Le réseau de transport d'électricité

GT Raccordement et Accès au réseau des consommateurs

29 février 2024

Accessibilité : Publique

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE



Accueil à partir de 14h00

14h05 - Actualités

14h15 – 15h30 Evolution des engagements de continuité d'alimentation pour les Clients Consommateurs

15h30-16h00 Actualités européennes

Etat d'avancement des travaux européens sur la mise à jour des règlements européens DCC, RfG et HVDC

Le réseau de transport d'électricité

1) Actualités

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Actualités

- Consultation lancée le 07/02/2024 jusqu'au 06/03/2024
- Aucun retour des acteurs reçu à date
- Consultation parcours client



Consultation parcours client

Auteur : Dubuisson Anne - Commission : CART Consommateur

Période de consultation du 06/02/2024 au 05/03/2024 - 6 document(s) attaché(s) * 0 Contributions

Cette consultation a pour but de proposer des évolutions de la Documentation Technique de Référence autour de l'introduction, à l'instar de la procédure de raccordement des producteurs et stockeurs, de règles d'entrée, de maintien et de sortie de la file d'accès à la capacité du réseau public de transport pour les installations de consommation (dite «File d'attente»). Les propositions soumises à consultation visent aussi à proposer les clauses nécessaires à la déclinaison de l'article 28 de la loi APER, relative à la modification par le préfet de région de l'ordre de classement des demandes dans les zones contraintes.

3 documents sont à la consultation des acteurs du 7 février au 6 mars 2023 :

- [1] **Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de consommation d'électricité au réseau public de transport d'électricité** (ci-après la procédure de raccordement consommateurs »);
- [2] **Proposition Technique et Financière pour le Raccordement d'une Installation de consommation d'électricité au réseau public de transport d'électricité – Conditions Générales**;
- [3] **Proposition Technique et Financière pour le Raccordement d'une Installation de consommation d'électricité au réseau public de transport d'électricité – Conditions Particulières**;

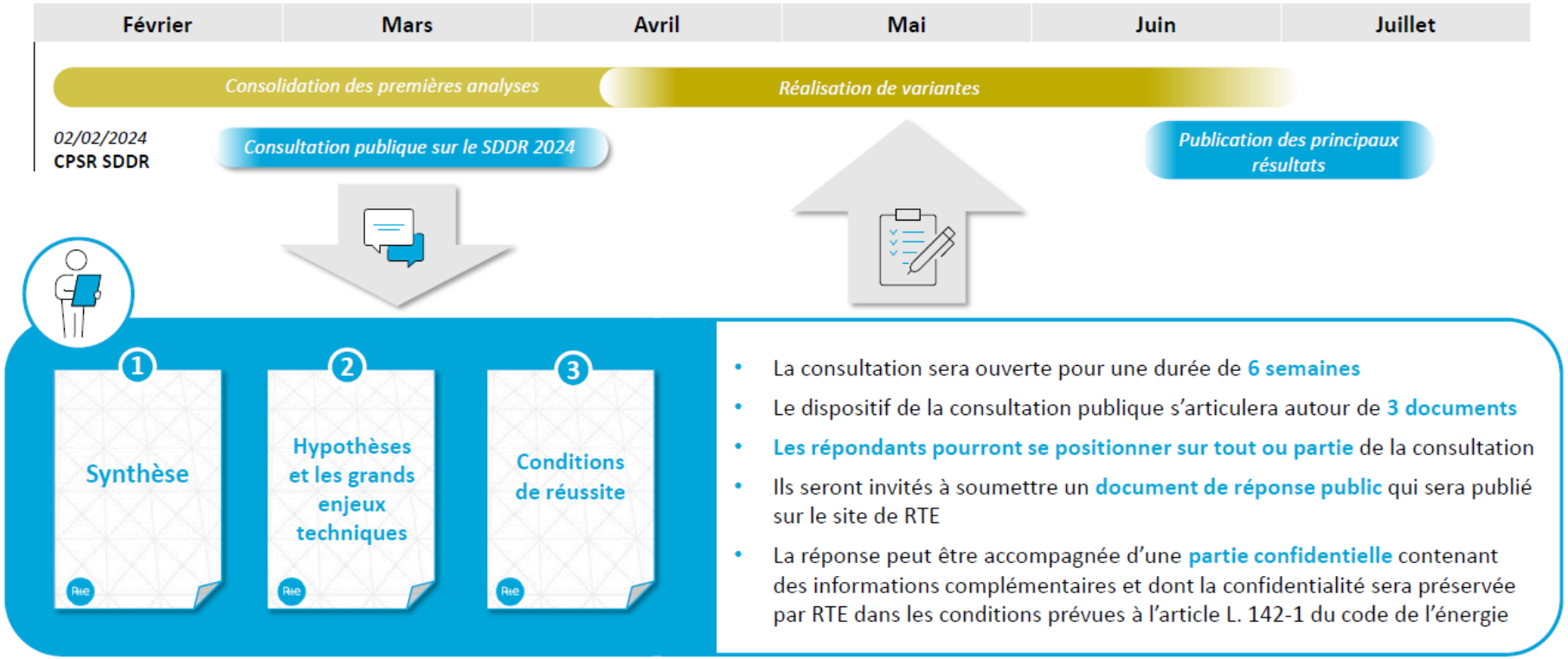
*Vous trouverez ci-dessous le(s) lien(s) vers le(s) document(s) relatif(s) à ce texte : **

Bilan de concertation Nouveau Parcours client consommateurs (1).pdf
DTR 8.7 PTF Conso CG v5 _VTRK.pdf
DTR 8.7 PTF opé Conso CP v5.pdf
Remarques_Consultation parcours client.xlsx
V PUBLIQUE DTR 1.4.1 Procédure Raccordement Conso v5_clean.pdf
V PUBLIQUE DTR 1.4.1 Procédure Raccordement Conso v5_TRK.pdf

(*) N.B. : La consultation des documents est soumise à authentification.

Actualités

- RTE lancera **mi- mars** la consultation publique sur les aspects techniques et les conditions de réussite associées à la mise en œuvre du SDDR (Schéma Décennal de développement de réseau). Un chapitre sera dédié dédiée au dimensionnement et à la **planification** des réseaux, notamment pour accueillir la consommation.



Actualités

- Prochaine CAR **le 18 mars après-midi de 14h à 17h** à RTE – Immeuble Window

Le réseau de transport d'électricité

2) Evolution des engagements de continuité d'alimentation pour les Clients Consommateurs

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

1 Contexte

Un cadre légal et des responsabilités clairs de RTE

- **Des responsabilités encadrées :**

➢ La maintenance du réseau relève des **missions de RTE** (art. L. 321-6 du code de l'énergie)

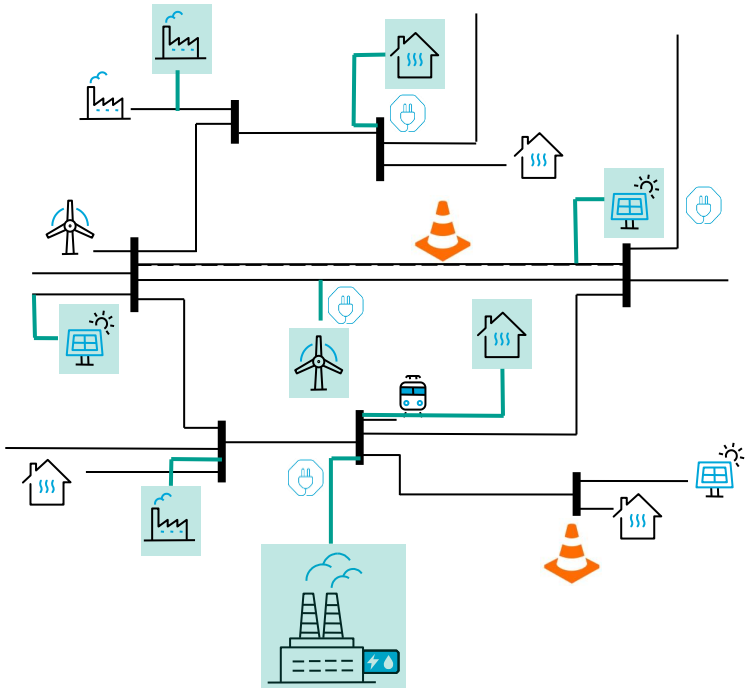
➢ Le cahier des charges de concession du RPT indique que le concessionnaire a pour mission d'assurer les travaux nécessaires au bon fonctionnement du réseau et que pour ce faire, il « ***peut interrompre l'accès au réseau*** *public de transport ».*

- **Quels engagements aujourd'hui ?**

➢ Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concessions du RPT, RTE prend des engagements quantitatifs que ce soit pour les interruptions programmées (Art. 6.2 CART-C) ou pour les interruptions d'alimentation fortuites (Art. 7.2 CART-C)

➢ Ces engagements sont aujourd'hui **indifférenciés quelles que soient les structures** de raccordement ou d'alimentation du client.

Un système électrique en forte évolution (1/2)



- **Un accroissement inédit des demandes de raccordements**
  - Densification des ouvrages et du nombre de clients liée à la stratégie nationale bas carbone, aux enjeux de réindustrialisation et à l'insertion des EnR

Un mur de renouvellement

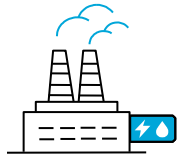
- Face à un réseau vieillissant, le défi majeur pour RTE : rester un gestionnaire de réseau performant tout en minimisant l'impact pour la collectivité

Et des enjeux plus nombreux:

- Réseau plus dense entrainant un **volume plus important d'interventions** RTE
- Des difficultés de **coordination** des travaux entre clients ayant des modalités contractuelles de planification différentes (producteurs /consommateurs)

  => Manque de **stabilité du planning** des travaux
- Des **difficultés de consignabilité** avec des conséquences sur les clients aux structures de d'alimentation **non redondées** (limitations, coupures…)

Un système électrique en forte évolution (2/2)



De nouveaux usages, des puissances souhaitées importantes

- De plus en plus de clients développent des process continus (maintenance par tranche/par atelier),
- Des projets de puissance très importante (la moyenne des demandes de racco était de 44MW et sont aujourd'hui à plus de 100MW) - besoin de structure différent



Choix de la structure du raccordement et de la structure d'alimentation du client :

- Des choix de structure de raccordement ou d'alimentation qui présentent des risques de qualité de l'électricité (peu de secours, peu ou pas de redondance). RTE rappelle à chaque fois les risques associés.

Et des enjeux plus nombreux :

- Moins d'opportunités pour RTE de se caler sur des arrêts clients inexistants => minimisation de la gêne (maintenance partielle par atelier / par tranche)

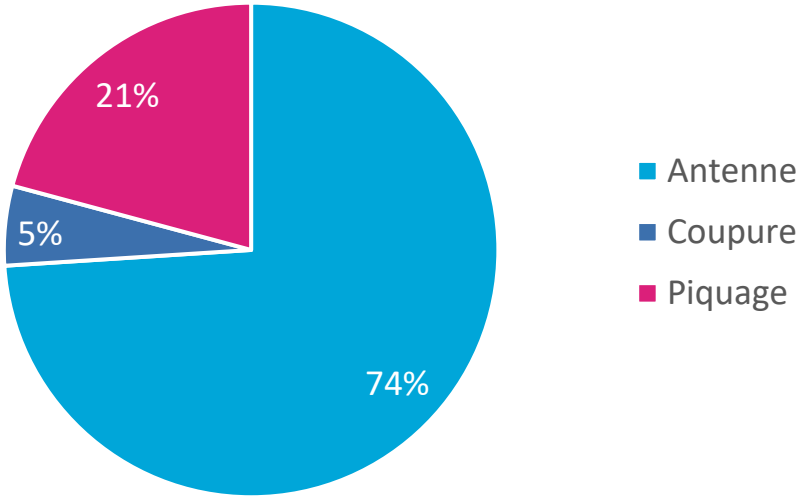
- Augmentation du nombre de raccordements en piquage
  ⇒ **précarisation** du client raccordé mais aussi pouvant dégrader la QdE des **clients voisins**

- Choix du client de sa structure d'alimentation qui implique **un arrêt du process client inévitable** en l'absence de secours ou redondance d'autant plus problématique pour les maintenances longues (type renouvellement)

2 Une continuité d’alimentation dépendante des choix de raccordement

Structure de raccordement des clients consommateurs

Répartition des alimentations principales des clients consommateurs

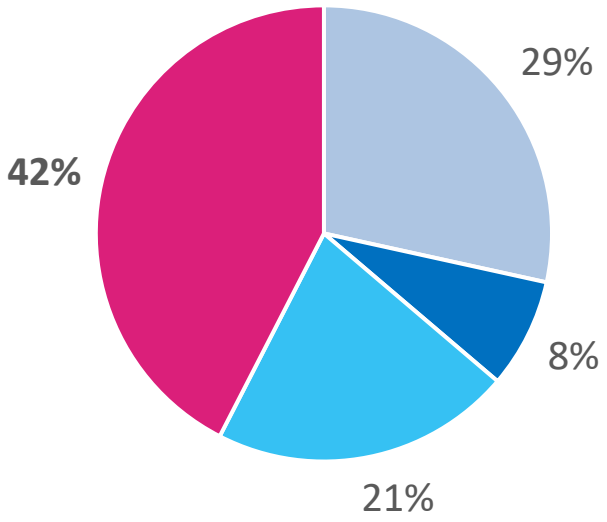


- 80% des clients consommateurs sont conformes aux schémas de principes RTE (Raccordement en coupure ou en antenne)
- 20% des clients disposent d'un schéma particulier de raccordement au sens de la DTR comme le piquage. Les impacts négatifs que cette structure engendre sont décrits dans la DTR, ils portent sur la qualité d'alimentation, la performance du système de protection et l'exploitation du réseau.

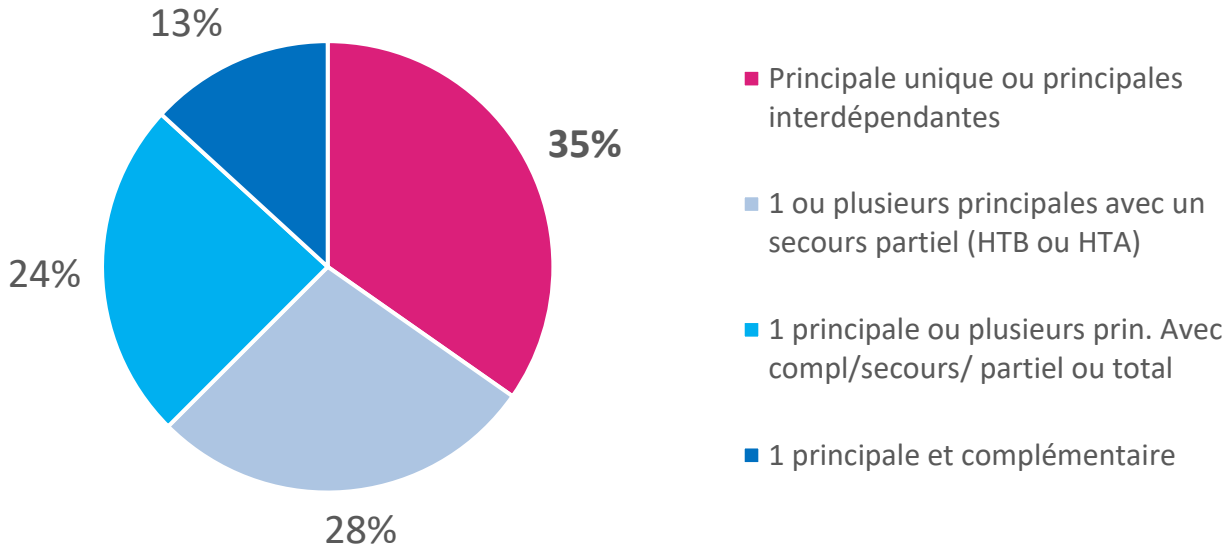
Une solution de raccordement en piquage, non privilégiée par RTE, est susceptible d'induire des difficultés à garantir un bon niveau de continuité d'alimentation

Structure d’alimentation des clients consommateurs

Répartition des sites industriels raccordés au RPT en fonction de leur alimentation



Alimentation des sites SEVESO



- Une structure avec une alimentation principale seule ou alimentations interdépendantes pour **plus de 40% des industriels**
- **Moins d’1/3 des sites SEVESO sont totalement redondés**
- Pourtant, la redondance d’alimentation permet d’améliorer significativement la sécurisation d’alimentation du Client

Panorama européen

- Pour information, RTE a complété sa réflexion avec un benchmark externe réalisé en février 2023 sur les pratiques des GRT européens sur leur process et engagement vis-à-vis des clients.
- Parmi les conclusions, on note que **RTE est le seul à avoir des engagements contractuels quantifiés précis** au niveau des interruptions programmées ou des interruptions non programmées
- Les GRT n'ont pas d'engagement et par conséquent la « double connexion » est **souvent systématique** pour sécuriser le raccordement des consommateurs voire même pour certains **la redondance est obligatoire.**



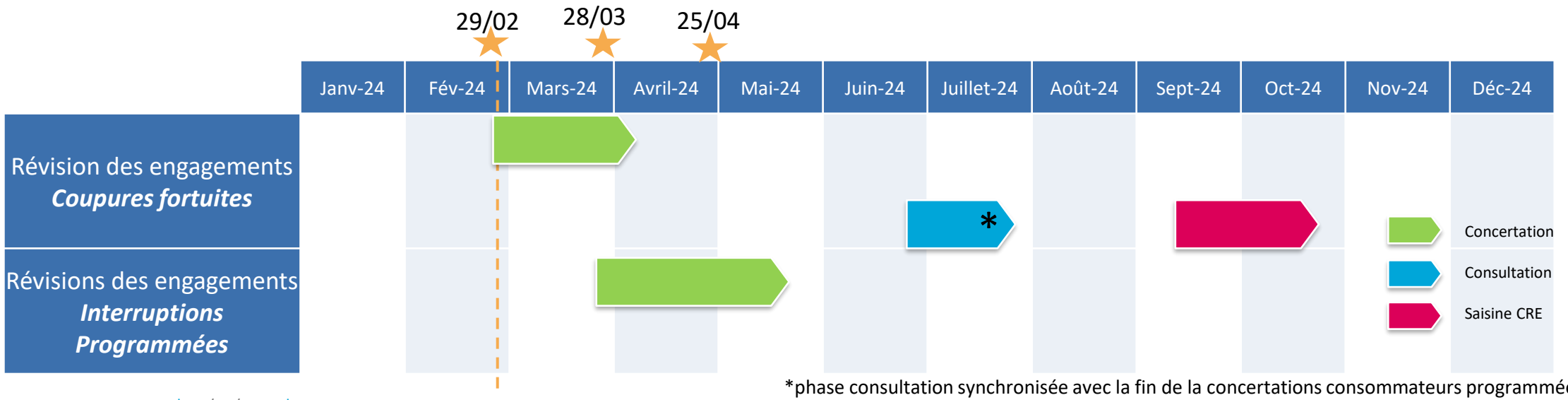
Le réseau **le plus important** d'Europe

Le plus **grand nombre de sites** de Clients consommateurs

RTE ne remet pas en cause le principe d'engagement mais doit s'assurer que ces engagements soient proportionnés aux choix d'alimentation et raccordement retenus par les clients.

Nos objectifs de concertations

- Les engagements de RTE en matière de **continuité d'alimentation doivent s'adapter** aux contraintes émergentes pesant sur son réseau.
- L'engagement indifférencié ne garantit pas une équité entre les Clients. RTE doit être non discriminatoire et avoir un **engagement corrélé aux structures des clients.** Une structure de raccordement en piquage doit engendrer un engagement différent que la structure en antenne ou en coupure. A l'inverse, une structure d'alimentation améliorée dit redondée doit garantir un engagement plus important.
- RTE ne revoit pas le niveau de service proposé à ses clients. **Les objectifs de RTE en terme de QdE restent identiques.**



*phase consultation synchronisée avec la fin de la concertations consommateurs programmées

3 Une adaptation des engagements sur les coupures fortuites

Engagements actuels sur les coupures fortuites

Comme spécifié dans le CART, conformément à l'article 2 de l'Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité:

« RTE s'engage sur les seules Coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 (une) seconde, parmi lesquelles on distingue :

- Les **Coupures Brèves** dont la durée est supérieure ou égale à 1 (une) seconde et inférieure ou égale à 3 (trois) minutes ;
- Les **Coupures Longues** dont la durée est supérieure à 3 (trois) minutes. »



Nombre de coupures

- Seuils en nombre de coupures brèves et/ou longues sur une période triennale
- Révision de l'engagement par période triennale selon l'historique du nombre de coupures



Durée cumulée de coupures longues

- Seuils d'engagement sur une durée cumulée de coupures longues sur une période triennale
- Aucune révision triennale car la structure d'alimentation est prise en compte pour les délais avant indemnisation

Quand les seuils sont dépassés, en application de l'article 8 du CART, RTE est tenu de réparer les préjudices directs, actuels et certains causés au Client.

Les 3 types de structure d'alimentation retenus

➢ Structure totalement redondée (type 1) :

Le Site dispose **plusieurs alimentations non interdépendantes** issues du RPT, assurant une redondance totale.

➢ Structure partiellement redondée (type 2) :

Le Site dispose:

- de **plusieurs alimentations non interdépendantes** issues du RPT assurant une redondance partielle ou,
- d'une seule alimentation issue du RPT et d'une alimentation de secours HTA issue d'un RPD.

➢ Structure non redondée (type 3) :

Le Site dispose:

- d'une seule alimentation issue du RPT ou,
- d'alimentations interdépendantes.

**Note: des alimentations sont interdépendantes lorsqu'elles sont coupées simultanément suite à un incident simple sur le RPT (exemples : 2ème alimentation en piquage sur la 1ère , surcharge de la 2ème liaison en cas de perte de la 1ère, sélectivité des protections des liaisons d'alimentation ne pouvant pas être assurée…)*

L’évolution des engagements pour les coupures fortuites

Les engagements sur le nombre de coupures et la durée cumulée de coupures longues sont tous deux liés à la **structure d’alimentation** choisie par le client

- L’engagement sur la **durée cumulée de coupures longues** reste inchangé par rapport au cadre contractuel actuel. Il valorise déjà le choix du client de sécuriser son alimentation.

- L’engagement sur le **nombre de coupures est réajusté** par rapport au cadre actuel, pour valoriser le choix du client de sécuriser son alimentation.

Engagement sur la structure non redondée	Engagement sur la structure partiellement redondée	Engagement sur la structure totalement redondée
1 CL / an	1 CL / an	1 CBL / 3 ans
5 CB / an	2 CB / an	



- Fin de l’effet cliquet : l’engagement dépend de la structure d’alimentation et non plus d’un historique de coupures ;
- Si le client revoit sa structure d’alimentation, RTE révisera l’engagement associé.

4 Prochaines étapes

Les prochaines étapes

1) Prochain GT consommateurs le 28 mars 2024 – FOCUS Evolution des engagements CART sur les Interruptions programmées

2) Transmission des articles du CART-C révisés et recueil des remarques / Courant Mars - avril 2024

3) Consultation / Eté 2024

4) Saisine de la CRE / Automne 2024

5) Mise en application des nouveaux engagements **pour l'ensemble des clients consommateurs – Courant 2025**

Le réseau de transport d'électricité

3) Etat d'avancement des travaux européens sur la mise à jour des codes de raccordement RfG, DCC et HVDC

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

État des lieux

- En septembre 2022, et dans le cadre du « *Grid Connection Stakeholders Committee* » la Commission Européenne a proposé à l'ACER de préparer des mises à jour des codes de raccordement :
  - **RfG** : RÈGLEMENT (UE) 2016/631 DE LA COMMISSION du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.
  - **DC** : RÈGLEMENT (UE) 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

- L'ACER a publié, dans la même année, une note de cadrage (*Policy paper*) qui précise la consistance de cette mise à jour.

- Les travaux (workshops, concertation et consultation) se sont étalés tout le long de l'année 2023 et se sont soldés par une proposition de texte de l'ACER à destination de la commission européenne en décembre 2023.

- L'ouverture d'une consultation sur le code HVDC est prévue à la fin des travaux du groupe « Expert Group on Connection Requirements for Offshore Systems" en 2024.

Enjeux des évolutions du code RfG

Plusieurs GT, pilotés par « *Grid Connection Stakeholders Committee* », ont été lancés afin de préparer ces évolutions, ci-dessous les évolutions notables :

- Homogénéiser le traitement des modifications substantielles à la maille européenne
  - Il s'agit de préciser quelles sont les grandeurs électriques dont l'évolution peut induire une modification substantielle.
  - Elle se traduit par une proposition d'intervalle de valeurs. Au sein duquel une valeur devra être fixée à la maille nationale.
- Clarification des exigences pour les unités de production hydraulique.
  - Préciser que les exigences applicables aux STEP sont valables en mode pompage et en mode turbinage (correspond à l'interprétation actuelle en France).
  - Les unités hydraulique de type vitesse variable sont considérées comme des unités non synchrones.
- Introduction d'exigences sur le stockage (il était exclu nominativement du code RfG V1) et les stations de recharge de véhicules électriques (V2G).
  - RTE a déjà anticipé les exigences pour le stockage, en revanche des adaptations de paramètres pourront être envisagées.
- Introduction d'exigences (ex : FRT) pour les unités de production de type A afin de répondre aux enjeux de la production diffue.

Enjeux des évolutions du code RfG (suite)

- Introduction d'exigences sur le Grid Forming :
  - Cette notion est importante dans le cadre d'un système électrique à forte pénétration d'ENR (ex apporter l'inertie).
  - Les modalités techniques seront détaillées dans un IGD (Guides d'utilisation des codes), les modalités financières sont à instruire (service système, appel d'offre ou autre…)
- Les oscillations forcées
  - C'est principalement pour les parcs éolien offshore.
  - Aujourd'hui la DTR (en France) interdit de telles oscillations.
  - Avec RFG V2, ça sera possible mais elles seront cadrées.
- Homogénéiser les exigences sur le RoCoF
  - Aujourd'hui, chaque pays applique (ou pas) ces propres exigences.
  - Avec RfG V2, des seuils uniques seront applicables à toute la zone synchrone européenne en particulier pour les unités non synchrones (les exigences sont revues à la hausse).
  - Des discussions sont toujours en cours sur les unités synchrones.
- Clarifier la mise en œuvre des exigences sur les sites mixtes
  - La dérogation en cours d'instruction sera intégrée directement dans le code RfG V2 (nous l'avons donc anticipé en France).

Enjeux des évolutions du code DC

Plusieurs GT, pilotés par « *Grid Connection Stakeholders Committee* », ont été lancés pour préparer ces évolutions, ci-dessous les évolutions notables :

- Homogénéiser le traitement des modifications substantielles à la maille européenne
  - Préciser quelle sont les grandeurs électriques dont l'évolution peut induire une modification substantielle.
  - Proposition d'intervalles avec des seuils à fixer à la maille nationale
- Introduction d'exigences sur le stockage (il était exclut nominativement du code DC V1) et les stations de recharge de véhicules électriques (V1G).
- Introduction d'exigences spécifiques pour certains type d'unités de consommation : Power to Gas (ex : électrolyseurs) et pour les pompes à chaleurs.
  - La partie Power to Gaz a été anticipée en France.
- Clarification sur le temps de la fonctionnalité « délestage fréquencemétrique ».
  - Préciser les délais de mise en œuvre opérationnelle et les précisions de mesures
- Clarifications sur les modèles de simulation.
  - Le modèle dans le domaine fréquentiel n'était pas clairement mentionné

Pour finir

- En décembre 2023, les propositions d'amendements des codes RfG et DC ont été proposées par l'ACER à la Commission Européenne (CE), seule instance européenne habilité à mettre à jours les codes de raccordement. Certains acteurs pourraient encore exprimer leurs réserves sur certaines exigences et donc proposer des changements. À date nous ne savons pas quelle va être la réaction de la CE.

- À date nous n'avons pas d'information concernant le planning de retour de la Commission Européenne concernant la proposition de l'ACER.

- Des IGDs (Guides d'application des codes de raccordement) seront proposés par l'ENSOE, ils seront aussi concertés avant validation finale, ils concernent :
  - Grid forming.
  - Oscillations forcées (Forced oscillation) -> pas très claire le profile…, le CNC va revenir vers le SPD pour préciser les profils (pour notre pilote Mario, nous pouvons nous appuyer sur les compétences en traitement du signal des constructeurs !) .
  - Traitement de certains consommateurs : VE, Power to gaz.
  - Exigences non exhaustives relative au stockage.
  - Délestage fréquencemétrique (LFDD).

Le réseau de transport d'électricité

Merci

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)