Evolution de la Documentation Technique de Référence de RTE

Bilan de la concertation réalisée par RTE au sein de l'instance de concertation RfG sur

le projet de trame-type de contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien et le projet de révision de l'article 7.2 relatif aux travaux sur le RPT

17 octobre 2018

1. Préambule

Le règlement européen UE 2017-1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité dit « code SOGL (System Operation GuideLines) » définit des exigences dont certaines portent sur la coordination des indisponibilités et sur l'évaluation de l'adéquation régionale. En application de l'article 35 du cahier des charges de concession du Réseau Public de Transport (RPT), RTE a mené une concertation dans le cadre du groupe de travail « Planification coordonnée des indisponibilités », au sein de l'instance de concertation RfG, en vue de mettre son cadre contractuel en conformité avec ces exigences. Cette mise en conformité s'est traduite par l'élaboration d'un projet d'évolution de la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien, et d'un projet d'évolution de l'article 7.2 de la Documentation Technique de Référence de RTE relatif aux travaux sur le RPT.

Les exigences du code SOGL relatives à la coordination des indisponibilités et leurs impacts sur le cadre contractuel de l'accès au RPT ont été présentés et discutés lors des réunions de concertation du GT « Planification coordonnée des indisponibilités » les 24 janvier 2018, 12 mars 2018, 24 avril 2018, 14 juin 2018 et 2 octobre 2018. Les exigences du code SOGL relatives à l'évaluation de l'adéquation régionale et leurs impacts sur le contrat de gestion prévisionnelle ont été présentées lors de la réunion de concertation du 2 octobre 2018.

Le présent document synthétise les évolutions principales intégrées au projet de trame-type de contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien ainsi qu'au projet d'article 7.2 de la Documentation Technique de Référence.

Il est important de noter que ces évolutions correspondent aux impacts actuellement identifiés par RTE nécessitant une modification du cadre contractuel en vigueur. Les méthodologies européennes associées à la coordination des indisponibilités ainsi qu'à l'évaluation de l'adéquation pouvant évoluer au cours du temps, RTE pourra être amené à concerter de nouvelles évolutions à l'avenir.

2. Synthèse de la concertation

Les impacts du code SOGL relatifs à la planification coordonnée des indisponibilités (OPC)

Le code SOGL établit des lignes directrices sur la gestion du réseau de transport d'électricité, et notamment sur :

- les règles et responsabilités en matière de coordination et d'échange de données dans la planification de l'exploitation et l'exploitation proche du temps réel ;
- les exigences concernant la planification des indisponibilités des actifs dits « pertinents » pour une coordination européenne.

Ces exigences portent sur :

- les interactions entre Gestionnaires de Réseau de Transport et Coordinateurs de Sécurité Régionaux[1] ;
- les propriétaires d'actifs pertinents qui doivent désigner un responsable de planification qui se coordonne avec le GRT pour planifier les indisponibilités de ses actifs pertinents. La mise en œuvre du contrat de Gestion Prévisionnelle permet à un propriétaire d'actifs pertinents de respecter les exigences du code SOGL.

La liste des actifs « pertinents » pour une planification coordonnée européenne n'est ni définie ni définitive. Elle sera élaborée et mise à jour annuellement par application de la méthodologie européenne RAOCM.

Compte tenu de ses études préalables, RTE juge faible le risque que des installations de consommation soient identifiées comme pertinentes, et fait donc l'hypothèse que, dans le cadre de la concertation, ne seront concernés que des ouvrages du RPT, des interconnexions et des unités de production raccordées au RPT. Sur ces bases, le projet d'évolution du cadre contractuel de l'accès au RPT consiste à :

- décrire les principes de la coordination européenne et rappeler les obligations portant sur les propriétaires d'actifs pertinents dans la Documentation Technique de Référence,
- faire évoluer la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien pour y intégrer les modalités applicables aux actifs pertinents.

Dans la mesure où l'ensemble du Groupe de Travail partageait l'approche consistant à ne pas remettre en cause ni les principes fondamentaux, ni l'équilibre du contrat de Gestion Prévisionnelle actuel, les travaux se sont fondés sur une revue partagée des exigences du code SOGL afin de faire émerger les évolutions du contrat de Gestion Prévisionnelle nécessaires à sa mise en conformité.

Le processus de planification des indisponibilités « OPC » (Outage Planning Coordination), défini par les Gestionnaires de Réseau de Transport et les Coordinateurs de Sécurité Régionaux, vise à cadrer les aspects opérationnels de la coordination transfrontalière des indisponibilités et prévoit la mise en œuvre :

- d'une coordination annuelle (élaboration du plan final sur un horizon annuel),
- d'une coordination mensuelle (mise à jour du plan final sur la période M+1 à fin de l'année A),
- et d'une coordination hebdomadaire (mise à jour du plan final sur un horizon hebdomadaire).

Le code SOGL ne définit pas les cycles de coordination internes à un GRT, ni les cycles de coordination bilatéraux (entre deux GRTs) ou multilatéraux (à la maille d'une zone de calcul de capacité par exemple). RTE propose de maintenir les cycles de coordination internes actuels (coordinations mensuelles et hebdomadaires) après avoir analysé les nécessaires synchronisations avec les coordinations transfrontalières telles que définies par le processus OPC (coordinations annuelles, mensuelles et hebdomadaires).

[1] RTE a désigné CORESO comme Coordinateur de Sécurité Régional pour effectuer les tâches relatives à la coordination des indisponibilités.

Concernant l'élaboration du plan final à un an :

Les travaux de concertation n'ont pas levé d'impact majeur dans la mesure où le caractère "final" du plan de disponibilité à un an ne le rend pas "définitif" : en effet, les modalités de mise à jour des plans finaux de disponibilité à un an permettent de les faire évoluer jusqu'à l'échéance hebdomadaire (cf. ci-après).

Les impacts restent limités au respect des jalons suivants :

- Les producteurs doivent fournir à RTE une proposition de plan de disponibilité **dès le 1er août** de l'année A-1 ;
- RTE doit fournir aux producteurs le plan de disponibilité final à un an le **1er décembre** de l'année A-1.

Concernant la mise à jour du plan final jusqu'en semaine S-1 :

Les travaux de concertation n'ont pas levé d'impact majeur dans la mesure où :

- le plan de disponibilité final peut évoluer jusqu'en hebdomadaire ;
- dans le cas où des contraintes sont détectées en hebdomadaire par rapport aux engagements pris en mensuel via le contrat de gestion prévisionnelle, elles seront résolues via des demandes de modification coordonnée et pourront ainsi donner lieu à des accords en amont du J-1.

Les impacts restent limités au respect du jalon suivant :

- Le plan de disponibilité final hebdomadaire est fourni aux producteurs par RTE le **vendredi à 14H00** de la semaine S-1.

Concernant les modifications infra-hebdomadaires (hors événements fortuits) :

Les travaux de concertation n'ont pas levé d'impact majeur dès lors que les périodes sans engagements du planning de référence peuvent faire l'objet de modifications après la coordination hebdomadaire.

RTE a ainsi fait les propositions suivantes :

- Pour les unités de production de catégorie A (groupes > 700 MW) : les plannings sont déjà engageants.

  Le producteur fait donc une demande de modification coordonnée à RTE, pouvant donner lieu à la conclusion d'un accord en amont du J-1 si des surcoûts réseau apparaissent. **RTE publiera la mise à jour du plan final dans OPDE[2]** si l'accord est accepté.

- Pour les unités de production de catégorie B (groupes entre 10 et 700 MW) : les plannings sont engageants sur les périodes avec fanion.

  Pour une modification infra-hebdomadaire portant sur une période *sans* fanion, le producteur doit **informer RTE** de la modification, et RTE publiera la mise à jour du plan final dans OPDE pour information des autres GRT.

[2] Operational Planning Data Environment – Il s'agit de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO-E pour la planification de l'exploitation.

Pour une modification infra-hebdomadaire portant sur une période *avec* fanion, le producteur doit faire une demande de modification coordonnée à RTE, pouvant donner lieu à la conclusion d'un accord en amont du J-1 si des surcoûts réseau apparaissent. **RTE publiera la mise à jour du plan final dans OPDE** si l'accord est accepté.

Concernant l'exécution des plans de disponibilité et le traitement des fortuits :

Les travaux de concertation n'ont pas levé d'impact majeur dans la mesure où :

- le producteur s'engage à respecter les engagements du planning de référence actualisé et à informer RTE de toute modification sur les périodes sans engagements du planning de référence ;
- le plan final mis à jour et le planning de référence actualisé sont alignés ;
- la convention d'exploitation et les règles RE-MA actuelles permettent de répondre aux exigences de l'article 102 du code.

Les impacts du code SOGL relatifs à l'évaluation de l'adéquation régionale (SMTA)

Le processus SMTA (Short Medium Term Adequacy forecast) cadre la réalisation des études d'adéquation européenne entre l'offre et la demande par les Coordinateurs de Sécurité Régionaux, à partir des données prévisionnelles de consommation et de production et des capacités prévisionnelles d'échange aux frontières fournies par les GRT européens, en application de l'article 81 du Code SOGL.

Conformément à la méthodologie européenne en cours d'élaboration par les GRTs, une étude d'adéquation à la hausse sera réalisée à partir d'octobre 2019, tous les matins sur une période de 7 jours glissants [J+1 à J+7] (en lieu et place de l'étude hebdomadaire réalisée actuellement tous les vendredis matins). Cette étude permettra d'évaluer les risques d'absence d'adéquation (à la hausse) dans chaque pays européen à partir des prévisions de capacités d'échanges aux frontières (NTC), des prévisions de production éolienne et photovoltaïque et des prévisions de disponibilité de production par filière. Compte-tenu du caractère « glissant » du processus envisagé et du retour d'expérience opérationnel des centres de coordination européens montrant la nécessité de disposer d'informations plus précises, en particulier dans le domaine de l'hydraulique où il est nécessaire de mieux tenir compte du stock d'énergie disponible, RTE a proposé une évolution de la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien. Cette évolution consiste à disposer de la **puissance mobilisable maximum de l'hydraulique disponible à la pointe de chacun des jours de la semaine suivante, réactualisée quotidiennement**, sur la base des principes suivants :

- envoi volontaire,
- mise à jour en jours ouvrés uniquement,
- possibilité d'envoyer jusqu'à 13 jours glissants ou sur la fenêtre du Samedi au Vendredi.

Le groupe de travail a validé cette proposition d'évolution sur la base de ces principes. L'attention de RTE a cependant été attirée sur la difficulté pour les producteurs hydrauliques à fournir des données précises, compte tenu de la faible visibilité sur le productible à 7 jours (et donc *a fortiori* à 13 jours).

Le décompte des Opportunités en jours consécutifs

Une modification d'un paragraphe de la trame-type de contrat de Gestion Prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien, proposée par RTE et visant à expliciter son besoin de disposer de jours consécutifs pour la réalisation de ses travaux, n'a pas permis aux parties prenantes de converger sur son contenu. Les échanges se poursuivront lors du second volet de la concertation portant sur l'évolution de la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle applicable aux producteurs éoliens et photovoltaïques.

3. Suite des travaux

Les projets d'évolutions de la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle et de l'article 7.2 de la Documentation Technique de Référence seront mis en consultation au premier semestre 2019, pour mise en œuvre dès juillet 2019 et, dans la mesure du possible, à l'issue du second volet de la concertation portant sur l'évolution de la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle applicable aux producteurs éoliens et photovoltaïques.