Comité des Clients Utilisateurs de RTE

Commission Accès au Réseau

Groupe de Travail

Distributeurs

Relevé de conclusions de la réunion du 28 septembre 2020

Version définitive

Participants :

Thomas ACKET	ENEDIS
Laurent GAUTHIER	ENEDIS
Xavier LEGRAND	ENEDIS
Benoit LAHOCHE	FN SICAE
Danièle LOISEL	SRD
Fabien PETIT	SRD
Edouard BOURDOT	SYNDICAT ENTREPRISES LOCALES D'ENERGIE
Hannah BENOIT	URM METZ
Michel DIEBOLT	ESR
Sandra LEPONT	ESR
Maxime FERRE	SYNDICAT ENTREPRISES LOCALES D'ENERGIE
Herve LAMBERT	SICAP
Quentin BOURE	CRE
Roman PICARD	CRE
Pierrick MULLER	CRE
Raphaël SIERRA	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Pierre DE LONGEAUX	RTE – Département Exploitation
Sophie SANS	RTE – Direction Commerciale
Mai-Anh CHAVANE	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Alexis CAUZIT	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Laurent SAVI	RTE – Département Accès au Réseau et Offres de Services
Fabien QUIQUE	RTE – Direction Commerciale
Hélène ROBERT	RTE – Direction Commerciale

***

Sommaire

1. PASSAGE DE L'HIVER 2020-2021 3
2. NOUVEAU PORTAIL SERVICES..... 4
3. Evolution DTR dont Implémentation DCC..... 5
4. S3R EnR..... 5
5. BILAN Q RPT/RPD..... 6
6. PTF/CTRP GRD 7

1. PASSAGE DE L'HIVER 2020-2021

La crise sanitaire en cours perturbe l'activité économique de tous les secteurs. Elle entraîne des impacts importants sur la consommation d'électricité en France, ainsi que sur la disponibilité des moyens de production. Dans ce contexte, RTE a publié le 11 juin 2020 une première analyse prévisionnelle des répercussions de la crise sanitaire sur l'approvisionnement en électricité durant l'hiver 2020-2021.

L'étude du 11 juin a mis en avant un risque accru de tension sur l'équilibre offre-demande durant l'hiver 2020-2021 avec une probabilité d'appels aux moyens post marché largement supérieure à la norme. Elle a ainsi conduit à placer l'hiver 2020-2021 sous vigilance particulière.

RTE a réactualisé le 18 septembre 2020 les perspectives sur l'hiver 2020-2021 : Une « vigilance particulière » est maintenue, malgré une légère amélioration de la situation prévisionnelle sur certaines périodes de l'hiver.

Un point d'information a été effectué par le Département Exploitation sur les modalités d'organisation entre RTE et les GRD pour mettre en œuvre d'éventuels délestages.

Les Principes généraux sont les suivants :

- Vision en 3 temps (S-1 à partir de jeudi, J-1 où échanges et communication coordonnée avec GRD, infra-J pour mise en œuvre et suivi)
- Enjeux sur 4 axes : communication vers l'externe cohérente, approche homogène au sein d'un territoire, choix des zones à délester de RTE (pour éviter déséquilibre réseau) à la maille ACR (le choix à la maille du PS restant au GRD), permutation du délestage par RTE (délestage tournant par GRD)

- Processus S-1 : comparaison des prévisions de consommation et couverture associée. Document actualisé par le dispatching national tous les jours vers 18h (14h30/15h le vendredi) pour mise à disposition RTE, vers les distributeurs et l'état.
- Processus J-1 : actualisation de la situation à 14h30 (pré-armement), 16h (identification des ressources et collectes des difficultés et zones à exclure du délestage), **18h** (décision de passage en mode crise et armement du plan de délestage), 18h30 (1ere communication à l'externe), 20h (communication à la maille nationale) et 21h (information disponible rue par rue pour Enedis), 21h30/22h (synthèse). RTE est maître de toute la communication vers l'état. Toute communication externe se fait après accord de la permanence nationale de RTE, afin d'assurer une cohérence
- Processus infra-J : actualisation à 6/7h, puis à 16h/17h.

- Le plan de délestage est transmis en J-1 vers 19h30. L'objectif du délestage est de maintenir l'Equilibre Offre Demande du système électrique ; dernier levier mis en œuvre par le CNES après activation des autres moyens sur l'ensemble du territoire. Chaine à 3 niveaux (CNES/ Dispatching régionaux/ Distributeurs) sur délai contraint (de l'ordre du ¼ h).
    - Délai d'exécution sans délai
    - Minimiser les dialogues. Ne remonter que les difficultés
    - Relestage sur ordre de RTE. Reprise avec précaution (car risque de doubler la conso)
    - Délestage tournant par les distributeurs
- Principe du plan de délestage
    - Nota : A adapter/préciser par distributeur. Chaque ELD est associée à une ACR jumelle. Bloc d'ELD adapté à la conso (seuil max : ½ échelon par bloc au niveau de l'ACR)

    - Logique de répartition équilibrée par territoire.
    - 3 catégories : plan (délestage prévu), réserve (délestage possible sur alea donc sans communication préalable externe), télédélestage de secours (que pour ENEDIS, sur aléa rapide)
- Association ENEDIS-ELD, partagée régionalement

La SICAE Oise indique que le Un-5% ne serait pas prévu dans la réglementation ni dans l'arrêté de 1990 et interroge sur la faisabilité règlementaire/contractuelle d'un tel dispositif.

RTE indique que selon le CART GRD (chap 8) RTE a le droit d'émettre des ordres de sauvegardes et que les autres exigences seraient suspendues sans préavis. Il doit sans doute exister des dispositions symétriques dans les CARD. Des précisions pourront être apportées par RTE sur cet aspect lors des échanges régionaux.

2. NOUVEAU PORTAIL SERVICES

Depuis le lundi 28 septembre 2020, le « Portail Clients » est fermé. Ses fonctionnalités sont reprises par le « Portail Services » en service depuis plus de 2 ans. Ce portail contient les données suivantes :

Pour tous les visiteurs sur le site :

Les visiteurs ont accès aux données publiques (data-visualisation, téléchargement, notifications), aux offres de service (CATALIZ) et aux documents « réglementaires », disponibles sur la page « La bibliothèque » (les règles sur les mécanismes de marchés, les mandats, la documentation pour comprendre la facturation, le code de bonne conduite et la DTR).

Pour les créations de comptes :

9 347 comptes utilisateurs ont été créés à ce jour.

737 sociétés sont déclarées sur le Portail Services. Les sociétés clientes bénéficient de services personnalisés.

La Hotline du Portail Services : rte-hotline@rte-france.com / 0810 80 50 50

La SICAE Oise demande si elle peut communiquer à ses clients le lien RTE vers les données TEMPO. RTE indique que ces données sont publiques et que le lien peut donc être transmis à d'autres acteurs.

3. EVOLUTION DTR DONT IMPLEMENTATION DCC

L'Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité a été publié le 25 juin 2020 au JORF, et permet donc l'application de DCC pour toutes les PTFs signées après le 26 juin 2020.

La Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2020 portant décision relative aux installations, réseaux et systèmes faisant l'objet de modifications au sens des articles 4 des règlements (UE) 2016/631, 2016/1388 et 2016/1447 de la Commission, précise les articles de DCC s'appliquant aux postes sources en cas de modification substantielles. Cette délibération est conforme pour les GRD à la concertation des acteurs sur le sujet. Le projet d'article DTR 5.2 concernant les modifications substantielles et reprenant ces principes sera publié en DTR d'ici fin 2020 ; il doit en effet être modifié à la marge pour un cas de modification d'installation de consommation.

Suite aux travaux en GT CURTE, une première vague de mise à jour de la DTR a été effectuée le 03/08/2020 en lien avec les codes de réseau.

Le bilan de consultation des articles DTR 4.7.2 (échanges d'information) et 4.6 (protections) et documents afférents a été réalisé en séance. Concernant les échanges d'information mentionnés à l'article 4.7.2, la SICAE Oise indique que la notion de temps réel doit être précisée, les impacts technologiques n'étant pas les mêmes suivant que l'on parle d'un pas seconde ou d'un pas minute. RTE indique que la notion de temps réel sera précisée dans le cahier des charges téléconduite en fonction du besoin.

D'autres articles DTR seront prochainement consultés et une seconde vague de mise à jour de la DTR est prévue d'ici fin 2020 afin de clôturer l'implémentation des codes de réseau européens RfG-DCC-HVDC et SOGL-E&R.

4. S3R ENR

Retour sur la consultation du 2.5 et 2.6.

Les articles DTR 2.5 et 2.6 ont fait l'objet d'une consultation en vue de leur mise à jour. L'article 2.6 sera soumis à validation de la CRE. Les acteurs sont globalement favorables au dimensionnement optimal du RPT tel que présenté dans le SDDR 2019 et tel que mis en oeuvre dans les schémas S3R EnR.

Il est rappelé que RTE est technologiquement neutre et que les congestions S3R seront résolues en fonction de la capacité des installations de production à résoudre la contrainte en terme de puissance et énergie, de la localisation sur le réseau (coefficient d'influencement sur la contraintes et capacité technique à se moduler) des leviers activables ainsi que de leur prix.

La SICAE Oise indique que pour les schémas saturés, et en attendant la révision du schéma, la quote-part à appliquer est celle du schéma saturée tant que la révision du schéma n'a pas été effectuée, ce que RTE confirme.

SRD indique que cela n'est pas conforme à la DTR Enedis qui indique que la QP du schéma révisé devra s'appliquer au projet à raccorder, et que cette incohérence pourrait entrainer des risques de CORDIS.

RTE rappelle que l'entrée en file d'attente est différente selon que le producteur se raccorde en HTA (entrée en FA lorsque la demande de raccordement est complète et conforme à la DTR) ou en HTB (entrée en FA lorsque la PEFA ou PTF est signée par le demandeur).

SRD demande la date d'entrée en vigueur du nouvel article DTR RTE, et questionne sur la possibilité de s'appuyer sur cet article avant sa publication. RTE indique que la saisine CRE sera effectuée suffisamment tôt pour une application de l'article avant l'entrée en vigueur du schéma de Nouvelle Aquitaine.

Concernant l'état d'avancement des S3REnR, RTE indique que l'intégration des capacités d'accueil du diffus non consommées, dans les capacités réservées, entraine une diminution des taux d'affectation et qu'une mise à jour des cartes sera effectuée avec les nouvelles valeurs.

Etats techniques et financiers (ETF)

RTE interroge les GRD sur les pistes d'amélioration possible des ETF et fait des propositions. La SICAE Oise souhaite que les trames de collectes soient stables pour éviter des adaptations récurrentes du SI. SRD suggère de faire un bilan du diffus à partir de la date de notification du schéma afin d'avoir la quantité de diffus dans les capacités réservée par poste et mieux calculer le solde des schémas; de prendre en compte les nouveaux usages (automates) et de faire un bilan par poste sur les limitations mises en œuvre en lien avec le dimensionnement optimal. La SICAE indique qu'un GT adhoc sur le sujet n'est pas nécessaire si la trame de collecte est claire et partagée. RTE propose une réunion de lancement des ETFs au niveau régional avec un planning et des attendus clairs pour que tous les contributeurs puissent s'organiser et fournir les données au bon moment.

Sur la qualité des données de production, il est proposé d'afficher les données par GRD et par filières, et RTE interroge les GRD sur la maille optimale d'agrégation des données afin de faciliter les traitements. RTE propose d'utiliser les données de production utilisées pour le panorama de l'électricité renouvelable, fournies par l'agence ORE, au périmètre des anciennes régions. La SICAE indique que faire des agrégats d'agrégats de données fait perdre en qualité et que la précision des données serait meilleure si tous les GRD remontaient les données projet par projet, avec une agrégation des données par RTE uniquement. Les besoins de qualité des données et de minimisation du temps de traitement apparaissent comme contradictoires. Notamment, les producteurs demandent souvent des PTF sur plusieurs postes relevant de plusieurs GRx, ce qui peut entrainer des projets comptés en doublons si les données sont agrégées GRD par GRD. RTE propose de poursuivre les échanges en lien avec l'organisme ORE.

5. BILAN Q RPT/RPD

Le bilan des dépassements en réactifs à l'interface RPT/RPD sur la 3e année TURPE 5 a été réalisé. La facture annuelle est en légère baisse du fait d'une stagnation des dépassements en tensions hautes et d'une baisse des dépassements en tension basses. Des analyses plus poussées sont attendues pour

expliquer pourquoi les dépassements de réactif en tensions hautes étaient en hausse avant mars 2020 et sont en fortes chutes depuis mars 2020.

ENEDIS confirme avoir identifiés les postes aux dépassements les plus élevés et y avoir observer cette tendance.

Des analyses plus poussées doivent être menées pour expliquer le phénomène.

6. PTF/CTRP GRD

La CRE indique que la trame standard de convention de raccordement RTE-GRD sera publiée d'ici fin octobre 2020.

Les trames de PTF/CTRP seront consultées afin d'être harmonisées avec la trame de convention de raccordement, notamment sur les passages liées aux limitations de production HTA et sur le remplacement de la Pracc à l'injection par la notion de Pprod (valeur évolutive correspondant à la somme des puissances des installations de production raccordées en aval).

Prochaine réunion du GT : 30/11/2020