Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Services Système Tension »

Compte rendu de la réunion de concertation
du 5 janvier 2016

1. PARTICIPANTS A LA REUNION

NOM	SOCIETE
Florent AMBROGGI	EDF
Sylvie MAGOIS	EDF
Christophe MONTBROUSSOUS	CNR
Arnaud GHIOTTO	UNIPER
Gregory MARGANI	UNIPER
Julien DUMONTAUX	ENGIE
Elise RAVACHE	Direct Energie
Romain VERDIER	Direct Energie
Hervé LAVIROTTE	Novawatt
Victor GOMES	FEE
Mathieu GONDOLO	SER
Bruno BAILONE	ERDF
Nathalie BLANC	RTE
Philippe GOUILLART	RTE
Vincent HANNETON	RTE
Arthur HENRIOT	RTE
Arnaud GUERRIER	RTE

2. ORDRE DU JOUR

L'ordre du jour de ce GT Services Système Tension du 5 janvier 2016 était le suivant :

N°	Objet	Intervenant	Durée
1	Retour sur les remarques du CR du GT du 03/12/15	RTE et Acteurs	9h30 (15 min)
2	Prise en compte des remarques Producteurs sur le chiffrage du volet 1bis	RTE	9h45 (25 min)
3	Présentation des remarques sur l'étude SUPELEC/RTE	Acteurs	10h10 (1h)
4	Proposition d'évolutions du système d'abattements et de pénalités	RTE	11h10 (50 min)
5	Traitement des Zones d'Engagement Contractuelles spécifique au Réglage Secondaire de Tension (cf délibérations CRE du 03/12/15)	RTE	12h (30 min)

Les documents présentés en séance sont disponibles sur le site concerte.fr au lien suivant.

3. PRESENTATIONS – REMARQUES DES ACTEURS

3.1 Retour sur les remarques du CR du GT du 03/12/15

RTE revient sur la remarque de Direct Energie concernant l'évolution des pertes liées au surdimensionnement : « *si les marchés court-terme sont interconnectés, il convient de prendre en considération le taux de marginalité du parc français (75% en 2014 selon le dernier rapport de la CRE) ce qui confirme que le gain de rendement bénéficie déjà aux consommateurs.* »
Ce rapport, disponible au lien suivant, montre effectivement la marginalité des différentes filières (page 42). Le taux de marginalité du parc français correspond à la somme de toutes les filières confondues en excluant les échanges aux frontières.
RTE comprend la remarque de Direct Energies mais RTE considère que l'ensemble des coûts du réglage de la tension (coûts mais aussi les éventuels gains) doit être intégré dans la rémunération des Services Système Tension.

Concernant la clé de répartition, EDF demande à RTE de clarifier la différence entre la « clé FERC » et la « clé RTE » et plus précisément les données présentées lors du dernier GT :

$$Clé_{FERC} = Clé_{RTE} \times \left(1 + \frac{1}{\sqrt{1+\tan(\phi)^2}}\right) \approx 2 \times Clé_{RTE}$$

	Tan Phi	0,32	0,40	0,50	0,60
Clé FERC	(Sin Phi)²	9%	14%	20%	26%
Clé FERC / Clé RTE		1,95	1,92	1,88	1,83

RTE confirme que la différence d'approche entre les deux clés conduit bien à un rapport d'environ 2. RTE reconnaît que les notations employées dans le tableau précédent peuvent prêter à confusion. Ce tableau présente les conclusions d'un calcul purement illustratif visant à montrer comment un surdimensionnement de l'alternateur identique peut amener à deux clés d'allocation des coûts du surdimensionnement très différentes en fonction du raisonnement choisi. La tan φ employée dans le tableau est une tan φ au niveau de l'alternateur, et non au réseau comme c'est le cas dans l'étude SUPELEC/RTE. En outre, le calcul réalisé dans l'étude SUPELEC/RTE se base sur une modélisation électrotechnique plus complexe visant à prendre en compte les pertes au niveau des transformateurs et alternateurs, et, dont les résultats ne peuvent être retrouvés directement par le calcul simple présenté en GT.
RTE s'est basé sur la note RTE-Supélec pour calculer une clé de répartition de 14,1 %.

RTE reprécisera ce point lors du prochain GT.
En outre la clé RTE moyenne du parc de production est présentée au chapitre suivant.

3.2 Prise en compte des remarques Producteurs sur le chiffrage du volet 1bis

Conformément aux remarques des producteurs lors du GT précédent, RTE a considéré de nouvelles hypothèses de durées de fonctionnement et de prix pour rechiffrer le volet 1bis. Les nouvelles hypothèses proposées aux Producteurs sont les suivantes :

- Nucléaire : Prix 47 €/MWh et 6588h de fonctionnement (issu du bilan électrique 2014)
- Hydro : Prix 50 €/MWh et 2685h de fonctionnement (issu du bilan électrique 2014)
- Thermique : Prix 55 €/MWh et 2500 Heures de fonctionnement (données de prix et de durées de fonctionnement moyennes fournies par les producteurs)

Le volet 1 bis correspond à la diminution de pertes liées au surdimensionnement. Un surdimensionnement impliquant une diminution des pertes conduirait ainsi à un gain de rendement. Un surdimensionnement permettrait donc de produire plus pour une même quantité de combustible consommé, c'est la raison pour laquelle RTE indique que les durées de fonctionnement et les prix ci-dessus sont différenciés par filière (les coûts de production ne sont pas intégrés puisqu'il s'agit d'un gain de rendement).

Avec ces nouvelles hypothèses le volet 1 bis s'élève à -58 M€.

Sur cette question de la diminution des pertes avec le surdimensionnement des installations, Direct Energie indique

- qu'il est nécessaire d'identifier à qui profite le gain de rendement : les producteurs à travers une diminution des coûts de production ou le consommateur final grâce à une diminution des prix de marchés ;
- et que la présentation mettant sur le même plan les surcoûts en termes d'investissements (à la charge des producteurs) et les gains en termes de prix de marché (au bénéfice des consommateurs) est trompeuse.

De plus, en réponse aux demandes Producteurs, RTE précise que cette estimation correspond à une clé de répartition moyenne de 14,1 % appliquée à une assiette de 106 077 MVA (calculée d'après les données contractuelles des accords de participation).
Pour calculer les coûts de surdimensionnement (volet 1 et 1bis), RTE a suivi la méthode ci-dessous en calculant pour chacun des groupes de production participant aux Services Système tension les paramètres suivants :

1. Tan $\varphi = Q_+ / P_{max}$
2. Détermination du ΔS en fonction de Tan φ et du tableau 1 page 8 de l'étude SUPELEC
3. Calcul du surcoût de l'alternateur/transformateur = ΔS x Prix (alternateur + transformateur + autres composants)
4. Détermination du gain sur les pertes en MW en fonction de Tan φ et du tableau 10 page 27 de l'étude SUPELEC.
5. Calcul du gain en € = gain sur les pertes en MW x Prix x Durée de fonctionnement.

Direct Energie indique qu'il serait préférable de considérer les prévisions de prix de marché (forward) plutôt que de se baser sur une moyenne des prix historiques, de sorte à assurer une cohérence d'ensemble à l'élaboration du prochain TURPE. RTE précise que les prix proposés pour les différentes filières correspondent aux données fournies par les producteurs lors des bilatérales.

3.3 Présentation des remarques sur l'étude SUPELEC/RTE

ALPIQ, CNR, EDF, EON et la FEE ont transmis une note comprenant l'ensemble de leurs remarques sur l'étude SUPELEC/RTE concernant les coûts de disponibilité de puissance réactive. Cette note ainsi que la présentation d'EDF en séance sont disponibles sur le site concerte.

En synthèse, les producteurs ont formulé les remarques suivantes :

« *La simplification excessive du processus de dimensionnement des alternateurs présentée dans l'étude Supélec 2015, qui se résume à une méthode analytique (très simplifiée), n'est pas justifiée. Dans la réalité, la modélisation de machines synchrones est une science propre à chaque constructeur qui doit prendre en compte l'ensemble des contraintes (électrotechniques, physiques et industrielles) pour optimiser le design et ainsi réduire les coûts tout en maximisant le rendement et la fiabilité.*

Parmi les points les plus contestables, on notera :

- *la non prise en compte de la tension stator (Us) qui est un élément essentiel pour le dimensionnement des machines ;*
- *le choix de fixer la tension réseau à Udim ;*
- *la modélisation trop simplifiée du transformateur proposée dans l'étude alors que des modélisations plus complètes sont disponibles et couramment utilisées ;*
- *des pertes importantes qui n'ont pas été prises en compte dans l'étude et qui de surcroît dépendent du dimensionnement. Il faudrait les intégrer à l'étude au moyen d'une évaluation réelle pour chaque dimensionnement.*

- *certaines pertes qui ne peuvent pas être supposées « indépendantes du point de fonctionnement ».*
- *certaines conclusions reposent sur des présupposés contestables (exemple du dimensionnement des conducteurs).*

Les Producteurs s'interrogent sur la possibilité de corriger ou réorienter une telle étude dans les délais impartis et sur ce qu'il faut en tirer. »

RTE formule deux remarques sur la présentation d'EDF :

- Les Producteurs considèrent que « *la référence pour la présentation d'une capacité en réactif doit être tan $\phi_{alternateur}$=0 mesuré au niveau des bornes de l'alternateur* ». RTE conteste cette position et considère que la référence est tan $\phi_{réseau}$=0 car l'ensemble des exigences réglementaires pour le raccordement (Codes, décrets et arrêtés) sont bien fixées au point de connexion. Une installation ne participant pas au réglage de la tension devrait ainsi respecter tan $\phi_{réseau}$=0 pour ne pas perturber le système après son raccordement.
- Les fourchettes présentées pour les pertes mécaniques et les pertes de ventilation (slide 6) ne sont pas conformes avec les éléments présentés dans la note associée. Ainsi la fourchette basse pour les pertes mécaniques serait de 7% et de 0 (données TI) ou 7% (données constructeur) pour la ventilation.

RTE partage les remarques des producteurs concernant les pertes mécaniques, les pertes de ventilation, les pertes fer et les pertes d'excitation. Ces pertes dépendent effectivement du dimensionnement de l'installation et elles doivent être intégrées à l'étude pour statuer sur l'évolution des pertes relatives au surdimensionnement.

RTE explicite le modèle considéré dans l'étude SUPELEC/RTE pour calculer les pertes :

- Rendement fixé 98,7% ;
- Concernant l'alternateur, pour le point de fonctionnement nominal, les pertes joules stator représentent 29% et les pertes joules rotor 20% ;
- Les autres pertes de l'alternateur, y compris mécaniques, de ventilation et d'excitation, sont appelées pertes fer et supplémentaires. Elles ne dépendent pas de la puissance de dimensionnement Sdim (biais de l'étude) ;
- Dans le transformateur, seules les pertes joules sont considérées et les pertes fer sont négligées (biais de l'étude mais du second ordre selon RTE). Mais l'impact des pertes fer doit être pris en compte surtout lorsque le transformateur est peu chargé (cas des ENR) car les pertes fer deviennent prépondérantes dans le transformateur.

Le document détaillant de façon plus précise le modèle de calcul utilisé est disponible sur le site concerte.

EDF souligne la grande diversité dans la répartition entre les différentes pertes (joules, fer, mécaniques, ventilation…) en fonction du type d'alternateurs (hydrauliques, thermiques) et des constructeurs. Par ce biais, EDF remet en question la justesse d'un calcul général et simpliste à appliquer sur l'ensemble du parc de production français, et sans données provenant de dimensionnement réel pour un groupe à tan ϕ= 0

Néanmoins, RTE considère qu'il est nécessaire de mener à son terme cette étude concernant la dépendance des pertes en fonction du dimensionnement. Pour cela, RTE propose aux membres du GT de mettre à jour l'étude SUPELEC/RTE sur la base des remarques Producteurs. Ces travaux pourraient être menés au sein d'un GT expert réunissant Producteurs / RTE / SUPELEC / Constructeur. Les Producteurs répondront à cette proposition lors du prochain GT.

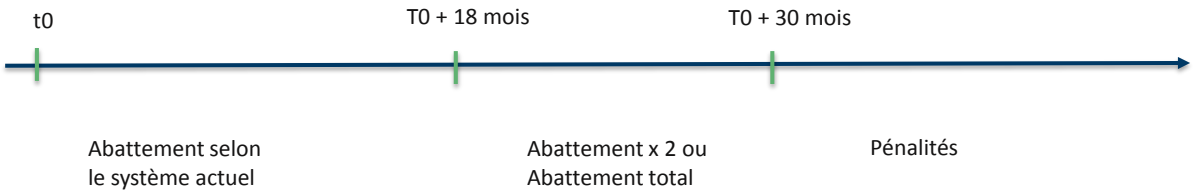
3.4 Proposition d'évolutions du système d'abattements et de pénalités

Concernant le système d'abattements pour gérer les indisponibilités (programmées ou fortuites), RTE propose :

1. de systématiser la durée d'indisponibilité D à 90 jours => Suppression de l'ensemble des dérogations qui entrainent une iniquité de traitement et des difficultés de suivi.
2. En contrepartie une suppression du cas 2 qui prévoit un abattement rétroactif lorsque l'indisponibilité dépasse de plus de 60 jours la date prévue pour le retour des travaux.

Les producteurs considèrent cette proposition pertinente et s'engage à l'étudier pour le prochain GT.

Pour le système d'abattements et de pénalités destiné à gérer les défaillances de réglage, RTE propose de supprimer la date de mise en conformité et d'appliquer le schéma suivant :



En contrepartie, RTE propose une diminution du montant des pénalités :
5 x Jpen x %def x (PF + PV) => **3** x Jpen x %def x (PF + PV)

Les producteurs ne sont pas favorables à l'abandon de l'échange permettant de caler une date de mise en conformité car la résorption d'une défaillance nécessite parfois un arrêt long qui peut être programmé dans plusieurs années. D'ailleurs, cette réalité technique et industrielle avait bien été prise en compte dans le contrat : « Pour les Responsables de Réserve ayant conclu un Contrat de Gestion Prévisionnelle, la Mise en Conformité des Entités de Réserve de type injection ou des Groupes de Production les constituant est réalisée en principe lors du prochain arrêt programmé, figurant au Planning de Référence, dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité de l'Entité de Réserve ou du Groupe de Production. ». La date prévisionnelle peut donc se trouver reportée au-delà du prochain arrêt (voire encore plus loin). RTE rappelle néanmoins que le contrat prévoit dans le cas normal de placer la date de mise en conformité au prochain arrêt programmé. Or RTE constate qu'un grand nombre de remise en conformité sont placées au-delà du prochain arrêt, ce qui n'est pas conforme à l'esprit du contrat.

Les producteurs ne souhaitent pas rendre systématiques les pénalités après 2 ans et demi car la durée des aléas industriels et le temps nécessaire pour les résorber peuvent être très

variables. Les producteurs jugent que le système présenté par RTE comporte un risque financier trop important.

Néanmoins, RTE rappelle que le système actuel ne permet pas une équité de traitement et que l'objectif pour RTE est d'obtenir une résorption des écarts qui soit la plus rapide possible. Une solution évoquée serait d'appliquer le mécanisme proposé ci-dessus lorsque RTE et le producteur ne s'accorde pas sur la date de mise en conformité.
Les producteurs estiment que le système proposé ne permettra pas à RTE d'obtenir le résultat escompté (réparations au plus vite), car les producteurs devront toujours arbitrer entre leurs différentes contraintes (disponibilité pour la puissance active, disponibilité des pièces et des équipes pour la réparation, à mettre en balance avec l'ensemble rémunération/abattement/pénalités pour le réglage de la tension).

3.5 ZEC spécifique RST

RTE présente la problématique technique qui concerne essentiellement les installations hydrauliques (cf présentation).
RTE demande aux producteurs concernés de préciser lors d'un prochain GT (proposition pour le GT du 2 février) la problématique technique et le périmètre des installations concernées.

4. PROCHAINS GT

RTE et les producteurs conviennent d'aborder les points suivants lors du prochain GT :

- Retour RTE sur la différence entre « clé FERC » et « clé RTE » ;
- Retours Producteurs sur la réalisation d'une nouvelle étude concernant la dépendance des pertes en fonction du dimensionnement ;
- Analyse de la prise en compte des gains de rendement dans la rémunération des SSY Tension et dans les prix de marché ;
- Analyse des modèles de rémunération retenus dans le rapport de concertation. Contributions RTE et Producteurs avec possibilités d'évolutions des modèles ;
- Retours Producteurs sur les propositions RTE concernant le système d'abattements et de pénalités.

Le calendrier des prochains GT défini le 22 septembre est rappelé ci-dessous :

Dates	GT Tension ou CS (Compensation Synchrone)	Thème et Objectifs
19 janvier 2016	Tension	Choix d'un modèle de rémunération
2 février 2016	Tension	1ère version révisée des Règles SSY Tension
15 mars 2016	Tension	Définir le système d'abattement et de pénalités et écriture des Règles
29 mars 2016	CS	Ecriture des Règles
5 avril 2016	Tension	Définir les formules de rémunération et écriture des Règles
2 mai 2016	Tension et CS	Dernier échange sur les Règles avant mise en consultation
13 mai au 6 juin 2016		Mise en consultation du projet de Règles SSY Tension
7 juin au 1er juillet 2016		Rédaction du bilan de consultation et proposition d'évolutions de Règles SSY Tension à la CRE