Documentation Technique de Référence

Chapitre 4 - Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.2 - Réactif à l'interface ~~des gestionnaires de réseaux publics d'électricité~~ avec le réseau public de transport

10 pages

Document valide pour la période du 01/03/~~08/2020~~2021 à ce jour Version ~~4~~5

Document valide pour la période du ~~3/08/2020~~01/03/2010 à ce jour

SOMMAIRE

~~1 RAPPEL DES REFERENCES ..... 3~~

~~2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS ..... 3~~

~~3 PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION ..... 4~~

~~3.1 STRATEGIE D'EXPLOITATION ..... 4~~
~~3.2 CONTRIBUTION DES POSTES SOURCES DES DISTRIBUTEURS AU REGLAGE DE LA TENSION ..... 5~~

~~4 PRINCIPES GENERAUX POUR LES ETUDES DE TENSION EN HTB AU NIVEAU DES POSTES SOURCES ..... 6~~

~~5 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES ..... 7~~

~~5.1 GABARIT TARIFAIRE DU REACTIF A L'INTERFACE RPT/RPD ..... 7~~
~~5.2 CAPACITE « CONSTRUCTIVE » DES POSTES ..... 12~~

~~6 EXPERIMENTATIONS SUR LA GESTION DU REACTIF A L'INTERFACE RPT/RPD ..... 12~~

1 RAPPEL DES REFERENCES 3

2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS 3

3 PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION 4

3.1 STRATEGIE D'EXPLOITATION 4
3.2 CONTRIBUTION DES POSTES SOURCES DES DISTRIBUTEURS AU REGLAGE DE LA TENSION 5

4 PRINCIPES GENERAUX POUR LES ETUDES DE TENSION EN HTB AU NIVEAU DES POSTES SOURCES DES DISTRIBUTEURS 6

5 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES 7

5.1 GABARIT TARIFAIRE DU REACTIF A L'INTERFACE RPT : CAS GENERAL 7
5.2 CAS PARTICULIER DES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION COMPORTANT DES UNITES DE PRODUCTION 9
5.3 GABARIT TARIFAIRE DU REACTIF A L'INTERFACE RPT POUR LES DISTRIBUTEURS 10
5.3.1 Capacité « constructive » des postes sources distributeur 12

1 RAPPEL DES REFERENCES

❑ Exigences réglementaires :

- Règlement n°2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.
- Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Au même titre que la fréquence, la tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques.

De nombreux facteurs font fluctuer la tension : les variations lentes généralisées sont liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation alors que les variations plus rapides et locales sont liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production. Sans action de la part de RTE, la tension serait plutôt basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses. Elle subirait localement des fluctuations rapides et importantes lors des enclenchements de charges, des manœuvres ou suite aux incidents d'exploitation.

La tenue de la tension est aussi une composante essentielle de la sûreté de fonctionnement du système électrique. Les tensions basses peuvent mettre des lignes en surcharge. Elles peuvent provoquer le déclenchement des installations de production et être à l'origine d'un effondrement généralisé tel que ceux qu'ont connus la Belgique en 1982 et l'Ouest de la France et le Japon en 1987. Par ailleurs, les tensions hautes causent le vieillissement prématuré de certains équipements de réseau tels que les transformateurs et peuvent conduire à leur destruction.

Le maintien de la tension dans des plages prédéfinies est aussi essentiel pour le bon fonctionnement des récepteurs et des générateurs des utilisateurs du RPT qui, pour la plupart, ne peuvent accepter de façon durable une tension de livraison s'écartant notablement de leur tension assignée (la tolérance est usuellement de l'ordre de ±10 %). C'est pourquoi, en situation normale d'exploitation, la tension sur le RPT doit être tenue dans les plages de tensions dites «normales », indiquées au chapitre 3.1 de la DTR. Le non-respect de ces plages peut conduire au blocage des régleurs en charge des transformateurs, au déclenchement des protections dans les installations des utilisateurs ou, le cas échéant, y provoquer des dysfonctionnements et des détériorations.

Document valide pour la période du ~~3/08/2020~~01/03/2010 à ce jour

3 PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION

3.1 Stratégie d'exploitation

Pour faire face aux enjeux précédents, RTE applique pour la gestion de la tension sur le RPT une stratégie qui s'articule autour des axes suivants :

En période de faible consommation :

- Maîtriser les contraintes de tensions hautes en utilisant les capacités de réglages en absorption des groupes de production et CSPR (Compensateur Statique de Puissance Réactive) présents sur le réseau, les moyens de compensation selfique et les schémas topologiques adaptés

En période de forte consommation :

- Rechercher une exploitation à tension haute au niveau des installations de production localisée sur le réseau amont, notamment en 400 kV, en préservant leur capacité de fourniture de puissance réactive pour les besoins du réglage dynamique de la tension,
- Limiter autant que possible les chutes de tensions sur le réseau aval en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le RPT grâce à des moyens de compensation statique répartis au plus près des charges.

Dans la pratique, si la tension des sources est tenue dans une plage étroite, ce qui est généralement le cas hors situation d'écroulement, le respect du plan de tension résulte de la maîtrise des flux de la puissance réactive sur le réseau aval. En effet, on démontre aisément que dans un réseau dimensionné pour alimenter les charges avec de faibles pertes, les chutes de tension occasionnées par le transit de la puissance réactive deviennent rapidement prépondérantes à celles dont l'origine est liée au transit de la puissance active. Une exploitation efficace du réseau implique nécessairement de minimiser les transits de puissance réactive et de compenser les charges au plus près de leur localisation, ce qui a pour effet de minimiser les pertes et de maximiser la capacité de transit de puissance active.

Compte tenu de ces considérations, RTE articule la maîtrise de la tension sur le RPT autour de quatre types d'actions complémentaires :

1. La maîtrise des tensions des sources en imposant aux installations de production de mettre à ~~sa~~ disposition de RTE leurs capacités de réglage de la tension. Ces capacités sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension et, dans la mesure du possible, pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.

2. La détermination des schémas d'exploitation les plus pertinents pour assurer les transits de puissance à tension tenue en schéma normal et en cas de certains aléas (N-1, N-k) qui doivent être respectés conformément aux règles d'exploitation du RPT.

3. L'installation sur le RPT de dispositifs de compensation de la puissance réactive et de régleurs en charge sur les transformateurs, destinés à assurer, autant que possible, le découplage des tensions entre les différents niveaux (HTB1, HTB2 et HTB3).

4. L'incitation des ~~consommateurs et des Distributeurs~~utilisateurs du réseau à limiter le transit de l'énergie réactive à l'interface ~~–~~pour maîtriser les variations de tension, dans l'intérêt commun ~~des gestionnaires de réseaux~~de tous.

3.2 Contribution des Postes Sources des Distributeurs au réglage de la tension

Les capacités de production de puissance réactive que RTE mobilise auprès des producteurs raccordés au RPT ne permettent pas de couvrir les besoins des réseaux de transport et de distribution dans tous les schémas d'exploitation probables. De longue date, le système électrique français a été dimensionné et développé en s'appuyant sur la présence de batteries de condensateurs HTA dans les postes sources, aujourd'hui complétées de batteries HTB lorsque la structure du RPT et les conditions d'exploitation l'exigent. Le rôle de ces batteries de condensateurs est essentiel pour la tenue de la tension HTB, notamment au niveau des postes sources, et pour la réduction des pertes que généreraient sur le RPT des transits importants de puissance réactive.

La participation d'un Distributeur au réglage de la tension correspond à deux types d'actions complémentaires :

- soit des actions de compensation locale dans les postes qui présentent un risque pour la sûreté du réseau lors d'aléas probables,
- soit des actions de compensation globale sur l'ensemble des postes destinées à limiter les transits de puissance réactive.

C'est à ce titre que l'article 139 de l'arrêté du 9 juin 2020 stipule que « *La tenue de la tension et la compensation locale de l'énergie réactive constituent un objectif essentiel pour la sûreté du système électrique auquel le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution doivent contribuer conjointement* ».

La répartition des responsabilités entre gestionnaires de réseaux pour atteindre cet objectif doit résulter de la recherche d'un optimum collectif satisfaisant pour les utilisateurs finaux des réseaux de transport et de distribution. Elle tient forcément compte de la situation historique existante et conduit, in fine, à la définition d'une valeur limite de consommation de puissance réactive admissible dans chaque poste source.

RTE et les Distributeurs tiennent compte des évolutions de leurs réseaux notamment concernant :

- L'arrivée massive de la production renouvelable ;
- La mise en souterrain des réseaux ;

dans le cadre de leurs études sur les problématiques de tensions afin de mettre en place des actions pour une gestion optimale de la tension sur leurs réseaux.

Document valide pour la période du ~~3/08/2020~~01/03/2010 à ce jour

4 PRINCIPES GENERAUX POUR LES ETUDES DE TENSION EN HTB AU NIVEAU DES POSTES SOURCES DES DISTRIBUTEURS

Les Distributeurs sont responsables de la compensation de la puissance réactive appelée par leurs réseaux. Le seuil de compensation à chaque poste source doit être convenu avec RTE.

Afin d'exprimer les souplesses possibles en terme de compensation à l'interface avec les différents Distributeurs dans le respect des règles de sûreté, RTE dispose d'une méthodologie et d'hypothèses spécifiques pour la réalisation des études de tension :

- Horizon d'étude : Le réseau HTB et les soutirages de Puissance active et réactive sont représentés en tenant compte des évolutions prévues sur un horizon de 5 ans. Les échanges entre RTE et Distributeurs sont nécessaires à la réactualisation de ces études, (évolution de réseau, évolution du paysage des productions HTA, état des condensateurs...)
- Schéma d'exploitation : Les schémas d'exploitation et les consommations retenues correspondent à une heure où les contraintes en puissance réactive sont fortes (généralement une pointe en hiver, ou aux heures creuses…). Les schémas d'exploitation tiennent compte de l'arrivée des nouveaux ouvrages à l'horizon de l'étude.
- Production HTB : Le parc de production HTB existant est pris en compte, ainsi que les projets de nouveaux groupes présentant une forte probabilité de réalisation à la date d'horizon de l'étude. Différents scénarios de production installée sont néanmoins envisagés lorsque des incertitudes subsistent sur la présence de certains groupes à l'horizon d'étude.
- Condensateurs HTB : Les condensateurs et compensateurs HTB installés ou prévus à l'horizon de l'étude sont pris en compte.
- Soutirages de puissance active et réactive sur le réseau HTB : Une valeur de puissance réactive est déterminée sur chaque PdC/PdR grâce à une analyse statistique de l'historique des puissances réactives sur les points horaires caractéristiques de l'étude (points horaires sur lesquels la contrainte est susceptible de se produire). Les condensateurs HTA, et leur niveau d'enclenchement moyen sur les points caractéristiques, sont donc inclus dans cette hypothèse. Plusieurs scénarios de niveaux de démarrage de la production HTA sont considérés.

Sur la base de ces hypothèses qui tiennent compte du volume de condensateurs (HTA et HTB) disponible, RTE vérifie qu'en tout point du réseau HTB et notamment aux points de connexion des postes sources, la tension reste contenue dans les limites de la plage normale. Sont prises en compte les situations d'exploitation courantes les plus probables et les plus contraignantes (perte fortuite de ligne ou de groupe HTB).

RTE examine si, avec l'ensemble du parc de moyens de compensation disponible (HTA et HTB), des contraintes apparaissent à l'horizon d'étude. Cette vérification permet d'évaluer l'adéquation entre le parc de moyens de compensation actuel et le niveau de sûreté exigé (exprimé par l'intermédiaire par des plages de tension min/max), ce qui est le cas pour la très grande majorité des postes sources.

5 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES

Le gabarit tarifaire en réactif ne concerne pas les points d'interface dont la tension est maintenue par les producteurs via un réglage de tension décrit à l'article 4.2.1 de la DTR. Dans les autres cas, en particulier pour les consommateurs, les auxiliaires de production ou les distributeurs, le gabarit s'applique selon les dispositions ci-dessous.

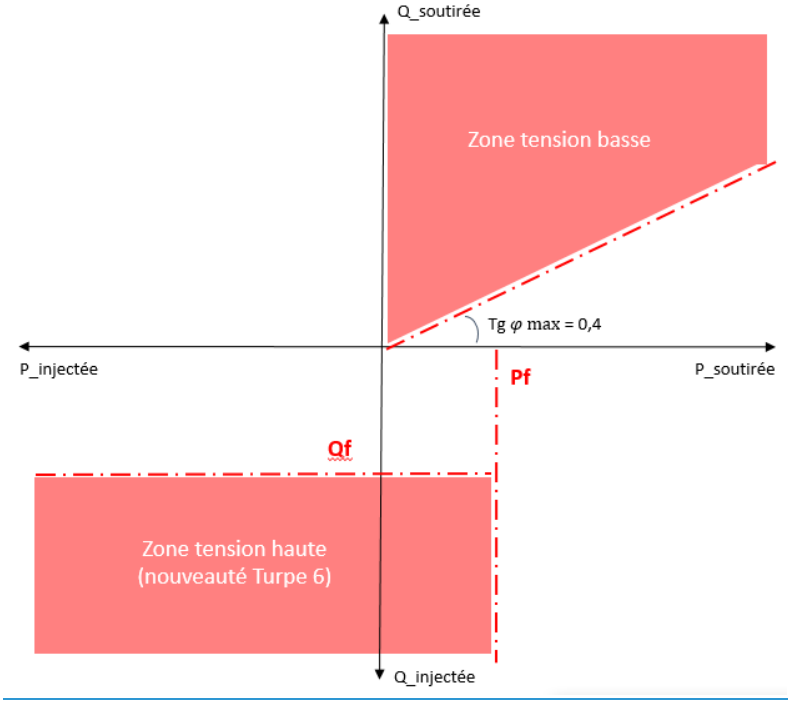
5.1 Gabarit tarifaire du réactif à l'interface RPT~~/RPD~~ : cas général

~~Conformément à la délibération~~Ce paragraphe ne concerne pas les interfaces entre deux réseaux publics d'électricité dont le cas est traité à l'article 5.3 ci-après.

La délibération de la CRE du ~~17 novembre 2016~~21 janvier 2021 relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE ~~5~~6) définit un gabarit tarifaire que doivent respecter les Clients au niveau de chaque Point de Connexion/Point de Regroupement (PdC/PdR) :

Gabarit tarifaire du réactif à l'interface (hors Distributeur)

Document valide pour la période du ~~3/08/2020~~01/03/2010 à ce jour



Légende :

P_soutirée, Q_soutirée : les puissances respectivement active et réactive soutirées depuis le RPT par le Client

P_injectée, Q_injectée : les puissances respectivement active et réactive soutirées depuis le Client vers le RPT

Conformément à la délibération, les seuils Pf et Qf sont explicités dans la DTR de RTE :

- Pf = 40%.Psmax
- Qf = -25%.Pdim

Avec, pour une année N de facturation donnée, Psmax la plus grande des puissances souscrites pondérées[1] mensuelles observées pour l'année N-1. Pdim correspond à la plus grande des valeurs entre Psmax et la valeur absolue de la puissance active maximale injectée en point horaire observée l'année N-1.

Pour le cas particulier des clients raccordés en 400kV qui n'ont pas de puissance souscrite, le maximum de puissance active soutirée en point horaire observé sur l'année N-1 est pris en lieu et place de la Psmax.

[1] Puissance calculée à partir des Puissances Souscrites Ps_i selon la formule :
Ps pondérée = $Ps_1 + \sum_{i=2}^{n} k_i * (Ps_i - Ps_{(i-1)})$
Où : i désigne la Classe Temporelle ; Ps_i est la Puissance Souscrite pour la Classe Temporelle i fixée conformément à la dernière Notification par le Client ; k_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par Classe Temporelle i (à partir du 1er août 2017, TURPE 5, k_i est à remplacer par b_i/b_1 arrondi au centième.); la valeur des coefficients k_i et b_i étant mentionnée sur le portail internet de RTE.

Dans le cas du raccordement d'une nouvelle Installation de Consommation ou de Production au RPT, il n'est pas possible de se référer à l'année N-1 pour la détermination des seuils de la zone tension haute. Une période d'observation de 12 mois est alors appliquée, à l'issue de laquelle les données dimensionnantes Pf et Qf sont calculées. La composante de l'énergie réactive sur les 12 mois passés est recalculée de manière rétroactive afin de tenir compte des dépassements réalisés en application de ces données dimensionnantes. A partir de la fin de la période d'observation et jusqu'à la fin de l'année civile en cours, la composante de l'énergie réactive est facturée mensuellement pour le PdC/PdR concerné. A la fin de l'année civile, les données Pf et Qf sont alors recalculées sur la base de l'année complète écoulée et le PdC/PdR est facturé l'année suivante comme n'importe quel PdC/PdR existant.

De même, dans le cas d'une modification importante d'une Installation de Consommation ou de Production existante susceptible de provoquer un changement des données dimensionnantes de Psmax et Pdim d'au moins 10 % ou d'1 MW (la plus grande des deux valeurs étant retenue), le client peut, selon les mêmes principes que pour un nouveau raccordement, demander à bénéficier d'une période d'observation de 12 mois pour le PdC/PdR concerné pour la zone tension haute. Dans le cas où une nouvelle période d'observation doit être appliquée avant l'échéance de la première, la première période d'observation est alors facturée à partir des données Pf et Qf calculées sur sa durée effective. Les périodes d'observations sont appliquées sur des mois calendaires entiers.

5.2 Cas particulier des Installations de Consommation comportant des unités de production

Une Installation de Consommation qui comporte des unités de production est soumise à l'article 130 de l'arrêté du 9 juin 2020 qui indique que « l'utilisateur ne doit pas être pénalisé pour l'énergie réactive non produite du fait de la participation de ses unités au réglage de la tension du réseau public de transport ».

Une unité de production participe au réglage de tension du réseau public de transport dès lors qu'il y a un point tenu en tension au point de raccordement, ce qui correspond à une unité en réglage de type 2 ou 3 tels que définis à l'article 4.2.1 de la présente DTR.

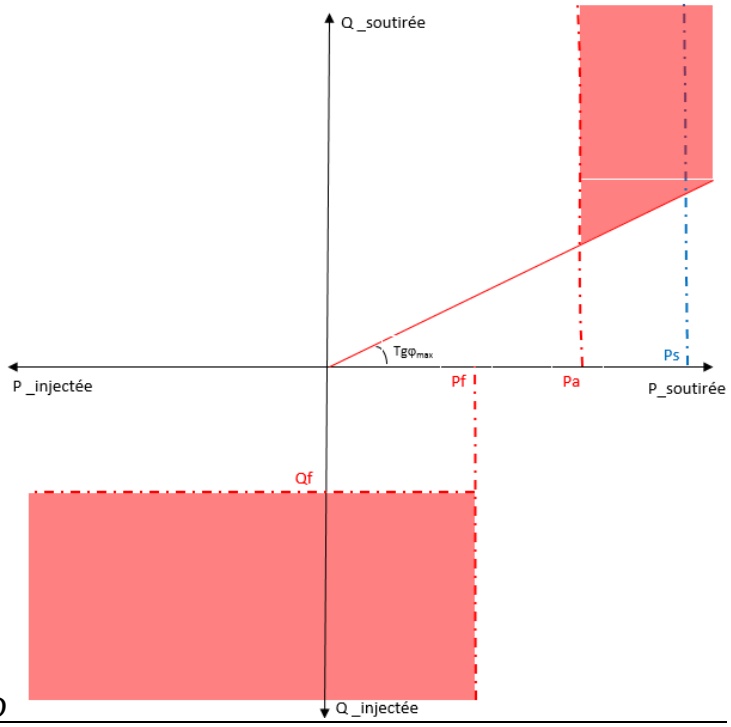
Dans ce cas, les dépassements ne seront pas facturés sur les points 10 min où l'unité de production est en réglage.

5.3 Gabarit tarifaire du réactif à l'interface RPT pour les Distributeurs

Conformément à la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE 6), les gestionnaires de réseaux publics d'électricité s'engagent contractuellement avec RTE sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent. Le non-respect des limites de compensation de puissance réactive dans les postes sources donne lieu au paiement d'une composante de l'énergie réactive.

La délibération définit un gabarit tarifaire que doit respecter le GRD au niveau de chaque Point de Connexion/point de Regroupement (PdC/PdR) :

Gabarit tarifaire du réactif à l'interface RPT/RPD



Légende :

P_soutirée, Q_soutirée : les puissances respectivement active et réactive soutirées depuis le RPT par le RPD

P_injectée, Q_injectée : les puissances respectivement active et réactive soutirées depuis le RPD vers le RPT

Conformément à la délibération, les seuils Pa, Pf, Qf sont explicités dans la DTR de RTE :

- Pa = 70%. Ps
- Pf = 40%.Ps
- Qf = -25%.Pdim

Avec, pour une année N de facturation donnée, Ps la plus grande des puissances souscrites pondérées[2] mensuelles observées pour l'année N-1. Pdim correspond à la plus grande des valeurs entre Ps et la valeur absolue de la puissance active maximale injectée en point horaire observée l'année N-1.

Dans le cas du raccordement d'un nouveau poste source au RPT, il n'est pas possible de se référer à l'année N-1. Une période d'observation de 12 mois est alors appliquée pendant laquelle le PdC/PdR concerné n'est temporairement pas facturé. A la fin de cette période d'observation, les données dimensionnantes Pa, Pf et Qf sont calculées sur la base des 12 mois écoulés. La composante de réactif est alors facturée pour ces 12 mois *a posteriori* en utilisant ces données dimensionnantes. A partir de la fin de la période d'observation et jusqu'à la fin de l'année en cours, la facturation du réactif est appliquée chaque mois restant pour le PdC/PdR. A la fin de l'année civile, les données dimensionnantes Pa, Pf et Qf sont alors recalculées sur la base de l'année complète écoulée et le PdC/PdR est facturé l'année suivante comme n'importe quel PdC/PdR existant.

De même, dans le cas d'une modification importante d'un poste source existant (transfert de charge, arrivée de production en HTA, etc…), le GRD peut selon les mêmes principes que pour un nouveau poste demander l'application d'une période d'observation de 12 mois pour le pdC/pdR concerné. Cette demande de mise en observation du PdC/PdR pour la facturation de réactif n'est toutefois possible que si la modification effectuée sur le PdC/PdR est susceptible de provoquer un changement des données dimensionnantes de Ps et Pdim d'au moins 10 % ou d'un MW, la plus grande des deux valeurs étant retenue. Dans le cas où une nouvelle période d'observation doit être appliquée avant l'échéance de la première, la première période d'observation est alors facturée à partir des données dimensionnantes Pa, Pf et Qf calculées sur sa durée effective. Les périodes d'observations sont appliquées sur des mois calendaires entiers.

Pour chaque PdC/PdR existant avant l'entrée en ~~application de la présente version de cet article DTR, une tg~~vigueur du TURPE 5, une tangente φ max a été contractualisée dans le CART sur la base d'un historique. Les valeurs de ces tangentes φ déjà contractualisées sont conservées[3].

Lorsqu'un Distributeur demande à RTE d'étudier le raccordement d'un nouveau poste au RPT, celui-ci doit être en mesure de respecter le gabarit tarifaire du réactif sous peine d'être facturé dans le cas contraire. La tangente φ d'un nouveau poste source est fixée à 0.25~~ à compter de la publication de cet article DTR~~.

[2] Puissance calculée à partir des Puissances Souscrites Ps_i selon la formule :
Ps pondérée = $Ps_1 + \sum_{i=2}^{n} k_i * (Ps_i - Ps_{(i-1)})$
Où : i désigne la Classe Temporelle ; Ps_i est la Puissance Souscrite pour la Classe Temporelle i fixée conformément à la dernière Notification par le Client ; k_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par Classe Temporelle i (à partir du 1er août 2017, TURPE 5, k_i est à remplacer par b_i/b_1 arrondi au centième.); la valeur des coefficients k_i et b_i étant mentionnée sur le portail internet de RTE.

[3] Y compris pour les postes existants faisant l'objet d'une modification de leur raccordement postérieurement à la publication de la présente version de l'article DTR. Toutefois, les tangentes φ strictement inférieures à 0.15 sont ramenées à 0.15 à partir du 1er août 2017.

Document valide pour la période du ~~3/08/2020~~01/03/2010 à ce jour

Pour un nouveau PdR : la ~~tan phi sera~~tangente φ est égale à la moyenne pondérée (pondération par les puissances de raccordement) des ~~tan phi~~tangentes φ des PdC regroupés.

Pour la modification d'un pdR : les nouveaux Pdc/Pdr prendront la même ~~tan phi~~ tangente φque l'ancien PdR auquel ils appartenaient.

~~5.2~~5.3.1 Capacité « constructive » des postes sources distributeur

La consommation et l'injection de puissance réactive au niveau du Point de Connexion/Point de regroupement ne doivent pas excéder les valeurs maximales admissibles définies dans le gabarit tarifaire du réactif à l'interface RPT/RPD. En cas de non-respect du gabarit tarifaire, le GRD est facturé pour les dépassements conformément au TURPE HTB.

Les exigences applicables aux postes sources nouveaux ou modifiés de façon substantielle (définition à l'article 5.2 de la DTR) sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.2.

La capacité constructive de contribution d'un poste source au réglage de la tension se définit historiquement par rapport au volume des batteries de condensateurs installées dans les postes sources en HTA. Toutefois, RTE et les GRD s'engagent à poursuivre leurs travaux au cours du TURPE ~~5~~6, y compris par expérimentation ~~(cf. §6)~~ pour étudier l'intérêt de faire appel à d'autres capacités constructives en réactif, notamment celles des installations de production raccordée en départ direct en HTA.

~~6 EXPERIMENTATIONS SUR LA GESTION DU REACTIF A L'INTERFACE RPT/RPD~~

~~En application de l'article 3.2.10.3 de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURPE 5), des expérimentations portant sur la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD peuvent être proposées à l'instar de ce qui existait déjà pendant la période de TURPE 4.~~

~~Ces expérimentations doivent permettre de définir les nouvelles modalités de contractualisation sur les seuils de puissance réactive en prenant en compte, d'une part les possibilités des GRD pour maitriser le réactif à l'interface, et d'autre part, les contraintes de tension identifiées sur les réseaux.~~

~~RTE et les GRD conviennent des règles suivantes pour ces expérimentations :~~

1. ~~Les expérimentations sont ouvertes à tous les GRD directement raccordés au RPT, sur la base du volontariat.~~
2. ~~Les expérimentations concernent un nombre limité de postes sources, dont la liste est définie au préalable entre RTE et chaque GRD volontaire. RTE ou chaque GRD volontaire peut mettre fin à une expérimentation sur un poste source dans un délai d'au plus un mois après notification à l'autre partie.~~
3. ~~Les différentes expérimentations pourront démarrer à compter du 1er avril 2017 et s'achèveront au plus tard à la fin de la période tarifaire TURPE 5.~~

Document valide pour la période du ~~3/08/2020~~01/03/2010 à ce jour

~~4. Les expérimentations sont sans effet financier pour les GRD participants. Il résulte de ce principe de neutralisation que les éventuels dépassements engendrés sur la facturation du réactif par les expérimentations sont écrêtés par RTE.~~

~~1. Chaque GRD volontaire s'engage à conserver sa capacité de compensation du réactif existant au cours de l'expérimentation.~~