'accordent sur la méthodologie de chiffrage qui doit permettre d'établir l'enveloppe globale des coûts liés au réglage de la tension ;
- La concertation n'a pas permis d'aboutir à un consensus entre RTE et les acteurs sur la prise en compte des pertes d'opportunités dans les coûts de maintenance et sur les évolutions du régime d'abattements et de pénalités. Ces divergences devront être levées durant la seconde étape de concertation ;
- Les modèles de rémunération 1 et 2 du rapport de concertation ne sont pas retenus pour la seconde étape de la concertation.