Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Tension »
Spécifique à la participation de la production EnR HTA au réglage de la tension

Compte rendu de la réunion de concertation du 6 novembre 2020

1. PARTICIPANTS A LA REUNION

NOM	SOCIETE
Nadine Berthomieu	ADEME
Rémi DEBREYNE	BORALEX
Christophe MONTBROUSSOUS	CNR
Stéphane GERVAIS	EDF
Alberto TOMASIN	EDF
Matthieu BEAUVOIS	EDF-EN
Matthieu GONDOLO	ENEDIS
Hervé LEXTRAIT	ENEDIS
Victor GOMES	ENERCON
Aimé BOSCQ	ENERPLAN
Sébastien GIMENEZ	ENGIE
Lina RUIZ	ENGIE
Régis BLANC	ENGIE GREEN
Quentin DENOEUD	ENGIE GREEN
Théo ANDRE	FEE
Etienne BALAZARD	FEE
Xavier CASIOT	FRANCE-HYDRO-ELECTRICITE
Sean VAVASSEUR	SER
Aimé BOSCQ	ENERPLAN
Fabien PETIT	SRD
Michael MONNIER	BAYWA-RE
Emeline GUIU	RTE
Camille HENRIQUES	RTE
Jean LACOSTE	RTE
Hervé LEFEBVRE	RTE
Stéphane POLLINO	RTE
Vincent SERMANSON	RTE
Raphaël SIERRA	RTE

2. ORDRE DU JOUR

L'ordre du jour de ce GT Tension dédié à la participation de la production HTA au réglage de la tension du 6 novembre 2020 était le suivant :

1. Rappel du besoin de RTE concernant le réglage de la tension et de son évolution à court terme
2. REX de l'été sur le réglage tanphi effectué
3. Proposition de RTE et d'ENEDIS pour la gestion du stock de parcs actuellement raccordés
4. *Proposition de RTE concernant la gestion du flux des raccordements futurs*
5. *Discussions sur les suites possibles du réglage de la tension par la production HTA*

Les points 4 et 5 n'ont pas été abordés lors ce GT à cause d'un manque de temps mais le seront lors d'un prochain GT.

3. PRESENTATIONS – REMARQUES DES ACTEURS

3.1 Rappel du besoin de RTE concernant le réglage de la tension et de son évolution à court terme

RTE commence par décrire le contexte sur la gestion des tensions, en rappelant l'ensemble des leviers disponibles pour régler les contraintes de tensions.
Historiquement ce sont les problèmes de tensions basses qui mettaient en péril la stabilité du réseau (car la cause d'écroulement de tension). Mais récemment ce sont les tensions hautes de plus en plus importantes qui sont problématiques, provoquant une usure prématurée des matériels ainsi qu'un risque humain pour les intervenants sur le réseau.
RTE rappelle quels sont les 3 leviers de réglage de la tension :

- **Levier producteur RPT**, le plus important qui permet un maintien dynamique de la tension et qu'on appelle Services Systèmes Tensions
- **Levier réseau de transport** qui consiste à mettre des moyens de compensation directement sur le réseau (condensateurs, selfs etc)
- **Levier consommateurs et distributeurs** qui permet de maîtriser la consommation/injection de puissance réactive à travers l'utilisation de gabarits tarifaires

RTE constate depuis quelques années une baisse continue de la consommation en réactif d'environ 400 Mvar/an, contribuant à la hausse des tensions. Cette baisse de consommation en réactif s'explique par 3 phénomènes principaux :

- La mise en souterrain des réseaux
- L'arrivée massive de la production sur les réseaux de distribution
- Un changement structurel des charges domestiques (moins consommatrices de puissance réactive)

ENGIE GREEN demande des précisions sur les périodes de temps exactes où les contraintes de tensions hautes sont les plus fortes. RTE explique que cela correspond aux week-ends et périodes d'été.

RTE souligne le fait que les zones en contraintes de tension sont fortement évolutives dans le temps et l'espace. En effet la tension est un phénomène local, certaines zones du réseau peuvent donc être en absorption tandis que d'autres sont en injection de réactif au même moment. Il est donc nécessaire pour RTE de disposer de capacités réparties sur l'ensemble du territoire afin de pouvoir répondre à ces contraintes.

RTE met en valeur l'investissement en moyens de compensations opéré afin de pallier à la baisse de consommation en réactif. En effet la capacité de selfs installées est de 8 Gvar en 2020, pour un rythme

d'investissement d'environ 10 à 20 M€ /an qui aboutira à un parc d'environ 12 Gvar en 2025. Cependant, RTE identifie un besoin en capacités supplémentaires :

- diffuses sur le territoire car les zones en tension évoluent au cours du temps
- pour gommer les dépassements résiduels en « tassant » le plan de tension

RTE illustre l'impact des selfs sur le réseau à l'aide d'une animation (basée sur une étude prévisionnelle 2025 de RTE) montrant que l'installation de ces moyens de compensations permet de résoudre la majorité des contraintes en tension haute. Malgré tout, il existe un réel besoin d'un réglage supplémentaire plus diffus.

L'animation montrant uniquement le réseau 225kV, France-Hydro-Electricité demande s'il existe une cohérence du signal tension sur la distribution lorsqu'on corrige le 225 kV. C'est-à-dire lorsqu'on corrige la tension sur le réseau 225 kV, corrige-t-on aussi sur le RPD local ou peut-il y avoir des oppositions ? RTE répond que les contraintes et changements se répercutent effectivement sur le RPD et les corrections sur le 225kV permettent de gagner des marges de manœuvres sur les réseaux inférieurs. Cependant certaines contraintes persistent malgré un couplage entre les différents réseaux.

La FEE et la SER demande des explications supplémentaires sur l'animation et les hypothèses de l'étude dont elle est issue. L'animation prend-t-elle bien en compte les développements de la production/consommation d'ici 2025 ? RTE répond par l'affirmative et explique que l'étude est basée sur un brassage statistique de différents scénarios de production et consommation. La FEE s'interroge sur le choix de l'année 2025 pour l'étude réalisée par RTE et demande si d'autres études ont été faites au-delà de 2025. RTE explique que l'échelle d'installation d'une self est de quelques années et qu'il est compliqué de réaliser ce genre d'étude au-delà de 2025. En effet elle nécessite une décomposition au niveau de chaque poste (étude macro impossible car la tension est un phénomène locale) il existe une grande évolutivité du réactif. Ainsi, les résultats ne seraient pas très fiables au-delà de 5 ans.

RTE aborde ensuite le sujet du réglage tanphi, réglage qui peut être opéré par les producteurs HTA. RTE explique que l'utilisation de ce gisement HTA ne remet pas en cause les investissements en selfs sur le RPT. Pour cela, RTE s'appuie sur une étude supposant une activation en tanPhi -0,3 des Productions HTA sur l'ensemble des parcs actuellement en file d'attente et constate :

- Un effet sensible de ce levier sur les tensions, hétérogène selon les postes
- Mais insuffisant pour franchir le seuil d'investissement des selfs prévues

L'ADEME demande une précision de coûts entre les 2 solutions que sont les selfs et le réglage tan phi, et notamment sur comment est abordé le coût du réglage tan phi. RTE rappelle que l'interclassement économiques de ces 2 solutions est connu et approché d'un point de vue « coûts pour la collectivité » côté RTE. Le réglage effectué par la production HTA ne remet pas en cause l'investissement en selfs car c'est un levier complémentaire aux investissements réseau.

RTE présente ensuite une animation similaire à la précédente, mais illustrant cette fois l'effet du réglage tan phi sur les contraintes de tensions hautes. S'ensuit alors de nombreuses questions de la part des participants.

La SER s'interroge sur le volume de production pris dans la simulation, notamment sur la file d'attente, et demande également si des simulations avec un réglage Q constant ont été réalisées. RTE explique que le volume pris dans l'étude correspond à la production existante ainsi qu'a des estimations pour

la file d'attente, le tout en filtrant la production raccordée en départ direct HTA. DE plus, les simulations ont été pour l'instant uniquement faites pour un réglage tan phi.

ENGIE s'interroge sur la valeur 0,3 prise pour la tan phi et sur la sensibilité du résultat des simulations sur ce coefficient : serait-il très différent si la tan phi était à 0,35 ou 0,4 ? RTE explique que la valeur 0,3 parait être le bon choix pour l'instant, mais qu'effectivement des simulations peuvent être faites avec d'autres valeurs.
De plus ENGIE soulève la contradiction entre l'affirmation par RTE que les contraintes de tension sont évolutives et l'installation de selfs qui sont des moyens de compensation fixes. ENGIE souligne que des condensateurs ont été installés auparavant pour régler les problèmes de tensions basses et s'interroge sur leur utilité actuelle. RTE explique que dans la configuration actuelle tous les moyens de réglage ne peuvent pas être dynamiques. De plus, il y a toujours besoin de condensateurs même si le besoin est de moins en moins important, car le besoin varie encore aujourd'hui entre absorption et fourniture de réactif selon les périodes.
ENGIE souligne le fait qu'il est demandé aux producteurs de s'équiper pour respecter certaines exigences de capacités constructives mais que ces capacités ne sont pas mises à contribution et que cela manque de logique pour les producteurs. RTE répond que c'est bien l'objet de ce GT de se mettre d'accord sur ce qu'il est possible de faire.

ENERCON explique que la loi de réglage en tan phi en absorption est le réglage usuel utilisé sur le RPD mais qu'il ne pense pas que ce soit la meilleure solution pour le problème de RTE ici car les câbles sont inductifs quand il y a beaucoup production. Pour ENERCON, la méthode optimisée serait une consigne tanphi en absorption ou injection selon la situation. RTE remarque que les câbles sont faiblement chargés (donc fortement capacitifs) la plupart du temps. ENERCON répond qu'ils sont inductifs à partir de 40% de charge, ce qui est effectivement au-dessus du taux de charge moyen observable.

France-Hydro-Electricité demande si ce n'est pas simplement une question de répartition géographique des moyens de production pour l'efficacité entre production ou self (effet du local) plutôt que le moyen technique lui-même. RTE répond qu'en effet les deux facteurs interviennent.

France-Hydro-Electricité s'interroge sur l'utilisation de compensateur synchrone indépendant, et demande si l'utilisation d'alternateur à vide n'est pas possible pour régler les problèmes de tensions hautes. En effet elle explique qu'il en existait avant sur le RPT et que ce moyen permet une grande souplesse de fonctionnement. RTE répond qu'aujourd'hui la compensation synchrone est faite grâce au parc existant et que l'utilisation de compensateurs synchrones indépendants s'applique surtout dans le cas des réseaux dits faibles pour apporter de l'inertie (Australie, Etats-Unis). Leur fonction principale n'est donc pas le réglage de la tension. Cependant, ce moyen de compensation est étudié dans les études long terme par RTE qui prend compte de la remarque.

ENEDIS s'interroge sur un graphique présenté par RTE, montrant le nombre d'heures de fonctionnement de selfs nécessaires pour éviter les dépassements avec et sans réglage tanphi par la production HTA pour différents postes. En effet, on observe qu'il y a deux postes pour lesquels la tanphi a beaucoup d'impact et d'autres où il n y'a quasiment aucun effet. ENEDIS demande si RTE a des explications pour cet écart et si l'une d'elles peut être le fait que pour certains postes les dépassements sont causés par la production HTA elle-même et que le réglage tanphi permet seulement de compenser cet effet. RTE explique que l'écart observé est dû à différents facteurs, notamment que c'est un phénomène très local et que l'impact du réglage tanphi dépend fortement du gisement ENR de la zone.
Selon ENEDIS, ce réglage est un vrai levier économique pour eux car il permet de faire de la place pour le raccordement d'autres installations dans les réseaux basses tensions.

RTE montre ensuite que les raccordements ENR sur le RPD contribuent à la hausse des tensions, même si ce n'est pas la cause majeure. En effet ces raccordements nécessitent des câbles qui ont une tanphi en fourniture et RTE estime à 50 Mvar/an le surplus annuel de réactif à compenser induit par ces câbles (vs 200 Mvar/ an pour le reste des enfouissements HTA). Ainsi, la production HTA contribue aux tensions hautes via son raccordement, RTE pense qu'il est donc nécessaire d'intégrer cette composante dans la recherche d'une solution optimale.

3.2 REX de l'été sur le réglage tanphi effectué par certains producteurs

RTE présente un REX des essais du réglage tanphi effectués suite à la crise COVID.
Il y a eu une première vague de sollicitation de 12 postes (79 parcs) en avril, à laquelle les producteurs ont bien répondu (taux d'accord de 72% pour les parcs), pour un total de 57 parcs et 544 MW effectuant le réglage. Une deuxième vague moins efficace a abouti à 24 parcs et 249 MW supplémentaires.
RTE détaille le REX sur 2 postes de la région de Lyon (Evaux-Les bains et Boussac) et montre que le réglage tanphi= 0,3 appliqué par les producteurs a effectivement permis un gain en réactif, observable au niveau des postes (10,5 Mvar au total sur ces 2 postes).
Ce gain en réactif permet d'éliminer une part significative des dépassements. En effet les valeurs de dépassements observés sur les 12 postes sont de l'ordre de 0,5 kV, tout comme le gain en tension apporté par le réglage tanphi. Ainsi ce réglage permet souvent de passer sous le seuil de tension défini par RTE. RTE estime à 65% le pourcentage des dépassements qui ont pu être évités (cela correspond à 91h de dépassement évitées sur ces 12 postes). Le réglage tanphi est donc selon RTE une méthode adaptée pour lisser la tension et éliminer une grande partie des dépassements, et permet donc de soulager la gestion des contraintes en tension hautes.
RTE exprime également le souhait que les producteurs ayant effectué le réglage pendant la période printemps-été réalisent un REX vu des producteurs pour le prochain GT.

ENGIE GREEN souligne le fait que ce REX soit une vision macro des dépassements, et demande confirmation qu'il y ait bien des contraintes de tensions hautes même quand il n'y a pas de production EnR et donc pas de tanphi. ENGIE GREEN demande également s'il y a études de tension plus précises sur ces heures où la production est faible. RTE répond que le réglage tan phi ne règle effectivement pas tous les problèmes et que les contraintes tensions hautes persistent quand la production est très faible. RTE explique aussi que pour l'instant les données nécessaires pour faire des études plus précises ne sont pas disponibles.

EDF-EN souligne le fait que le réglage tanphi a comme impact la réduction de durée de vie des gros composants à cause de l'élévation de température qu'il engendre. RTE prend note de la remarque et invite les producteurs à présenter toutes ces remarques et informations au prochain GT dans un REX producteur.

3.3 Proposition de RTE et ENEDIS pour la gestion du stock de parcs actuellement raccordés

A. Côté RTE

RTE explique que les producteurs ont l'obligation réglementaire (via les arrêtés de raccordement) et contractuelle (via le CARD) de mettre à disposition des capacités constructives permettant le bon fonctionnement des réseaux
A court terme, RTE souhaite solliciter ces capacités via une modification de la tangente phi en période estivale dans les zones où se concentrent la majorité des tensions hautes.
RTE n'envisage pas de rémunérer ce dispositif pour les raisons suivantes :

- Cela permet de compenser le réactif produit par le raccordement ENR qui induit des couts pour la collectivité
- Il n'est pas demandé d'investissement matériel lourd, les couts engendrés (frais déplacement, …) paraissent faibles
- Cette disposition n'est pas nouvelle, elle est prévue contractuellement par le CARD

BORALEX mentionne le fait que la production n'a pas la main sur le contrôle de l'installation concernant la tanphi, et donc le changement en cours d'année ne les arrange pas. Ils préfèreraient un même réglage toute l'année car cela prend du temps de configurer le réglage sur un grand nombre de parcs 2 fois par an. Boralex possède des installations sur le RPD et le RPT, et explique que les procédures de réglage sont plus simples sur RPT. En résumé, c'est le fait de devoir passer par un intermédiaire (le turbinier) pour le réglage tanphi sur le RPD qui pose problème et qui est fastidieux. RTE prend note de la remarque et demande si le problème existe pour tous les types de technologies et s'il n'est pas aussi lié à la stratégie d'entreprise.

La SER fait remarquer que le code RFG n'oblige en fait pas à utiliser les capacités constructives à la demande de RTE mais seulement à les avoir à disposition. C'est une obligation légale et non réglementaire de les utiliser et dans l'article L321-11 du code de l'énergie concernant ce point, il est dit explicitement qu'il doit y avoir une rémunération pour tous les producteurs (y compris HTA) à l'utilisation des capacités constructives. La SER insiste sur le fait que certes il faut être capable de faire le réglage tan phi au niveau contractuel, mais que la rémunération est obligée du point de vue légal. RTE prend en compte la remarque et va étudier le sujet plus en profondeur pour le prochain GT.

Boralex demande pourquoi ce serait aux producteurs éoliens de faire face aux contraintes de tensions hautes l'été alors que la majeure partie d'entre elles est due aux câbles qui sont présents toute l'année. Boralex considère que les problèmes de câbles ne les concernent pas totalement. RTE répond que c'est l'été où les problèmes de tensions hautes sont les plus prégnants et que la fourniture en réactif des câbles s'ajoute à d'autres phénomènes comme une consommation plus faible.

ENGIE souligne le fait que les câbles aériens du RPT sont également capacitifs, la consommation étant moins faible en été. Et donc les contraintes de tensions hautes viennent aussi du RPT, côté RTE. RTE a conscience de ce fait et agit pour faire face aux tensions hautes, en investissant en selfs notamment et même parfois en mettant hors tensions certaines lignes.

La FEE fait remarquer que le cadre contractuel CARD évolue au cours du temps, et ainsi le CARD n'est pas tout à fait le même pour tous les producteurs. RTE confirme et explique que ce point sera précisé ultérieurement lors du GT avec des slides d'ENEDIS notamment.

La SER souligne que le raccordement ENR est fait sur le RPD et donc sur la propriété du GRD. Pour la SER, c'est le périmètre de responsabilité GRD et donc les contraintes de tensions hautes sont un problème d'exploitation (périmètre de responsabilité-RPD). La SER pense que c'est un renversement de responsabilité de demander aux producteurs de régler les problèmes de tensions hautes sur le RPD/RPT sans rémunération. RTE rétorque que c'est de la responsabilité de tous d'assurer un réseau stable étant donné que chacun s'en sert et a un impact sur celui-ci.

France-Hydro-Electricité demande si le renforcement des lignes ne pourrait pas être une solution aux contraintes de tensions hautes l'été. RTE explique que c'est possible en théorie mais que cela coûte très cher. En effet cette solution est l'une des plus coûteuses dans un interclassement économique des solutions.

RTE propose une gestion du stock des parcs actuellement raccordés qui prend en compte les capacités effectives des parcs. En effet, RTE souligne le fait que le but est de ne pas induire d'investissements couteux aux installations ne répondant pas aux exigences.. RTE demande également une contribution aux producteurs : préparer une présentation des contraintes que cet objectif leur pose pour le prochain GT.

B. <u>Côté ENEDIS :</u>

ENEDIS explique comment le processus du réglage tanphi va se mettre en place.
La première étape est la collecte d'information auprès du client afin d'établir les capacités en réactif maximales du client. Cela passe par un courrier de prévenance envoyé au plus tard 3 mois avant la date anniversaire afin d'établir le Qmin du client.
La deuxième étape est la modification contractuelle, qui passe par une notification ou l'envoi d'un avenant selon les versions du CG, au plus tard 2 mois avant la date anniversaire. Le but étant d'établir une consigne de tanphi saisonnalisée.

La FEE s'interroge sur la possibilité d'utiliser l'envoi de TVC par ENEDIS, car cela éviterait aux producteurs de devoir passer par un turbinier.

Boralex fait remarquer qu'il serait bien d'avoir une tolérance de quelques jours lors du changement de tanphi, le temps de changer la consigne sur tous les sites. Pour Boralex il paraît compliqué que tous les changements soient faits le 1er novembre. ENEDIS explique qu'il n'est pour l'instant pas possible d'être flexible car ce n'est pas prévu dans le CARD. Néanmoins la remarque est prise en compte et ce point pourra être discuté par la suite.

France-Hydro-Electricité s'interroge sur l'épaisseur du bandeau qui sera appliqué l'été. ENEDIS répond que la plage de tolérance sera de 0,1 habituellement. ENEDIS rappelle également que le but ici est qu'il n'y ait pas de surinvestissement pour les producteurs.

EDF-EN s'interroge sur le travail de sélection des parcs et demande ce qu'il en est des parcs pour lesquels il y aurait des défaillances lors du réglage tanphi ainsi que sur les pertes en MW engendrés par ce réglage. ENEDIS explique qu'il n'y a pour l'instant pas de moyens de ne pas appliquer le contrat pour tous les clients pour des raisons de non-discrimination (c'est-à-dire ne pas pénaliser si le réglage demandé n'est pas fait si le producteur n'arrive pas à le faire), toutefois la remarque est prise en compte et pourra être discutée ultérieurement.

La SER explique que les producteurs ont entendu le besoin mais veulent être rémunérés pour le faire. Leur proposition est d'aller voir la CRE en collaboration avec RTE afin de se mettre d'accord sur la rémunération de façon non discriminatoire par rapport aux producteurs HTB qui sont rémunérés dans le cadre des Services Système Tension. RTE explique que les contraintes et le service attendu dans le cadre des Services Système Tension n'est pas équivalent au réglage en tangente phi.

ENGIE s'interroge sur un rapport de la CRE disant que RTE prévoit une forte évolution des Ssy : a quoi cela fait référence? ENGIE demande si c'est en lien avec des réflexions pas encore mûres sur le réglage tanphi et une possible rémunération. De plus, ENGIE regrette que les sujets n'aient pas avancé depuis le rapport de RTE de 2018 et que les producteurs soient mis devant les faits accomplis. RTE explique que les réflexions sur des évolutions des SSy n'en sont qu'à leur commencement et qu'il n'y a rien de concret à l'heure actuelle.

ENGIE GREEN s'exprime en disant que les producteurs ont compris qu'il allait falloir être flexible et pilotable afin de pouvoir tenir la tension, et que la clé est de voir ensemble comment gérer au mieux ce type de service. En effet les producteurs ne veulent pas faire du réglage de la tension gratuitement et veulent une rémunération juste. ENGIE ajoute que RTE va devoir s'adapter à un changement de la production : dans le futur il y aura moins de centrales nucléaires à piloter mais beaucoup de parcs ENR.

RTE propose d'organiser la suite de ce GT le mois prochain afin de continuer la présentation ainsi que les discussions.

3.4 Relevé d'actions décisions

Action / Décision	**Qui**	**Echéance**
Analyse juridique du CARD	RTE-ENEDIS	Prochain GT
REX de l'été du point de vue producteurs	Producteurs	Prochain GT
REX de l'été (données de puissances réelles)	ENEDIS	Prochain GT
Informations sur les contraintes engendrées par le réglage tanphi	Producteurs	Prochain GT