Evolution de la
Documentation Technique de Référence de RTE

Bilan de la concertation / consultation
réalisée par RTE
au sein de l'instance de concertation RfG et
relative à la gestion coordonnée des indisponibilités

25 mars 2019

Réseau de transport d'électricité

1. Préambule

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, pour faire évoluer le cadre contractuel de l'accès au RPT afin de :

- Le mettre en conformité avec les exigences issues du règlement européen UE 2017-1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité dit « code SOGL (System Operation GuideLines) », et dont certaines portent sur la coordination des indisponibilités et sur l'évaluation de l'adéquation régionale ;
- Répondre à une demande de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) de soumettre à concertation les modalités opérationnelles de gestion prévisionnelle qui, actuellement, diffèrent entre les installations de production photovoltaïque et éolienne et les autres installations de production.

Cette évolution du cadre contractuel s'est traduite par l'élaboration d'un projet d'évolution de l'article 7.2 de la Documentation Technique de Référence (DTR) de RTE relatif aux travaux sur le RPT, et d'un projet d'évolution des trames-type de contrats de gestion prévisionnelle (pour les installations de production photovoltaïque et éolienne, et pour les autres installations de production) et de contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1.

Les exigences du code SOGL puis les projets d'évolution du cadre contractuel de l'accès au RPT ont été présentés et discutés avec les producteurs[1] lors des réunions de concertation du GT « Planification coordonnée des indisponibilités » les 24 janvier 2018, 12 mars 2018, 24 avril 2018, 14 juin 2018, 2 octobre 2018, 20 novembre 2018 et 8 janvier 2019. Une présentation a également été faite en réunion plénière du GT producteurs du CURTE le 31 janvier 2019.

A l'issue de la phase de concertation, les projets d'évolution du cadre contractuel ont été mis en consultation sur le site internet concerte.fr entre le 28 janvier et le 15 février 2019.

Des observations ont été faites en retour sur le site concerte.fr par la société EDF et par une autre n'ayant pas souhaité être citée.

Le présent document synthétise les évolutions principales apportées au cadre contractuel de l'accès au RPT, reprend les observations faites par les producteurs et formalise les positions prises par RTE.

NB : Certaines de ces évolutions correspondent aux impacts du code SOGL actuellement identifiés par RTE et 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 régionale pouvant évoluer au cours du temps, RTE pourra être amené à concerter de nouvelles évolutions à l'avenir.

RTE remercie l'ensemble des acteurs pour leur participation à cette concertation et la qualité du dialogue engagé.

[1] Les producteurs et syndicats ayant participé à au moins une des réunions de concertation organisées par RTE sont : CNR, EDF, ENGIE, ENGIE GREEN, FEE, SER et UNIPER.

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[2] ;
- 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.

RTE rappelle également dans la Documentation Technique de Référence les principes de proportionnalité, de non-discrimination et de transparence qui doivent guider la prise de décision des GRTs, ainsi que la recherche systématique d'un optimum technico-économique global.

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

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

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).

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[3]** 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.
  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.

Perspectives

Dans une perspective à moyen/long terme, l'émergence massive de production décentralisée, sur des zones concentrées, pourrait induire des situations à risque sur l'exploitation du système électrique ou nécessitant des schémas d'exploitation particuliers. Dès lors il sera indispensable pour RTE de disposer d'une vision anticipée de la disponibilité de ces moyens de production dont les effets seront ceux d'utilisateurs significatifs du réseau. Des travaux adaptés devront être menés en cohérence avec l'évolution de chaque zone.

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

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). Certaines données pourraient ainsi ne pas être disponibles.

Le décompte des Opportunités en jours consécutifs

RTE a proposé la modification d'un paragraphe de la trame-type de contrat de Gestion Prévisionnelle des installations de production hors photovoltaïque et éolien, visant à expliciter son besoin de disposer de jours consécutifs pour la réalisation de ses travaux pour des raisons évidentes d'efficacité, voire de faisabilité (temps de préparation et de restitution des travaux). En effet, les besoins de RTE liés aux interruptions programmées sont de différentes natures :

- la maintenance préventive (périodique) dont certaines opérations peuvent nécessiter trois à quatre jours consécutifs d'interruption (protections, disjoncteur de la ligne d'évacuation…) ;
- la maintenance corrective et curative, pouvant amener à un remplacement de matériel ;
- enfin, les opérations de développement et de renouvellement du réseau, pouvant aussi induire des travaux sur des matériels existants.

Ainsi, certains travaux peuvent nécessiter jusqu'à plusieurs semaines d'interruption.

Par conséquent, RTE a proposé de décompter les opportunités qui lui sont faites en **durée** plutôt qu'en **jours**. En effet, des opportunités isolées proposées durant les trois dernières années peuvent rapidement grever la possibilité pour RTE de placer des interruptions plus longues qui seraient nécessaires pour certains travaux. Ces nouvelles modalités ne concerneraient que les installations de catégorie A et B (installations de puissance > 10 MW, hors installations de production éolienne et photovoltaïque) pour lesquelles la notion d'opportunité existe. Par ailleurs, la limite des 5 jours d'interruption non synchronisée maximum par période de 3 ans serait conservée.

Cependant, les nombreux échanges autour de ce sujet (réunions en bilatérales et réunion de concertation dédiée le 6 novembre 2018) n'ont pas permis aux parties prenantes de converger, les producteurs jugeant le besoin de RTE disproportionné et craignant une utilisation systématique (sur chaque cycle de 3 ans) de cette nouvelle règle permettant à RTE de poser plus facilement jusqu'à 5 jours consécutifs d'interruption. RTE a par conséquent renoncé à modifier la formule de décompte des opportunités.

Les évolutions des modalités opérationnelles de gestion prévisionnelle pour les installations de production éolienne et photovoltaïque

La démarche de RTE a consisté à solliciter les producteurs en leur demandant des éléments de diagnostic sur le contrat actuel de gestion prévisionnelle pour les installations de production éolienne et photovoltaïque et de pointer ses forces et ses faiblesses. A noter que tous les producteurs, EnR ou non, ont été invités à s'exprimer sur ce contrat.
RTE a également proposé lors de la réunion de concertation du 2 octobre 2018, de réaliser une présentation comparée des deux trames de contrat de gestion prévisionnelle (« installations de production éolienne/PV » et « autres installations de production ») si les producteurs en exprimaient le souhait, afin de leur permettre de mieux en appréhender les différences.

Les éléments obtenus en retour de la part des producteurs ont permis de souligner certains atouts du contrat de gestion prévisionnelle pour les installations éoliennes et photovoltaïques :

- le caractère spécifique de ces filières, avec la définition d'une « période de moindre productible » adaptée à l'aspect intermittent de ces sources d'énergie ;
- un cycle de coordination relativement « long » (semestriel dans le contrat d'origine), là encore adapté aux besoins des installations éoliennes et photovoltaïques, alors qu'un cycle mensuel comme celui utilisé pour les autres installations de production est perçu comme trop court ;
- la granularité de la demi-journée pour le placement des périodes de corrélation ou des indisponibilités complémentaires qui offre de la souplesse.

Des remarques, mettant en avant des points d'amélioration possibles, ont aussi été faites :

- la nécessité de pouvoir itérer entre RTE et le producteur lors de la phase d'élaboration du planning de référence, au cours de laquelle RTE place ses périodes de corrélation et indisponibilités complémentaires qui se traduiront en engagements pour le producteur sur la prochaine période ;
- l'absence d'engagement de RTE sur un délai de réponse maximum lors d'une demande de modification de planning ;

- enfin, le souhait d'une meilleure visibilité sur les engagements du producteur, en ayant connaissance de la date au plus tard à laquelle une interruption programmée peut être annulée sans conséquences financières pour celui-ci. Sur ce point, RTE a indiqué que de nombreux paramètres entraient en ligne de compte dans l'estimation du coût du report d'une interruption, rendant chaque situation unique (préavis du report, coût du chantier, nombre de personnes affectées au chantier par RTE, durée du report, impact d'une défaillance potentielle de l'ouvrage…)

Les évolutions du cadre contractuel proposées par RTE :

Les évolutions apportées par RTE au cadre contractuel ont vocation à répondre aux remarques remontées par les producteurs, mais aussi à le moderniser afin de mieux tenir compte des évolutions actuelles :

- concernant l'élaboration du planning de référence, RTE a proposé de passer d'un cycle semestriel à un cycle **trimestriel** afin de donner davantage de visibilité aux producteurs sur leurs engagements à venir et éviter ainsi les disparités sur les échéances d'engagement entre début et fin de période. Le planning de référence (engageant) reste semestriel mais devient glissant sur 3 mois. Il y a ainsi systématiquement une période de recouvrement de 3 mois entre deux cycles successifs.
  Lors d'un nouveau cycle, RTE peut néanmoins notifier de nouvelles périodes de corrélation sur la période en recouvrement moyennant un préavis de 1 mois, laissant ainsi le temps à d'éventuelles itérations avec le producteur. Toute autre modification sur cette période est considérée comme une modification du planning de référence, pouvant donner lieu à la signature d'un accord en amont du J-1 ;
- RTE a proposé de fixer son délai de réponse à une demande de modification de planning nécessitant l'accord des deux parties à **5 jours ouvrés**, l'alignant en cela sur celui du contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors éolien/photovoltaïque ;
- le **vocabulaire** a également été harmonisé entre les deux trames-type de contrat de gestion prévisionnelle pour plus de lisibilité : le contrat de gestion prévisionnelle pour les installations de production éolienne/PV parle désormais d'Interruption Programmée au lieu d'Indisponibilité, et d'Interruption (Programmée) Non Synchronisée au lieu d'Indisponibilité Complémentaire, ces termes étant maintenant définis dans le glossaire annexé au contrat ;
- la trame de contrat de gestion prévisionnelle pour la production éolienne/PV ainsi que celle du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 associée ont été mises à jour afin de prendre en compte les **Groupements Multi-Producteurs** (producteurs regroupés derrière un même point de raccordement). Il est précisé que le Titulaire du contrat est l'unique interlocuteur de RTE concernant les échanges d'informations pour l'ensemble des installations du groupement. Pour des raisons liées à l'applicabilité du contrat, celui-ci précise également que la production de l'ensemble de ces installations doit être exclusivement de nature éolienne ou photovoltaïque (dans la négative, c'est le contrat de gestion prévisionnelle "classique" qui s'applique) ;
- enfin, conséquence du point précédent, le signataire du contrat n'est plus nécessairement le Responsable de Programmation (puisque chaque producteur peut disposer de son propre Responsable de Programmation) mais un **interlocuteur désigné par le titulaire du CART**.

3. Réponses aux remarques des producteurs émises lors de la consultation

N°	Remarques des producteurs	Réponse de RTE
EDF		
1	Cette consultation porte sur des projets de modification de la Documentation Technique de Référence (DTR) de RTE et des trames-type des contrats de gestion prévisionnelle (classique, éolien/PV et contrat amont du J-1) dans le but de mettre en conformité le cadre contractuel de RTE avec les dispositions Règlement UE/2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (SOGL) relatives à la gestion des indisponibilités. EDF saisit l'opportunité de cette consultation sur les résultats de la concertation nationale menée en 2018/2019 pour rappeler le besoin de visibilité (i) sur la méthodologie qui permettra, au niveau national, de déterminer la liste des « actifs pertinents » soumis à la coordination au niveau régional européen au titre de SOGL…	A ce jour, la méthodologie d'identification des actifs pertinents est en cours de rédaction par l'ACER suite à la non-approbation du projet de méthodologie rédigé par les GRT. En application du code SOGL, cette méthodologie doit être rédigée par l'ACER d'ici à la mi-juin 2019 et une consultation publique doit être organisée par l'ACER préalablement. Pour précisions, cette méthodologie n'est pas mise en œuvre au niveau national mais au niveau régional c'est-à-dire que ce sont les GRT voisins qui identifieront les actifs pertinents en France.
2	…ainsi que sur (ii) les modalités d'évaluation par les GRT européens des incompatibilités de planning.	A ce jour, la méthodologie de réalisation des analyses de sécurité (CSA) est en cours de rédaction par l'ACER suite à la non-approbation du projet de méthodologie rédigée par les GRT. En application du code SOGL, cette méthodologie doit être rédigée par l'ACER d'ici à la mi-juin 2019 et une consultation publique doit être organisée par l'ACER préalablement. L'évaluation des incompatibilités de planning à l'échéance annuelle devrait se dérouler de la manière suivante :

		• les GRT construisent des situations de réseau prévisionnelles (8 par défaut en application de l'article 65 du code SOGL) à l'échelle pan-européenne ; • sur la (ou les) situation réseau prévisionnelle représentative de la période, les indisponibilités simultanées sont simulées puis une analyse de sécurité est exécutée ; • si l'analyse de sécurité fait ressortir des contraintes qui ne peuvent être levées que par des mesures correctives coûteuses, les indisponibilités sont considérées comme incompatibles ; • dans ce cas-là, les GRT lèvent l'incompatibilité en modifiant leurs plannings d'indisponibilités et en dernier recours modifient le planning d'indisponibilités d'un producteur.
3	EDF souhaite souligner que la concertation précédant cette consultation, qui s'est déroulée dans de bonnes conditions, a conduit aux évolutions et/ou clarifications positives suivantes : • le plan final de disponibilité pourra être modifié aux horizons infra-annuels (DTR) ; • l'optimum technico-économique sera systématiquement recherché que ce soit lors de l'établissement du plan final de disponibilité ou lors des modifications infra-annuelles (DTR). Il est en effet primordial que la mise en œuvre des lignes directrices SOGL ne se traduise pas par une inflation des coûts pour les producteurs ; • le placement des indisponibilités du réseau, et en particulier des indisponibilités non synchronisées, se fera sur le principe de moindre gêne pour les producteurs (GP) ; • RTE reste l'unique interlocuteur / contrepartie lors des demandes de modification du plan final de disponibilité et lors de signature de contrats amont le cas échéant (CR du GT du 24 avril 2018).	

	EDF relève cependant les points suivants, qui nécessitent une clarification ou un travail supplémentaire : • la rédaction de l'article 7.2 du projet de DTR ne fixe en l'état aucune exigence sur le délai de réponse, suite à une modification de planning d'un actif (pertinent). Aucun délai de réponse n'est également précisé dans SOGL. Néanmoins EDF souhaite que le niveau d'exigence défini dans le contrat de gestion prévisionnelle (délai de réponse de 5 jours) continue de s'appliquer à tous les actifs, y compris les actifs pertinents ;	L'article 7.2 du projet de DTR décrit les modalités de mise en œuvre de la coordination européenne pour les indisponibilités des actifs pertinents conformément au code SOGL, qui ne fixe lui-même aucun délai de réponse à une demande de modification de planning concernant un tel actif. Cependant, dès lors qu'un contrat de gestion prévisionnelle est signé entre un producteur et RTE, ses modalités s'appliquent, en particulier pour ce qui est du délai de réponse de 5 jours ouvrés à une demande de modification de planning, quelle que soit la nature de l'actif concerné (pertinent ou non).
4	• en conformité avec le contrat de gestion prévisionnelle (article 10.3. du contrat de GP hors PV et éolien), EDF souhaite voir préciser, à l'issue de cette concertation, qu'une demande de modification de planning d'un actif pertinent doit systématiquement faire l'objet d'une proposition par RTE d'un contrat amont du J-1, avec un devis financier si cette demande implique des conséquences financières ;	Selon l'article 10.3 du contrat de gestion prévisionnelle pour les installations de production hors éolien/PV, afin de répondre à une demande de modification du Planning de Référence, les deux Parties se rapprochent afin de rechercher une solution optimale techniquement et économiquement. Lorsque la modification entraîne une conséquence financière, un Accord est recherché selon les modalités définies dans le contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 et un devis financier est établi. RTE rappelle que selon ce même contrat cadre, l'établissement d'une proposition en réponse à une demande d'Accord fait l'objet d'une rémunération au prix forfaitaire de 200 €.
5	• la fourniture de données liée à l'hydraulique (puissance mobilisable à la pointe à échéance hebdomadaire – article 7.2. du contrat de GP hors PV et éolien) demande une étude de faisabilité SI la part d'EDF ;	RTE prend note de la remarque. RTE rappelle par ailleurs que, concernant l'évolution apportée à l'article 7.2 du contrat de gestion prévisionnelle hors PV et éolien, la fourniture par les producteurs de la puissance mobilisable maximum de l'hydraulique disponible à la pointe de chacun des jours de la semaine suivante, réactualisée quotidiennement, reste basée sur le volontariat.

6	• dans l'article 9.2. et 9.4. du contrat de GP hors PV et éolien, RTE a ajouté les termes « raison » et « durée de remise en service » dans les données hebdomadaires à envoyer sans préciser leurs définitions. EDF souhaite que ces définitions soient précisées, tout en considérant que l'item « raison » ne doit pas aller plus loin que les mentions générales du type « essais », « arrêt programmé » ou « fortuit ».	La formulation proposée par RTE paraphrase le code SOGL. RTE accepte la proposition d'EDF de restreindre la raison aux 3 possibilités proposées et remplacera « durée de remise en service par « délai de restitution ». Ces termes seront définis dans le glossaire annexé au contrat.
7	Décompte des indisponibilités non synchronisées En complément des modifications liées aux lignes directrices SOGL, RTE a souhaité, au cours de la concertation, effectuer une modification liée aux indisponibilités non synchronisées. Conformément aux discussions en groupe de travail, RTE ne modifie pas la formule de décompte des opportunités. Un REX complémentaire de la part de RTE a en effet été jugé nécessaire par l'ensemble des acteurs avant d'envisager de faire évoluer ce décompte. Cependant, les modifications apportées à l'article 13 du contrat de GP hors PV et éolien ne conviennent pas à EDF. La formulation proposée par RTE porte obligation au titulaire du contrat de présenter les indicateurs suivants : cumul et durée maximale des Opportunités sur la Période Triennale en cours pour un ensemble de Points de Connexion identifiés par RTE. EDF souhaite souligner au sujet de cette disposition : • qu'elle poserait une problématique de ressources et de SI du fait de son caractère systématique ; • que RTE a les moyens de réaliser un tel suivi de son côté, dans la mesure où les plannings d'indisponibilités lui sont transmis conformément au contrat de GP ; • qu'EDF n'a pas d'éléments d'appréciation du nombre de Points de Connexion visés par RTE dans cet exercice (un	Le souhait pour RTE de pouvoir disposer, à sa demande auprès du Titulaire, du cumul et de la durée maximale des Opportunités sur la Période Triennale en cours pour un ensemble de Points de Connexion était lié à la nouvelle formulation du décompte des Opportunités en durée proposée par RTE. Cette proposition ayant été abandonnée, RTE accepte la demande d'EDF de rester sur une sollicitation au cas par cas pour le décompte des opportunités telle que spécifiée à l'article 6.4.2.2 du contrat de gestion prévisionnelle pour les installations de production hors éolien/PV. Par conséquent, l'article 13 de ce même contrat est reformulé ainsi : « RTE s'engage à présenter, sur demande du Titulaire, un bilan annuel sur les indicateurs suivants : - cumul annuel des Périodes de Corrélation par Unité de Production ; - durée des Interruptions Non Synchronisées sur la Période Triennale en cours par Point de Connexion. De plus, en cas de difficulté opérationnelle relative à l'exécution du Contrat, les Parties se rencontrent afin de partager leurs analyses sur l'origine des difficultés rencontrées et en vue de rechercher des solutions. »

	point de connexion peut regrouper plusieurs usines et inversement une usine peut avoir plusieurs points de connexion). **EDF demande donc à rester sur une sollicitation au cas par cas pour effectuer le décompte des opportunités (comme précisé à l'article 6.4.2.2. du contrat de GP hors PV et éolien), en particulier si RTE souhaite placer exceptionnellement une indisponibilité non synchronisée.**	
[Producteur n'ayant pas souhaité être cité]		
8	**0- INTRODUCTION :** Nous remercions vivement RTE pour cette consultation concernant la gestion coordonnée des indisponibilités. **1- DOSSIERS EN REFERENCE:** [1] Article 7.2 Travaux sur le réseau [2] Trame GP classique - CP - indice 2 [3] Trame GP éolien-PV - indice 2 [4] Trame contrat cadre A J-1 production PV-éolienne [5] Trame GP classique - CG - indice 2 **2- CG éolien PV :** RTE propose une évolution consistant à passer sur un cycle trimestriel (le planning engageant resterait semestriel comme aujourd'hui). Nous demandons à RTE de préciser la date de mise en œuvre de ces nouveaux échanges car cela engendre des impacts sur notre SI et les processus internes et externes (contrat) avec [nos] clients demandent un délai de mise en œuvre de 6 mois.	Pour les contrats de gestion prévisionnelle des installations de production éolienne et photovoltaïque, RTE propose que les producteurs concernés et RTE se rapprochent afin de définir en commun la date d'entrée en vigueur du nouveau contrat, permettant d'assurer l'accompagnement nécessaire à sa mise en œuvre auprès de chacun d'eux.

9	**3- Article 7.2 Travaux sur le RPT** RTE rappelle le cadre et les exigences règlementaires sur la définition des actifs pertinents au paragraphe 1. [Nous notons] que RTE n'a pas établi à ce jour la liste des actifs pertinents et [sommes] en attente de la définition de la méthodologie quantitative. RTE [nous] a notifié que seules les unités de production dont la puissance est supérieure à 100MW pourraient être déclarées comme actif pertinent. [Nous avons] donc acté que [nous n'avions] pas d'actif pertinent. L'impact sur la gestion de l'organisation de la maintenance de [nos] actifs ainsi que les modifications associées du SI n'est pas neutre. En cas de déclaration de [nos] actifs comme pertinent, [nous aurons] besoin d'un délai pour se mettre en conformité avec les règles et d'un échange rapproché avec RTE pour une efficience opérationnelle par rapport au type d'actifs gérés (hydraulique fil de l'eau et maintenance adaptée à cette énergie intermittente). La pérennité ou les évolutions de la définition ne sont pas évoquées. L'impact de la réévaluation annuelle de la liste des actifs pertinents impacterait l'organisation de la maintenance et [notre] SI (idem point précédent). Nous avons besoin et demandons une clarification sur ce point.	A ce jour, la méthodologie d'identification des actifs pertinents est en cours de rédaction par l'ACER suite à la non-approbation du projet de méthodologie rédigée par les GRT. En application du code SOGL, cette méthodologie doit être rédigée par l'ACER d'ici à la mi-juin 2019 et une consultation publique doit être organisée par l'ACER préalablement. Dans le cas où cette méthodologie serait mise à jour, à l'initiative des GRT ou à la demande des régulateurs, une consultation publique serait également organisée préalablement à la soumission aux régulateurs. Pour précisions, cette méthodologie n'est pas mise en œuvre au niveau national mais au niveau régional, c'est-à-dire que ce sont les GRT voisins qui identifieront les actifs pertinents en France. RTE sera vigilant quant à l'application rigoureuse de cette méthodologie par les GRT voisins afin de s'assurer que toute identification d'un actif pertinent en France soit justifiée. Cependant, les échéances entre la déclaration d'un actif pertinent et la fourniture d'un planning d'indisponibilités sont fixées par le code SOGL et ne sont donc pas à la main de RTE.
10	**4- Trame GP Classique CG** RTE précise le besoin de données complémentaires pour l'hydraulique au paragraphe 7.2. **« 7.2 DONNEES NECESSAIRES A LA REALISATION DES ETUDES DE SURETE HEBDOMADAIRES** Les données prévisionnelles suivantes sont transmises par le Titulaire lors des Coordinations Hebdomadaires :	

	• Limitations des performances prévues pour la Semaine S+1 : périodes de limitation, origine des limitations (essais programmés, avaries, etc.) et valeurs des performances pendant les différentes périodes de limitation : puissance minimale, puissance maximale et capacité de réglage en fréquence de chaque Unité de Production ; • Puissance maximale disponible en prenant en compte l'ensemble des contraintes techniques ou externes : puissance disponible de chaque EDP[rev], puissance hydraulique mobilisable par vallée ; afin de tenir compte de l'évolution du stock d'énergie hydraulique disponible au cours de la semaine, le Titulaire transmet quotidiennement, lorsqu'il en dispose, la puissance maximale disponible à la pointe de chaque journée de la semaine à venir. • Prévision de production de chaque EDP[rev] aux postes horaires significatifs de S+1 ; • Liste ordonnée des EDP[rev] représentant l'ordre dans lequel le Titulaire prévoit d'y faire appel pour fournir les prévisions de production ci-dessus. La liste des données indicatives à transmettre peut être précisée dans les Conditions Particulières. » [Nous rappelons] que [nous] ne [transmettons] pas de données de productible prévisionnel (hors échange sur les plannings de disponibilité). La fiabilité des prévisions sur les actifs en fil de l'eau est très faible à l'horizon S+1 et l'ensemble des incertitudes liées à l'exploitation n'est pas en adéquation avec le besoin exprimé. Il était convenu que cela ne génèrerait aucune plus-value par rapport à la situation actuelle. Par ailleurs, [notre] SI actuel ne pourrait y répondre dans l'immédiat.	Les données sur les prévisions de production à l'horizon S+1 demandées aux producteurs sont nécessaires à la réalisation des études de sûreté du réseau électrique par RTE. Les données fournies, notamment pour les actifs fil de l'eau, doivent ainsi être les meilleures estimations à date. Pour autant, s'agissant de prévisions, elles ne sont pas engageantes pour le producteur. Par ailleurs, RTE a proposé une évolution de la trame-type de contrat de gestion prévisionnelle des installations de production hors éolien/photovoltaïque afin de disposer de la puissance mobilisable

		maximum de l'hydraulique disponible à la pointe de chacun des jours de la semaine suivante, réactualisée quotidiennement. Cette demande est issue du retour d'expérience des centres de coordination européens, ayant montré la nécessité de disposer d'informations plus précises notamment dans le domaine de l'hydraulique. RTE rappelle que l'envoi quotidien de ces données supplémentaires par les producteurs hydrauliques reste basé sur le volontariat et ne concerne que les jours ouvrés.
11	**5- Trame GP Classique CG** RTE redéfinit les horizons et périodicité des échanges de données pluri-mensuelles au paragraphe 8.2. **« 8.1 HORIZON ET PERIODICITE DES ECHANGES DE DONNEES PLURI-MENSUELLES** La Coordination Mensuelle a lieu tous les Mois. Lors des Coordinations Mensuelles de janvier à juin inclus, les données échangées couvrent la période allant du Mois M+1 au Mois de décembre de l'année en cours. Lors des Coordinations Mensuelles de juillet à décembre de l'année N, les données échangées couvrent la période allant du Mois M+1 au Mois de décembre de l'année N+1. La Coordination Mensuelle du Mois M aboutit à l'élaboration du Planning de Référence pluri-mensuel sur la Fenêtre Trimestrielle (qui va du Mois M+1 au Mois M+3). » [Nous précisons] que la coordination pour la période couvrant l'année N+1 est privilégiée au dernier trimestre de l'année N avec les interlocuteurs régionaux afin de partager un planning pertinent dans le timing suivant les différentes étapes d'élaboration et d'arbitrage des plannings des actifs dans les directions de maintenance et gestion des actifs. Les coordinations mensuelles aboutissent à l'élaboration d'un planning de référence mensuel	La règle concernant l'élaboration du planning de l'année N+1 est celle indiquée à l'article 8.1 du contrat et rappelée ci-contre. Ainsi, le Planning d'Indisponibilités pluri-mensuel couvrant la période du mois M+1 au mois de décembre de l'année N+1 est fourni lors des Coordinations Mensuelles de juillet à décembre de l'année N. Cependant, le Planning de Référence qui en découle est engageant uniquement sur les 3 prochains mois (M+1 à M+3). En outre, son

	M+1 sur la période du mois M+1 au mois de décembre de l'année N. Le planning de référence de l'année N+1 est élaboré en décembre de l'année N.	caractère engageant dépend de l'installation considérée : ainsi, le Planning de Référence est engageant pour les Unités de Production de catégorie B (entre 10 et 700 MW) sur les seules Périodes de Corrélation posées par RTE et sur les jours où une Interruption Non Synchronisée a été notifiée par RTE ; pour les Unités de Production de catégorie C (moins de 10 MW), le Planning de Référence n'est pas engageant, sauf sur les jours où une Interruption Non Synchronisée a été notifiée par RTE. La nécessité de fournir un plan de disponibilité pour l'année N+1 avant le 1er août de l'année N est imposée par le code SOGL (c'est-à-dire lors de la coordination mensuelle de juillet) et ne concerne que les actifs pertinents. Dans le cas où aucune Unité de Production n'est considérée comme un actif pertinent, le planning de référence du mois de janvier de l'année N+1 doit être élaboré au plus tard lors de la coordination mensuelle d'octobre de l'année N et non pas lors de celle de décembre de l'année N.