19 mars 2021

CURTE
GT Consommateurs

RTE- MA CHAVANE

SOMMAIRE

1. **Impact des codes réseaux sur le raccordement des installations de consommation**
2. **Information TURPE 6** *(entrée en vigueur, accompagnement client)*
3. **Travaux pour l'évolution du CART Consommateur à l'occasion du TURPE 6**
    1. Planning de concertation et de consultation
    2. Evolutions discutées au présent GT
        - Facturation du réactif à compter du 1/08/2021 : impacts contractuels
        - Dépassements Ponctuels Programmés
        - Qualité de l'électricité : clarification du décompte des interruptions urgentes
        - Qualité de l'électricité : précisions sur l'engagement de durée cumulée des coupures longues
    3. Programme prévisionnel du prochain atelier (avril)
4. **Actualités/Divers**



1

Impact des codes réseaux sur le raccordement des installations de consommation

Rappel

- **3 codes de réseau** sur les exigences applicables au raccordement du réseau : **RfG, DCC et HVDC** — *2016*

- **Deux types d'exigences techniques** :
  - Celles qui sont définies de manière **« exhaustive »** par les codes de réseaux raccordement, c'est-à-dire de manière précise : elles sont directement applicables (sans mesures nationales).
  - Celles qui sont définies de manière **« non exhaustive »** imposant des mesures nationales les précisant.

- Proposition de mesures nationales pour les exigences **non exhaustives** faite par les instances d'IMPLEMENTATION pilotées par RTE et l'ADEeF pour chaque code – concertation avec les utilisateurs et les constructeurs — *2016-2018*

- La DGEC a décidé de concaténer les arrêtés raccordement au RPT et au RPD des producteurs, GRD et consommateurs en **un seul arrêté du 09 juin 2020** et d'y intégrer les mesures nationales précisant les mesures non exhaustives. — *2020*

- **La délibération de la CRE n°2020-184 du 16 juillet 2020** — *2020*
  - Confirme que l'ensemble des exigences du code DCC s'appliquent à **l'ensemble** d'une installation de consommation dans des situations identifiées,
  - Précise que l'ensemble des exigences du code de raccordement DCC s'appliquent **aux parties neuves** de l'installation : lors de l'ajout de nouveaux moyens de production sur une installation de consommation,
  - Précise que lors d'une modification substantielle (art 152 arrêté), la convention de raccordement qui lui est applicable est modifiée pour permettre sa mise en conformité avec les exigences du code DCC.

Les principaux impacts pour les installations de consommation

Principaux impacts « fonctionnels » des Codes lors d'un nouveau raccordement ou modification du raccordement :

- Des exigences supplémentaires en terme de **capacités constructives**
- Suppression du seuil de 10 MW au-delà duquel s'appliquent les exigences « producteur » pour l'installation de production sur les installations de consommation
- Une **procédure de contrôle de conformité** à respecter
- Des exigences pour la participation active de la demande (DSR) similaires à ceux retenus pour les installations de production (mêmes seuils indépendamment du type d'installation)

Durant 2019 et 2020, RTE a mené des concertations pour

- **Décliner les codes** de réseau raccordement dans les procédures et les modèles de documents
- Donner une **meilleure lisibilité** des exigences au travers de trames de : PTF, cahiers des charges ((i) système de protection et (ii) Téléconduite), convention de raccordement, procédure de contrôle ➔ **permet au client de mieux anticiper les exigences, les coûts d'infrastructure, de développement et de tests**
- Et aussi introduire de **nouvelles dispositions** :
  - prises en compte des demandes de raccordement concomitantes pouvant rendre caduque une PTF (reprise du principe appliqué au producteur)
  - possibilité de réaliser des commandes anticipées ➔ **un levier pour le client pour optimiser les délais de raccordement**

Calendrier

Entrée en vigueur en Août 2020 et/ou Mars 2021 : liste non exhaustive

- Trame Proposition Technique et Financière (Août; mise à jour Mars)
- Exigences en terme de capacités construtives (Août)
- Trame cahier des charges protection (Mars)
- Trame cahier des charges téléconduite (Mars)
- Trame de contrôle de conformité (Août; mise à jour Mars)

Consultez les documents dans la **Documentation Technique de Référence** de RTE, accessible sur le Portail Services de RTE > Rubrique Bibliothèque

Soumises à l'approbation préalable de la CRE

- Procédure de raccordement d'une installation de consummation
- Trame de Convention de raccordement d'une installation de consummation

Perspectives :

- Trame cahier des charges des capacités constructives (2021)



2

TURPE 6 HTB

Introduction



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2020-314

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour les utilisateurs raccordés en haute tension B (HTB). La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, de l'évolution prévisible de leurs charges de fonctionnement et d'investissements ou encore de l'évolution des usages des réseaux. La fixation de ces tarifs est particulièrement importante en période de transition énergétique, pour laquelle les réseaux ont un rôle majeur à jouer dans un contexte de renforcement de la place de l'électricité dans le mix énergétique et de transformation profonde des systèmes électriques en Europe.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, dit TURPE 5 HTB, est entré en vigueur le 1er août 2017, en application de la délibération du 17 novembre 2016[1], pour une durée de quatre ans environ. La CRE définit un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité, dit TURPE 6 HTB, applicable au 1er août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019[2], concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019[3], portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019[4], portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020[5], portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues ;

[1] Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/turpe-htb3

[2] Consultation publique du 14 février 2019 n°2018-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France

[3] Consultation publique n°2018-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6

[4] Consultation publique n°2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite

[5] Consultation publique n°2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6

21 décembre 2020 : Publication de la Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) portant projet de décision sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (**TURPE 6 HTB**)

27 janvier 2021 : Publication de la délibération tarifaire post-CSE le 27/01/2021 (lien), reprenant à l'identique la délibération pré-CSE.

Le ministère dispose d'un délai de 2 mois pour accepter la décision tarifaire et la publier au Journal Officiel (JO) ou demander à la CRE de la modifier.

Le TURPE 6 entrera en vigueur le 1er août 2021

Accompagnement des clients

Présentation en CAR par RTE le 27 janvier 2021
Les éléments fondamentaux de la délibération TURPE
Voir présentation sur le site Concerte.fr (section « réunions »)

7 Avril 2021 13h30/15h : Visioconférence sur le TURPE 6 avec les clients consommateurs et producteurs

Juin/Juillet 2021 : publication de la plaquette TURPE 6 et des fiches tarifaires sur le Portail Services de RTE



3

Travaux pour l’évolution du CART Consommateur à l’occasion du TURPE 6

SOMMAIRE

1. Impact des codes réseaux sur le raccordement des installations de consommation
2. Information TURPE 6 *(entrée en vigueur, accompagnement client)*
3. **Travaux pour l'évolution du CART Consommateur à l'occasion du TURPE 6**
    1. Planning de concertation et de consultation
    2. Evolutions discutées au présent GT
        - Facturation du réactif à compter du 1/08/2021 : impacts contractuels
        - Dépassements Ponctuels Programmés
        - Qualité de l'électricité : clarification du décompte des interruptions urgentes
        - Qualité de l'électricité : précisions sur l'engagement de durée cumulée des coupures longues
    3. Programme prévisionnel du prochain atelier (avril)
4. Actualités/Divers



3.1

Planning

Des évolutions du CART Consommateurs

Evolutions liées à la facturation du TURPE 6 :

- Changement de Version Tarifaire
- Facturation de l'énergie réactive

D'autres évolutions seront concertées avec vous :

- Elles porteront sur potentiellement **tous les thèmes** /chapitres du CART
- Clarifications, précisions, actualisation suite évolutions (réglementaires, services….)…
- Elles porteront également sur la forme des Conditions Particulières du CART

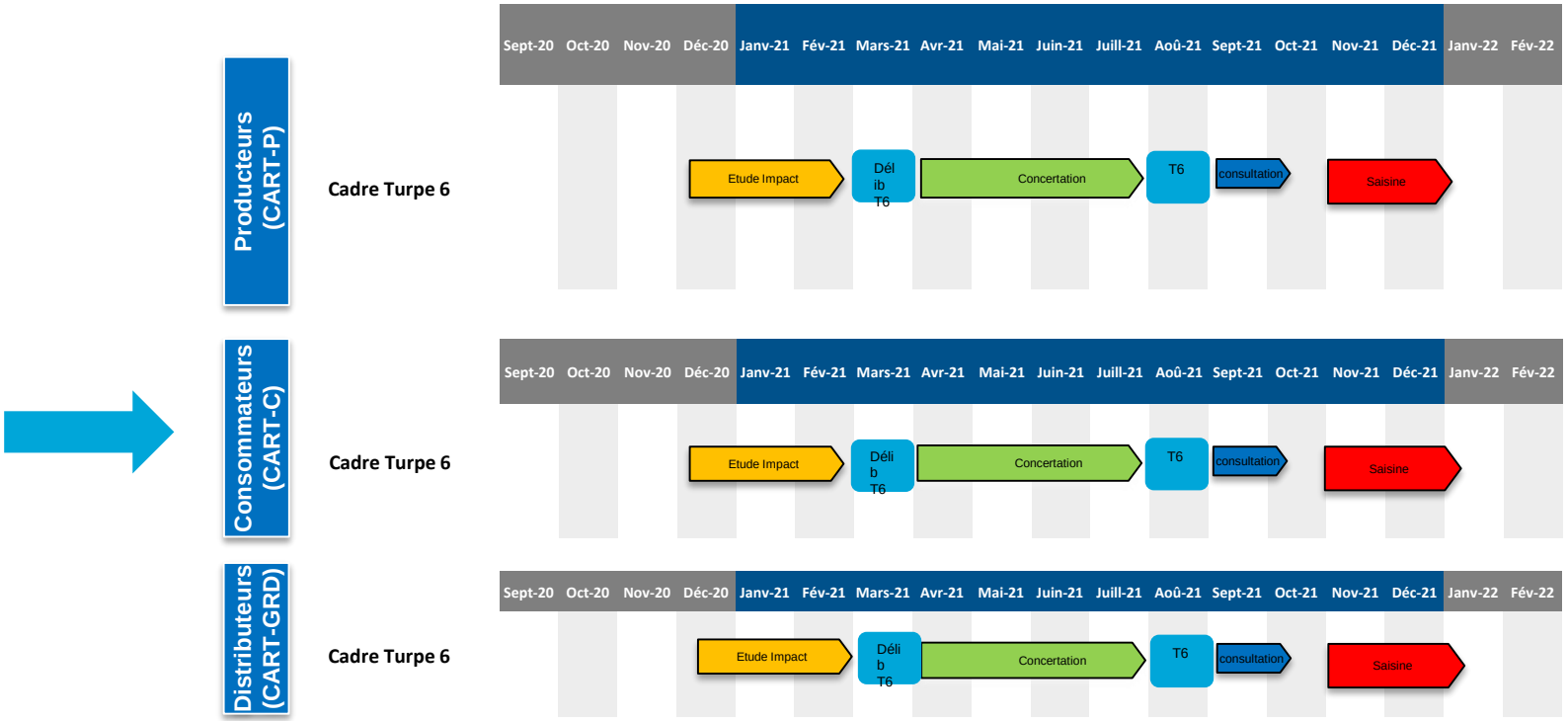
Nous vous proposons de concerter via des ateliers de travail réguliers jusqu'à l'été 2021, puis de soumettre le CART à la consultation (ConceRTE.fr) en septembre au plus tard.

Organisation : pour un thème donné, les grandes lignes des évolutions sont discutées en atelier N, le « wording » est transmis avant l'atelier N+1 pour discussion en atelier N+1

Date du prochain atelier : 9/04 14h/15h30 ou 16/04 9h30/11h

Les Contrats d'Accès au Réseau sont impactés par la décision tarifaire

Extrait planning CAR
présenté en janvier 2021





3.2.1

Facturation du réactif

Zoom : Tarification de l'énergie réactive

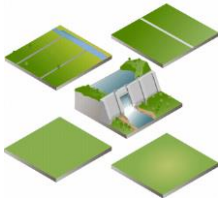
Historiquement, le réseau fait face à des contraintes de tensions basses

Période hivernale

Fortes consommation

Risque d'écroulement de tension conduisant à un black out

Différents moyens sont à la disposition de RTE afin d'assurer le maintien de la tension sur le RPT



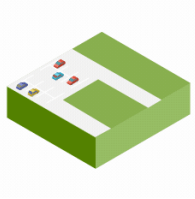
Producteur

- Maintien de la tension dans certaines limites



Réseau de transport

- Régleurs en charge
- Condensateurs
- Inductances



Consommateurs et Distributeurs

- Maitrise de la consommation de puissance réactive

→ **Gabarit tarifaire**

Des limites du gabarit tarifaire qui poussent à des évolutions

Une facturation au pas mensuel donnant lieu à un phénomène de « rattrapage mensuel » : les compensations décalées de réactif ne remplissent pas l'objectif initial de maintien de la tension sur le réseau de transport.

→ Nécessité d'une facturation au pas horaire (et non plus mensuel)

Des contraintes de tensions hautes de plus en plus prégnantes sur le réseau



Baisse de la consommation électrique en heure creuse



Production EnR



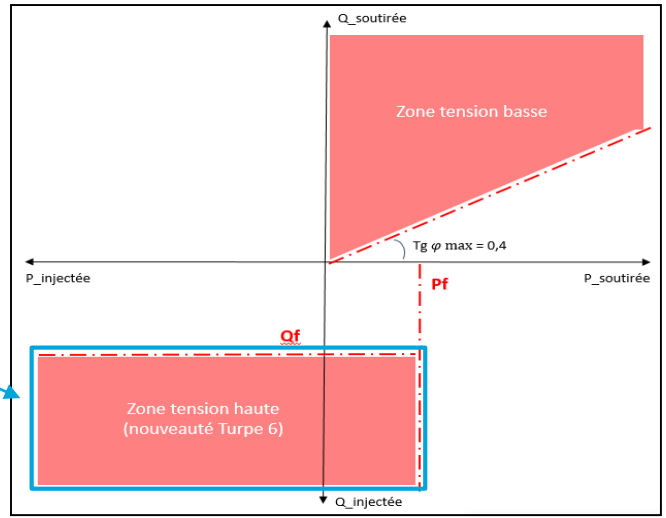
Enfouissement des réseaux de transport et de distribution

→ Une baisse de la consommation associée à une hausse de la production EnR favorise l'apparition de contraintes de tension haute sur le réseau

Evolution du gabarit consommateur à l'horizon TURPE 6

→ Passage d'une facturation au pas horaire (précédemment mensuel)

→ Introduction d'une facturation en tensions hautes saisonnière du 01/04 au 31/10



Avec :
- Pf = 40%Ps
- Qf = -25%Pdim
  où Pdim = max(Ps,Pmaxinj)

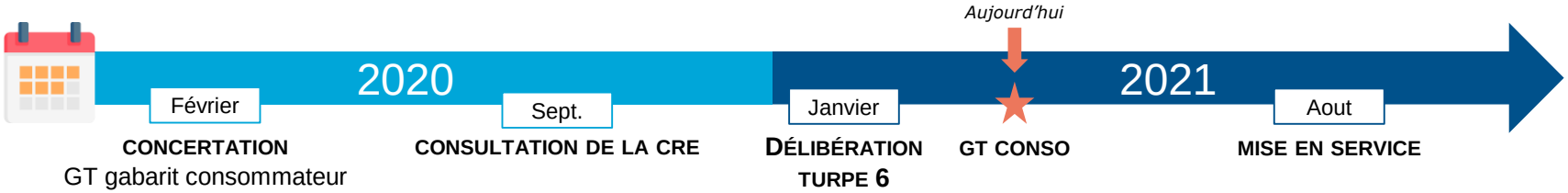
→ Uniformisation pour tous les niveaux de tension des plages d'application de la facturation en tensions basses

De novembre à mars inclus			
Tension basse Soutirage actif et soutirage réactif	Facturation	Du lundi au samedi	6h à 22h
	Hors facturation	Du lundi au samedi	22h à 6h
		Dimanche	0h à 24h

De avril à octobre inclus			
Tension haute Soutirage actif et injection réactif	Facturation	Tous les jours	0h à 24h
Tension haute Injection actif et injection réactif	Facturation	Tous les jours	0h à 24h

Coût unitaire de dépassement	€ / Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive soutirée (Zone tension basse)	10,3
Zone de facturation pour l'énergie réactive injectée (Zone Tension haute)	0,9

Calendrier de mise en place du nouveau gabarit



Modifications/Ajouts dans la structure documentaire

DTR

→ Modification de l'article *4.2.2 – Réactif à l'interface avec le réseau public de transport*
- Définition des seuils Pf et Qf
- Cas des sites de consommation disposant de moyens de production

CART-C & CART-P

→ Ajouts dans §9.2.11

Ces ajouts font échos à la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

Détails des modifications dans la DTR

DTR

Article 4.2.2 – Réactif à l'interface avec le réseau public de transport

DÉFINITION DES SEUILS PF ET QF

CAS GÉNÉRAL

- Pf est égal à 40% de la puissance souscrite maximale (Psmax) de l'année civile précédente.

  Psmax est **la plus grande des puissances souscrite pondérées mensuelles** observées pour l'année N-1

  En HTB3 : Pf est égal à 40% du maximum de puissance active horaire ***soutirée*** lors de l'année civile précédente

- Qf est égal à -25% de la puissance dimensionnante (Pdim).

  Pdim étant **la plus grande valeur entre Psmax et la valeur absolue de la puissance active maximale injectée** en point horaire observée l'année N-1

→ Ces seuils suivent la même logique et sont identiques à ceux qui s'appliquent actuellement aux distributeurs

CAS PARTICULIERS

Raccordement d'une nouvelle installation de Consommation/Production

Impossibilité de se référer à l'année N-1

1. Période d'observation de 12 mois sans facturation des dépassements de la zone tension haute
2. A la fin de la période d'observation : calcul des données dimensionnantes Pf et Qf sur la base des 12 mois écoulés
3. Facturation de la composante de réactif des 12 mois écoulés à postériori
   Facturation jusqu'à la fin de l'année civile en cours avec les données dimensionnantes définies au 2
4. A la fin de l'année civile : re-calcul de Pf et Qf sur la base d'une année complète écoulée
   Facturation de l'année suivante comme n'importe quel PdC/PdR existant

Modification importante d'une installation de Consommation/Production existante

Le client peut , sur le même principe qu'un nouveau raccordement, demander une période d'observation de 12 mois **uniquement** si la modification effectuée sur le PdC/PdR provoque un changement de Pdim et Psmax d'au moins 10% ou 1MW

Détails des modifications dans les CART-C et CART-P

§9.2.11 Composante annuelle de l'Energie Réactive

CART-P & CART-C

- Rappel du Turpe : Mise en place d'une facturation au pas horaire

  En se basant sur les données de puissance active et réactive par Point de Connexion ou Point de Regroupement au point 10 mn corrigées des pertes, les données correspondantes au pas horaire sont bâties en sommant les 6 points 10 mn de chaque heure et en divisant cette somme par 6.

- Facturation suspendue durant une période tampon de deux jours ouvrés afin de permettre une manœuvre des condensateurs lors du changement de zones de facturation

Période d'activité des plages de facturation

Zone en injection (tensions hautes)	Zone en soutirage (tensions basses)
Du lendemain du 2ème jour ouvré d'avril jusqu'à la veille de l'avant-dernier jour ouvré d'octobre	Du 1er novembre jusqu'au 31 mars

CART-C Uniquement

- Pas de facturation de dépassements d'énergie réactive sur une période si ces dépassements sont dus à une manœuvre à l'initiative de RTE

Cas particulier des Installations de Consommation comportant des unités de production

Article 130
de l'arrêté
du 9 juin 2020

1. […] le **consommateur** et le **gestionnaire du réseau** doivent conclure un accord afin de préciser les conditions de gestion du transit des énergies active et réactive au point de raccordement
2. Cet accord doit tenir compte du **schéma de l'installation** et de la **capacité constructive** des unités de production
3. Il ne doit **pas pénaliser** l'utilisateur pour **l'énergie réactive** non produite du fait de la participation de ses unités au **réglage de la tension** du **réseau public de transport**.



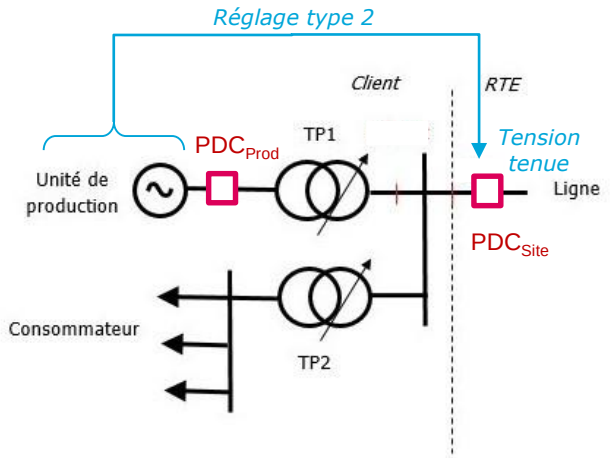
Article 4.2.2 – § 5.2

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

- Les installations de consommation comportant de la production sont soumis à l'article 130 de l'arrêté 2020
- Dépassements du gabarits ignorés si réglage de la tension pour le RPT

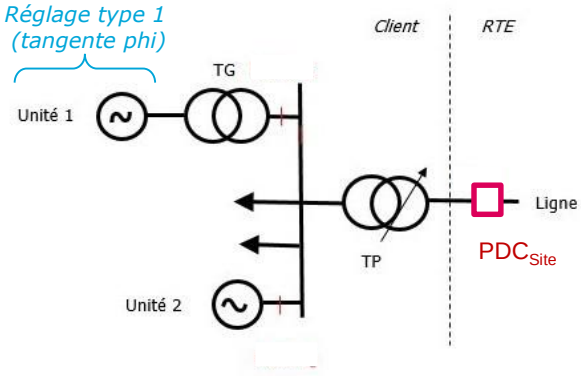
Déclinaison pratique par l'exemple

L'unité de production règle la tension au Point de Raccordement à l'aide d'un asservissement (réglage type 2)



→ Les dépassements en réactifs mesurés au PDC$_{site}$ ne sont pas comptabilisés lorsque la production est en réglage (si Production PDC$_{Prod}$ > 0).

L'unité de production a une loi locale (type 1 ou tanPhi) : elle ne règle pas la tension au Point de Raccordement



→ La production ne participe pas au réglage de la tension du RPT, le site client est soumis au gabarit en réactif mesuré au PDC$_{site}$.

- *Le type de réglage de la production est défini dans le Cahier des Charges des Capacités Constructives*
- *La formule de comptabilisation en réactif est détaillée dans les CP du CART (annexe 2)*


3.2.2
DPP

Dépassements Ponctuels Programmés (DPP)

Contexte:

- Selon le TURPE, « pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion à condition qu'un de ses points de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, soit équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB 2 ou HTB 1 [….] Les **éléments à fournir** par les utilisateurs […] pour le calcul de les **conditions** dans lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport peut procéder au **contrôle** de la consistance de ces demandes sont précisés dans le **contrat d'accès au réseau** […]. L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation correspondant à la période des travaux et d'au plus 14 jours non fractionnables […] Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.
- nécessité de mieux cadrer les conditions et modalités des DPP pour assurer une non-discrimination et une transparence.

Evolutions proposées :

- Renforcement des dispositions sur la fourniture de justificatifs
- Précisions sur les conditions

Nous vous proposons de vous transmettre une proposition de modification de l'article 5.7 des CG du CART-Consommateur en amont du prochain atelier



3.2.3

Qualité de l’électricité

QDE : clarification du traitement des interruptions urgentes (1/2)

Rappel :

- Les interruptions programmées font l'objet d'un engagement de RTE par Point de Connexion (3 jours ouvrés/3 ans)
- Les coupures fortuites font l'objet d'un engagement de RTE sur le nombre de coupures (brèves et/ou longues) ainsi que sur la durée cumulée des coupures longues

Besoin de clarifier le traitement des interruptions de service pour réparation définitive :

Ces interruptions, bien que planifiées ne peuvent pas être considérées comme des interruptions programmées, car d'origine fortuite.

Besoin de clarifier le traitement des Interruptions liées à une intervention urgente :

Ces interruptions ne sont pas décomptées des 3j/3 ans (même si certaines peuvent être planifiées avec le client pour minimiser leur impact).

Certaines seront prises en compte dans les engagements sur les coupures.

QDE : clarification du traitement des interruptions urgentes (2/2)

1) Non prise en compte dans l'engagement 3j/3ans *(proposition d'évolution)*

Interruptions liées à une intervention urgente

Interruptions particulières liées à des essais de renvoi de tension

L'engagement de RTE ne comprend pas :
- les interruptions de service liées aux interventions visées à l'article 6.1 et à l'article 6.4 ;
- les interruptions de service nécessitées par les réparations définitives, suite aux réparations provisoires effectuées pour rétablir au plus vite le service ;
- les interruptions de service liées à des opérations réalisées à la demande du Client ;
- les opérations réalisées à la demande de tiers ; celles-ci peuvent donner lieu à indemnisation dans les conditions visées à l'article 8.3 ci-après Ce type d'interruptions, bien que planifiées ne peuvent pas être considérées comme des interruptions programmées, car d'origine fortuite

2) Prise en compte (sous condition) dans les engagements sur les coupures *(proposition d'évolution)*

Les interruptions résultant d'une intervention urgente sont comptabilisées si le délai maximal d'intervention est inférieur à vingt-quatre (24) heures et si un report de charge total sur une autre alimentation n'a pas pu être effectué avant l'interruption

QDE : précision sur l'engagement de durée cumulée des coupures longues (1/3)

Rappel des engagements du CART

- Un engagement sur la continuité de l'alimentation : seuil en nombre de coupures (CL, CB) et seuil de durée cumulée des coupures longues (CL)
- Le non respect des engagements de RTE ouvre droit à indemnisation du client
- Les seuils d'engagement en CB et CL sont calculés sur la base de l'historique des 4 dernières années. Les seuils d'engagement sont établis pour une période triennale, sans régression
- Engagement sur la durée cumulée des CL : seuils modulés selon le type de raccordement, 2 niveaux d'indemnisation

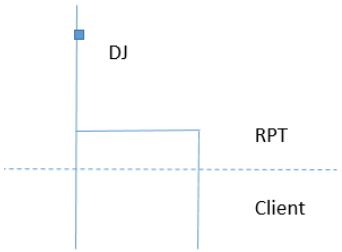
Type de raccordement au réseau	Seuil de durée cumulée de CL	
	avec indemnisation partielle (pertes d'exploitation…)	avec indemnisation totale des préjudices
1. Sites disposant de plusieurs alimentations HTB • CL simultanée de l'ensemble des alimentations • CL générée par une alimentation	- 6 h	2 h 12 h
2. Sites disposant d'une seule alimentation HTB avec secours HTA	6 h	12 h
3. Sites disposant d'une seule alimentation HTB (sans secours HTA)	12 h	72 h

QDE : précision sur l'engagement de durée cumulée des coupures longues (2/3)

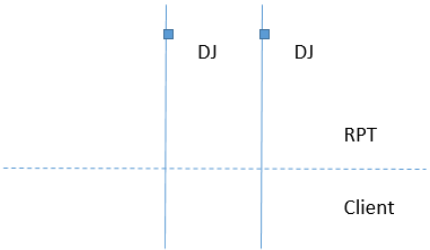
Besoin de clarifier le traitement des alimentations interdépendantes

Précisions :

- Vocabulaire : des alimentations sont interdépendantes lorsqu'elles sont systématiquement coupées simultanément suite à un incident simple sur le RPT (ex : 2ème alimentation en piquage sur la 1ère)
- Dispositions pratiques pour le type 1
  - chaque sous-ensemble de plusieurs alimentations faisant l'objet d' *(un même engagement sur le nombre de Coupures avec)* une règle de décompte commune basée sur l'état combiné de ces alimentations donne lieu à un engagement avec un seuil de 2 heures ;
  - chacune des alimentations faisant l'objet d' *(un engagement sur le nombre de Coupures avec*) une règle de décompte individuelle donne lieu à un engagement individuel avec un seuil de 6 heures (et 12 heures) et est intégrée à un engagement global avec un seuil de 2 heures de Coupure Longue simultanée.



interdépendantes

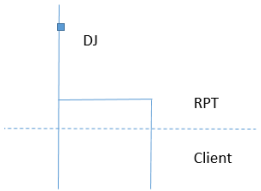


Non interdépendantes

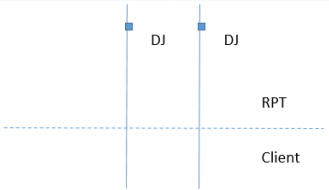
QDE : précision sur l'engagement de durée cumulée des coupures longues (3/3)

Besoin de clarifier le traitement des alimentations interdépendantes

Type de raccordement au réseauc	Seuil de durée cumulée de CL	
	avec indemnisation partielle (pertes d'exploitation…)	avec indemnisation totale des préjudices
1. Sites disposant de plusieurs alimentations HTB non interdépendantes		
• CL simultanée de l'ensemble des alimentations faisant l'objet d'une même règle de décompte du nombre de coupures	-	2 h
• CL générée par une alimentation faisant l'objet d'une règle de décompte individuelle	6 h	12 h
2. Sites disposant d'une seule alimentation HTB (ou d'alimentations interdépendantes) avec secours HTA	6 h	12 h
3. Sites disposant d'une seule alimentation HTB (ou d'alimentations interdépendantes) (sans secours HTA)	12 h	72 h



interdépendantes



Non interdépendantes

Programme prévisionnel du prochain atelier

- **DPP :** discussion sur les propositions RTE (transmises en amont)
- **Comptage :** liste des évolutions proposées par RTE et proposition de texte
- **Responsable d'équilibre :** liste des évolutions proposées par RTE et proposition de texte

Date: 9/04 14h/15h30 ou 16/04 9h30/11h



4

Actualités

L342-2

- Le demandeur d'un raccordement peut, en application de **l'article L. 342-2**, faire exécuter à ses frais et sous sa responsabilité, les travaux de raccordement sur les ouvrages dédiés à son installation par des entreprises agréées par le maître d'ouvrage (RTE)
- Contrat de Mandat (CDM), à annexer à la PTF . Modèle applicable aux producteurs et consommateurs à compter du 17/10/2019
- Une première mise en œuvre du CDM a été faite par un producteur. Il s'avère que plusieurs évolutions et précisions de la trame actuelle sont nécessaires
  - Le cap de responsabilité qui évoluera globalement à 100% des ouvrages mandataires
  - Les modalités des réclamations amiables et contentieuses vis-à-vis du prestataire (accord du mandant …)

Il est proposé de concerter ces évolutions conjointement avec les producteurs, a priori au GT producteur du 15 avril 2021