Réseau de transport d'électricité

Règles relatives à la participation aux Services Système

Version applicable au 1er janvier 2014

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières **3**

1. Dispositions générales **6**

1.1 Préambule **6**

1.2 Modalités de contractualisation **7**
1.2.1 Principes *7*
1.2.2 Types de contractualisation *7*
1.2.3 Pré requis *7*
1.2.4 Processus de contractualisation *8*

1.3 Définitions **8**

1.4 Révision des Règles **16**
1.4.1 Processus de révision des Règles *16*
1.4.2 Cas d'obligation de révision des Règles *17*
1.4.3 Responsabilité de RTE en cas de révision des Règles *17*

1.5 Modalités de résiliation **17**
1.5.1 Résiliation à l'initiative du Participant *17*
1.5.2 Résiliation à l'initiative de RTE *18*

1.6 Retour d'expérience **18**

1.7 Facturation et paiement **19**
1.7.1 Conditions de facturation *19*
1.7.2 Conditions de paiement *19*

1.8 Conditions générales d'exécution **20**
1.8.1 Force majeure *20*
1.8.2 Indisponibilité du réseau *20*
1.8.3 Cession *21*
1.8.4 Confidentialité *21*
1.8.5 Propriété intellectuelle *22*
1.8.6 Contestations et règlement des litiges *22*
1.8.7 Notifications *23*
1.8.8 Droit applicable et langue des Règles *23*

2. Contribution au réglage de la fréquence **24**

2.1 Principes **24**

2.2 Périmètre de Réserve **25**
2.2.1 Notion de Périmètre de Réserve *25*
2.2.2 Entité de Réserve *25*
2.2.3 Modification du Périmètre de Réserve *27*

2.3 Certification de l'Aptitude **30**
2.3.1 Principes *30*
2.3.2 Critères d'Aptitude *30*
2.3.3 Critères d'aptitude des Entités de Réserve de type soutirage *32*
2.3.4 Processus de Certification d'Aptitude *32*
2.3.5 Cas de retrait du Certificat d'Aptitude *33*
2.3.6 Préqualification *33*

2.4 Détermination des Obligations de Réserves **34**
2.4.1 Volume total de Réserve *34*
2.4.2 Clef de partage des Obligations de Réserves *34*
2.4.3 Inaptitude temporaire au Réglage *35*
2.4.4 Processus de détermination des Obligations de Réserves *35*

2.4.5 Données transmises par RTE sur le dispositif de calcul des Obligations de Réserve 37

2.5 Programmation des Réserves 38
2.5.1 Principes 38
2.5.2 Limitations de programmation 38
2.5.3 Programmation des Entités de Réserve de type injection 38
2.5.4 Programmation des Entités de Réserve de type soutirage 39
2.5.5 Correction des programmes en temps réel par RTE 41

2.6 Échanges de Réserve en France 41
2.6.1 Principe 41
2.6.2 Contenu d'une NER 41
2.6.3 Conditions d'acceptation d'une NER par RTE 41
2.6.4 Processus de NER 42
2.6.5 Cas particulier du changement d'Heure 42

2.7 Import/export de Réserve 43
2.7.1 Possibilités d'échange de Réserve avec un GRT étranger 43
2.7.2 Possibilités d'échange de Réserve transfrontaliers entre acteurs 43

2.8 Sécurisation financière 43
2.8.1 Garantie Bancaire 43
2.8.2 Limite d'Échanges Journalière 45
2.8.3 Bilan Journalier d'Échanges 45
2.8.4 Calcul d'encours 46

2.9 Contrôle sur les éléments déclaratifs et conséquences 47
2.9.1 Bilan de Réserve 47
2.9.2 Indemnités liées à un bilan de Réserve négatif 47

2.10 Rémunération de l'Obligation de Réserve et gestion de l'énergie de Réglage 48
2.10.1 Prix forfaitaires 48
2.10.2 Rémunération de l'Obligation de Réserve 48
2.10.3 Gestion de l'énergie de Réglage 49

2.11 Contrôle des performances et conséquences 51
2.11.1 Modalités du contrôle de performances 51
2.11.2 Performances mesurées par RTE et seuils de Notification 52
2.11.3 Notification des Défaillances de Réglage 60
2.11.4 Mise en Conformité 62
2.11.5 Processus de Notifications de Défaillances de Réglage et de Mise en Conformité 65
2.11.6 Conséquences financières des Défaillances de Réglage 67

2.12 Modalités d'établissement des éléments de facturation 70
2.12.1 Modalités relatives à la rémunération de l'Obligation de Réserve, aux indemnités et aux énergies de Réglage 70
2.12.2 Modalités relatives au contrôle des performances 71
2.12.3 Règles d'arrondis 72

2.13 Dispositions transitoires 73
2.13.1 Sécurisation financière 73
2.13.2 Notifications d'échange de réserves 73
2.13.3 Participation des traders 74
2.13.4 Participation des Sites de soutirages 74
2.13.5 Énergie de réglage de la Réserve Primaire 75
2.13.6 Dérogations transitoires 75
2.13.7 Retour d'expérience du marché secondaire organisé ou facilité 75

3. Contribution au réglage de la tension (U/Q) et compensation synchrone 76

3.1 Contribution au réglage de la tension (U/Q) 76
3.1.1 Principes 76
3.1.2 Engagements du Responsable de Programmation à contribuer au réglage de la tension 76

3.1.3 Contribution du Responsable de Programmation au service de réglage de la tension 77
3.1.4 Rémunération du Responsable de Programmation pour sa contribution au réglage de la tension 79
3.1.5 Traitement a posteriori 82
3.1.6 Gestion prévisionnelle de la production et du réseau en zones sensibles 83
3.1.7 Contrôle et conséquences 83

3.2 Fonctionnement en compensateur synchrone 107
3.2.1 Contribution du Responsable de Programmation au service de compensation synchrone 107
3.2.2 Rémunération complémentaire liée au fonctionnement en compensateur synchrone 107
3.2.3 Traitement a posteriori 108
3.2.4 Envoi d'ordres en temps réel 109
3.2.5 Contrôle et pénalités liés au fonctionnement en compensateur synchrone 109

3.3 Dispositions relatives à l'envoi des Notifications, Dates de Mise en Conformité et à l'envoi du rapport trimestriel de contrôle 110
3.3.1 Description du Processus 110
3.3.2 Modalités opérationnelles spécifiques 112

3.4 Carte des zones sensibles et normales vis à vis du réactif 113

3.5 Diagrammes UQ 113
3.5.1 Critères de construction des diagrammes UQ thermiques 113
3.5.2 Hypothèses de tracé des diagrammes UQ des groupes hydroélectriques 117
3.5.3 Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque 122

3.6 Règles relatives aux arrondis 123

4. Annexes 124
Annexe 1. Accord de Participation aux Règles Services Système 125
Annexe 2. Formulaire d'autorisation de prélèvement automatique 129
Annexe 3. Correspondants 130
Annexe 4. Liste des Entités de Réserve participant au Réglage Primaire et au Réglage Secondaire de la fréquence 133
Annexe 5. Groupes de Production Participant au Réglage de la Tension 134
Annexe 6. Groupes de Production aptes au fonctionnement en compensateur synchrone et rémunération forfaitaire associée 136
Annexe 7. Modèle de Garantie Bancaire 137
Annexe 8. Modèle de lettre d'appel en Garantie Bancaire 139
Annexe 9. Modèles de fiches concernant les Défaillances de réglage et les Indisponibilités supérieures à 60 jours 140
Annexe 10. Questionnaire client 148

1. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

1.1 Préambule

Les Services Système ont pout but d'assurer le maintien de la fréquence, de la tension et de façon plus globale la stabilité du réseau électrique. L'ensemble des Utilisateurs raccordés à ce réseau sont bénéficiaires de ces services qui permettent non seulement le bon fonctionnement de leurs matériels électriques et de leurs processus de consommation ou de production mais aussi le maintien de conditions d'exploitation sûres du réseau électrique français et européen. De fortes instabilités sur la fréquence ou la tension peuvent en effet entraîner des incidents de grande ampleur, type black-out, privant d'électricité des régions ou pays entiers pendant des durées de plusieurs heures, voire plusieurs jours. Les Services Système sont obtenus au travers du réglage automatique de la fréquence et le réglage automatique de la tension.

En application de l'article L. 341-2 du Code de l'énergie et de l'article 2 du décret 2001-365 du 26 avril 2001, les tarifs d'utilisation des réseaux publics couvrent l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux et notamment les coûts liés à la constitution des réserves d'exploitation, ainsi qu'à la mise en œuvre des services de réglage et d'équilibre.

Les présentes Règles relatives à la participation aux Services Système précisent les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition par RTE auprès du Participant des contributions aux Services Système des différentes installations aptes. Elles sont établies en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie encadrant l'élaboration des présentes Règles, qui font l'objet d'une approbation par la Commission de régulation de l'énergie : *« Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. […] Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des Règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et Règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre. Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission ».*

Ainsi, les acteurs exploitant de Groupes de Production disposant d'une capacité constructive de réglage automatique de la fréquence ou de la tension[1] sont tenus de mettre à disposition de RTE ces capacités constructives, en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie et selon les dispositions des présentes Règles.

Les acteurs disposant d'installations autres que de production ne sont pas légalement tenus de mettre à disposition de RTE leurs capacités de réglage. Cependant, ces acteurs peuvent les mettre à disposition de RTE en signant un Accord de Participation. Dès la signature de cet Accord de Participation, le Participant est tenu de mettre à disposition ses capacités de réglage selon les présentes Règles.

[1] Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité

Les présentes Règles sont constituées de trois sections :

- Une section générale commune aux Services Système fréquence et tension et contenant les dispositions générales ;
- Une section spécifique à la fourniture du réglage automatique de la fréquence ; et
- Une section spécifique à la fourniture du réglage automatique de la tension ou au fonctionnement en compensateur synchrone.

Elles sont de plus complétées par des Annexes, qui font partie intégrante des Règles.

1.2 Modalités de contractualisation

1.2.1 Principes

Ces Règles sont applicables aux acteurs ayant signé un Accord de Participation aux Règles dont le modèle figure en 4.

En cas de contradiction entre les termes de présentes Règles et des termes de l'Accord de Participation signé par le Participant, alors les dispositions de l'Accord de Participation prévaudront.

Un acteur disposant de Groupes de Production ayant une capacité constructive de réglage automatique de la fréquence devant obligatoirement être mise à disposition de RTE conformément à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, doit participer au réglage automatique de la fréquence.

1.2.2 Types de contractualisation

Le Participant a le choix de :

- contribuer uniquement au réglage de la fréquence : dans ce cas seules la première section (dispositions générales) et la seconde section (contribution au réglage de la fréquence) s'appliquent au Participant ;
- contribuer uniquement au réglage de la tension : dans ce cas seules la première section (dispositions générales) et la troisième section (contribution au réglage de la tension ou fonctionnement en compensateur synchrone) s'appliquent au Participant ; ou
- contribuer à la fois au réglage de la fréquence et au réglage de la tension : dans ce cas l'intégralité des Règles Services Système s'applique au Participant.

Ce choix est précisé dans l'Accord de Participation.

La participation au réglage automatique de la fréquence confère au Participant la qualité de Responsable de Réserve.

1.2.3 Pré requis

Un acteur souhaitant participer au réglage automatique de la tension doit revêtir préalablement la qualité de Responsable de Programmation.

Un acteur disposant de Groupes de Production ayant une capacité constructive de réglage automatique de la fréquence devant obligatoirement être mise à disposition de RTE doit revêtir préalablement la qualité de Responsable de Programmation.Un acteur n'étant pas titulaire d'un contrat services système avec RTE en vigueur au 31 décembre 2013 et souhaitant participer au réglage automatique de la fréquence doit fournir les documents suivants :

- le questionnaire en Annexe 10 complété ;
- une copie datant de moins de trois (3) mois des inscriptions portées au registre du commerce et des sociétés concernant l'acteur ou tout équivalent pour les sociétés situées hors de France et pour les opérateurs non inscrits à ce registre ; et
- le compte de résultat et le bilan annuel des trois exercices précédant la demande ou tout document équivalent ; s'il s'agit d'une nouvelle société, tout document justifiant ses capacités financières, ainsi qu'une note décrivant l'activité et le business plan.

1.2.4 Processus de contractualisation

Un acteur souhaitant ou devant participer aux Règles Services Système pour le réglage automatique de la fréquence et/ou pour le réglage de la tension transmet à RTE un Accord de Participation aux présentes Règles dûment complété et signé, conformément au modèle joint en 4 en qualité de Participant aux Règles Services Système. Cet Accord de Participation fixe les conditions particulières applicables à chaque Participant.

L'Accord de Participation doit être Notifié à RTE, et accompagné des documents dont la liste est précisée dans le modèle d'Accord de Participation.

RTE dispose d'un délai de dix (10) Jours Ouvrés à compter de la réception de l'4 pour instruire la demande. Passé ce délai, et sauf refus explicite Notifié de RTE, alors l'acteur revêt la qualité de Participant aux Règles Services Système.

Dans le cas où un acteur aurait été titulaire d'un Accord de Participation aux Règles Services Système qui aurait été résilié en application des dispositions de l'Article 1.5, alors cet acteur ne pourra signer un nouvel Accord de Participation qu'après avoir prouvé la régularisation de sa situation auprès de RTE, notamment en cas d'impayés.

1.3 Définitions

Les mots et groupes de mots utilisés avec leur première lettre en majuscule ont la signification qui leur est donnée ci-après.

Abattement	Somme exigée par RTE à un Participant suite à une Défaillance de Réglage.
Accord de Participation	Contrat conclu entre RTE et un Participant aux Services Système, dont le modèle se trouve en 4 des présentes Règles.
Annexe	Annexe des Règles Services Système.
Bilan Journalier d'Échanges	Grandeur en hMW représentant l'exposition financière du Responsable de Réserve vis-à-vis de RTE.

Bilan de Réserve	Différence entre d'une part les Réserves programmées, et d'autre part ce qu'il devrait fournir conformément à son Obligation de Réserve et au solde des échanges de Réserve qu'il a réalisés.
Cahier des Charges du RPT	Convention régissant les modalités de la concession par l'État à RTE du Réseau Public de Transport d'électricité, ayant pour objet le développement, l'entretien et l'exploitation du RPT mentionné aux articles L.321-4 et L.321-5 du Code de l'énergie. Le Cahier des Charges du RPT est annexé à l'avenant du 30 octobre 2008 à la convention de concession du 27 novembre 1958 entre l'État et RTE.
Certificat d'Aptitude (ou Apte, Aptitude, ou Certification d'Aptitude)	Certificat octroyé par RTE à une Entité de Réserve ou à un Groupe de Production concernant la capacité à fournir de la Réserve Primaire ou de la Réserve Secondaire fréquence/puissance.
Chronique	Ensemble de valeurs déclarées couvrant une Journée au Pas Demi-Horaire.
Commission d'Accès au Marché (ou CAM)	Commission Accès au Marché du CURTE.
Commission de Régulation de l'Énergie (ou CRE)	Autorité de régulation dont la composition et les attributions sont fixées au Titre III du Livre Ier du Code de l'énergie.
Contrat d'Accès au Réseau de Transport ou CART	Contrat au sens de l'article 14 du Cahier des Charges du RPT, conclu entre un Utilisateur du RPT et RTE.
Contrat de Gestion Prévisionnelle	Contrat par lequel RTE et un Responsable de Programmation conviennent des modalités de consultation, de concertation et de coordination pour l'exécution des travaux de maintenance, de renouvellement, de développement et de réparation des ouvrages du RPT.
Contrat de Service de Décompte	Contrat que peut conclure RTE ou un GRD avec un acteur pour un Site indirectement raccordé au RPT.
Contrat Unique	Contrat par lequel un Fournisseur est l'interlocuteur unique du client final, tant pour la fourniture que pour l'acheminement de l'énergie électrique.
CURTE	Comité des clients Utilisateurs du Réseau de Transport.
Date Prévisionnelle de Mise en Conformité	Date à laquelle le Participant s'engage, au plus tard, à mettre fin à une Défaillance de Réglage d'un de ses Groupes de Production.

Début de Défaillance	Date de début d'une Défaillance de Réglage retenue pour le calcul des Abattements (Cette date peut différer, dans certains cas, du début de la défaillance technique réelle).
Défaillance de Réglage	Défaillance totale ou partielle du réglage de fréquence ou de tension pour une Entité de Réserve ou un Groupe de Production, à l'exclusion des dysfonctionnements qui ont pour origine un défaut dans un équipement de propriété RTE.
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat.
DTR	Documentation technique de référence de RTE, mentionnée à l'article 35 du Cahier des Charges de la concession du réseau public de transport. La DTR précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau. Elle est publiée sur le site internet de RTE.
Écart de Performance	Écart entre la performance observée d'une Entité de Réserve ou d'un Groupe de Production et une des performances demandées par RTE.
Entité de Prévision (ou EDPRev)	Entité de Prévision d'un Responsable de Programmation établie conformément aux Règles RE/MA.
Entité de Programmation (ou EDP)	Entité de Programmation d'un Responsable de Programmation établie conformément aux Règles RE/MA.
Entité de Réserve (ou EDR)	Regroupement de Sites ou de Groupes de Production intervenant dans la fourniture de Réserve.
EPEX SPOT	Bourse pour la négociation organisée de l'électricité en France. http://www.epexspot.com/fr/
Fournisseur	Entité avec laquelle un consommateur peut conclure un contrat d'achat d'électricité.
Gain (ou K)	Gain de Réglage Primaire f/P, défini en MW/Hz, couramment appelé K. Ce paramètre caractéristique du dispositif de régulation de l'Entité de Réserve ou du Groupe de Production permet de déterminer la réponse instantanée théorique attendue de l'entité de réserve (en MW), au titre du réglage primaire de fréquence lorsque cette dernière diffère de 50 Hz.
Garantie Bancaire (ou GB)	Garantie donnée par un garant en faveur d'un garanti par laquelle le garant s'engage envers le garanti à payer une somme définie dans le cas où un tiers ne fournit pas une prestation, un bien ou un événement donné. La Garantie Bancaire est délivrée par un établissement de crédit au sens des articles L. 511-1, L.

	511-5 et L. 511-6 du code monétaire et financier.
Gestionnaire de Réseau de Distribution (ou GRD)	Gestionnaire de Réseau public de distribution d'électricité, au sens des articles L.111-51 et suivants du Code de l'énergie.
Groupe de Production (ou GDP)	Association de machines tournantes ou de générateurs statiques permettant de transformer une énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice, solaire …) en énergie électrique.
GRT	Gestionnaire de réseau de transport d'électricité
Guichet	Heure limite de soumission d'un Programme d'Appel initial ou d'une Redéclaration de Programme d'Appel.
Heure (ou H, ou h)	Les heures indiquées correspondent à l'heure de Paris et à une durée de 60 minutes.
Heure Limite d'Accès au Réseau	Heure limite de transmission à RTE des Programmes de Réserve de la veille pour le lendemain. L'Heure Limite d'Accès au Réseau est 16h30 en J-1.
Indemnités	Somme due par le Responsable de Réserve à RTE en cas de Bilan de Réserve négatif.
Indisponibilité Fortuite	Indisponibilité imprévisible et irrésistible d'une capacité de réglage ou d'un ouvrage du réseau résultant soit du fonctionnement d'un automatisme, soit d'une action volontaire pour assurer la sécurité des personnes ou des biens, ou la sûreté de fonctionnement du système électrique.
Indisponibilité Programmée	Indisponibilité planifiée suivant les modalités précisées dans le Contrat relatif à la Gestion Prévisionnelle de la production et du réseau.
Jour ou Journée (ou J)	Jour calendaire d'une durée de 24 Heures définie comme suit : [00h00 ; 24h00[. Les jours de changement d'heure légale, tels que définis par arrêtés publiés au Journal Officiel de la République française comptent soit 23 Heures, soit 25 Heures.
Jour Ouvré	L'un quelconque des jours de la semaine, à l'exception du samedi, du dimanche et des jours fériés et chômés définis à l'article L.222-1 du Code du travail.
Limite Journalière d'Échanges	Valeur en hMW d'exposition financière maximale d'un Responsable de Réserve vis à vis de RTE.
Mécanisme d'Ajustement	Mécanisme mis en place par RTE, en application de l'article L.321-10 du Code de l'énergie en vue d'assurer les deux fonctions suivantes :

	- Assurer en temps réel l'Équilibre P=C ; et - Résoudre les congestions du RPT. Les Règles relatives à ce mécanisme sont définies dans les Règles RE/MA.
Mégawatt (ou MW)	Unité de mesure de la puissance électrique.
Mise en Conformité	Fin d'une Défaillance de Réglage d'un Groupe de Production.
Mois Civil	Période débutant le premier jour d'un mois à 0h00 et se terminant le dernier jour du même mois à 23h59.
Notification d'Échange de Réserves (ou NER)	Déclaration à RTE par un Responsable de Réserve, qu'une quantité de Réserve doit être retirée d'un Périmètre de Réserve pour être transférée dans un autre.
Notification ou Notifier	Échange écrit d'information entre les Parties respectant le formalisme de l'Article 1.8.7 des présentes Règles.
Obligation de Réserve	Quantité de Réserve devant être mise à disposition de RTE par le Responsable de Réserve, soit directement par une Programmation, soit indirectement par des achats de Réserves.
Participant	Signataire de l'Accord de Participation aux Règles Services Système (hors RTE).
Partie	Signataire d'un Accord de Participation.
Pas Demi-Horaire (ou PDH)	Période de 30 minutes consécutives, la première de chaque Jour débutant à 00h00m00s.
Pas 10 Minutes	Période de 10 minutes consécutives, la première de chaque Jour débutant à 0H00m00s.
Pénalités	Compensation financière versée par le Participant à RTE pour ne pas avoir assuré dans les délais annoncés la mise en conformité du réglage.
Périmètre de Programmation	Périmètre composé d'Entités de Programmation et/ou de Prévision établi dans le cadre des Règles RE/MA.
Périmètre de Réserve	Ensemble d'Entités de Réserve d'un Responsable de Réserve.
Planning de Référence	Planning d'Indisponibilités, établi dans le cadre du contrat de Gestion Prévisionnelle de la production et du réseau, et servant de référence entre RTE et le Responsable de Programmation.
Point de Connexion	Le ou les Point(s) de Connexion d'un Utilisateur au RPT coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'Utilisateur et les ouvrages électriques du réseau

	public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.
Prix Forfaitaire Capacité (ou PFC)	Prix régulé de la rémunération de l'Obligation de Réserve.
Prix Forfaitaire Énergie (ou PFE)	Prix régulé de facturation de l'énergie fournie ou économisée suite à l'activation des Réserves Automatiques.
Producteur	Producteur établi en France, qui est titulaire soit d'une autorisation d'exploiter au sens de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie, soit bénéficiaire d'un récépissé de déclaration ou réputé déclaré au sens de l'article 1er du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié, relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité.
Programmation	Engagement de fourniture de Réserve à RTE d'un Responsable de Réserve à partir des Entités de Réserve de son Périmètre de Réserve.
Programme d'Appel (ou PA)	Chronique par Entité de Réserve de données de Programmation établie par le Responsable de Réserve dans le cadre des Règles RE/MA ou dans le cadre des présentes Règles.
Programme de Marche (ou PM)	Programme d'Appel corrigé des ordres passés par RTE dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement.
Réglage Primaire fréquence/puissance	Dispositif automatique d'une Entité de Réserve, qui permet à cette dernière d'ajuster sa production ou son soutirage actif suite à une variation de fréquence.
Réglage Primaire de Tension	Dispositif de régulation permettant de faire varier localement la puissance réactive fournie par une installation raccordée au réseau en fonction d'une loi de réglage définie par le gestionnaire de réseau et visant à maintenir la tension constante en un point donné.
Réglage Secondaire fréquence/puissance ou téléréglage (ou RSFP) :	Dispositif automatique centralisé (au niveau du dispatching national de RTE) destinée à ajuster la production ou le soutirage des Entités de Réserves assujetties de façon à maintenir le Programme d'échange initial sur les interconnexions et la fréquence nominale.
Réglage Secondaire Coordonné de Tension ou RSCT	Dispositif de régulation centralisé permettant d'asservir le plan de tension sur une région regroupant plusieurs zones de réglage secondaire, en agissant sur les consignes de tension stator des groupes de la région participant au réglage.

Réglage Secondaire de Tension (ou RST)	Dispositif de régulation centralisé permettant d'asservir la tension du point pilote d'une zone de réglage secondaire en modifiant les consignes de tension stator des groupes de cette zone asservis au réglage.
Règles NEBEF	Règles relatives à la participation des effacements au service du marché, disponibles sur le site internet de RTE http://www.rte-france.com
Règles RE/MA	Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre, disponibles sur le site internet de RTE http://www.rte-france.com
Règles Services Système ou Règles	Les présentes Règles.
Règles SI	Annexe des Règles relatives à l'accès au système d'information de RTE et à l'utilisation des applications de RTE, y compris ses annexes pour les dispositifs RE/MA/SSY.
REGRT pour l'électricité	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité. Association représentative de l'ensemble des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens dont la compétence couvre les activités techniques et de marché. Règlement (CE) 714/2009.
Réseau Amont	Pour un Site de Production raccordé au RPT, ensemble des ouvrages du RPT autres que le Réseau d'Évacuation.
Réseau d'Évacuation	Ensemble d'ouvrages du RPT décrits dans les conditions particulières Site du CART producteur.
Réseau de Transport d'Électricité (ou RTE)	Société anonyme gestionnaire du Réseau Public de Transport d'électricité exerçant ses missions conformément aux articles L.321-1 et suivants du Code de l'énergie.
Réseau Public de Distribution (ou RPD)	Réseau Public de Distribution d'électricité défini par l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité conformément à l'article 2 du modèle de cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés (Version 2007). Chaque gestionnaire de réseau de distribution exerce ses missions dans sa zone de desserte exclusive conformément à l'article L.111-52 du Code de l'énergie.

Réseau Public de Transport (ou RPT)	Le Réseau Public de Transport d'électricité est défini notamment par le cahier de charges du RPT annexé à l'avenant à la Convention de concession du 27 novembre 1958 entre l'Etat et RTE, le 30 octobre 2008.
Réserve (Automatique)	Réserve Primaire et ou Réserve Secondaire fréquence / puissance.
Réserve Primaire (ou RP)	Réserve symétrique de puissance active en MW à la hausse et à la baisse sur les Entités de Réserve participant au Réglage Primaire fréquence/puissance et permettant la mise en œuvre de ce dernier.
Réserve Secondaire (ou RS)	Réserve symétrique de puissance active en MW à la hausse et à la baisse sur les Entités de Réserve participant au Réglage Secondaire fréquence/puissance et permettant la mise en œuvre de ce dernier.
Responsable d'Équilibre (ou RE)	Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation aux Règles RE/MA pour la qualité de Responsable d'Équilibre.
Responsable de Programmation (ou RP)	Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation aux Règles RE/MA pour la qualité de Responsable de Programmation.
Responsable de Réserve (ou RR)	Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation aux Règles Services Système et participant au réglage de la fréquence (f/P).
Services Système (ou SSY)	Services comprenant le Réglage Primaire et Secondaire de la fréquence, le Réglage Primaire et Secondaire de la tension, ainsi que le fonctionnement en compensateur synchrone.
Site d'Injection ou Site de Production	Site de production dûment autorisé au sens de l'article L.311-1 du Code de l'énergie, qui injecte de l'énergie électrique en un ou plusieurs Points d'Injection sur le Réseau et pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau soit un Contrat de Prestations Annexes.
Site de Soutirage	Site d'un Consommateur qui soutire de l'énergie électrique et pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau, soit un Contrat de Prestations Annexes, soit un Contrat Unique, soit enfin un contrat au tarif de vente réglementé.
Site	Site d'Injection ou Site de Soutirage. Le cas échéant, le Site est identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini

	par le décret n° 73-314 du 14 mars 1973 portant création d'un système national d'identification et d'un répertoire des entreprises et de leurs établissements.
Type de Réserve	Réserve Primaire fréquence/puissance ou Réserve Secondaire fréquence/puissance.
Système d'Information (ou SI)	Environnement informatique de RTE, accessible au Participant, qui héberge les applications de RTE et qui permet l'exécution des Règles. Le SI est accessible par un mode de raccordement.
Utilisateur	Personne physique ou morale liée à un Gestionnaire de Réseau par un Contrat d'Accès au Réseau ou un Contrat Unique.
Zone Sensible ou Zone Sensible vis-à-vis du Réactif	Zone géographique à l'intérieur de laquelle l'installation de capacités supplémentaires de fourniture ou d'absorption de réactif répond à un fort besoin de RTE, en lui permettant de lever des contraintes d'exploitation du réseau. A ce titre la rémunération de la contribution au réglage de la tension dans les Zones Sensibles est plus élevée que dans les autres zones (appelées zones normales).

1.4 Révision des Règles

1.4.1 Processus de révision des Règles

RTE, les membres du CURTE, les membres de la CAM et les Participants aux Règles Services Système peuvent proposer à tout moment de modifier les Règles. Les membres du CURTE, les membres de la CAM et les Participants Règles Services Système adressent alors leurs propositions de modifications à RTE via le site internet de RTE.

RTE étudie les propositions de modifications et établit, le cas échéant, un projet de révision des Règles.

Si RTE ne donne pas suite aux propositions qui lui ont été adressées, il s'en explique lors d'une réunion ordinaire de la CAM.

Si RTE donne suite aux propositions qui lui ont été adressées ou prend lui-même l'initiative de modifier les Règles, il Notifie aux membres de la CAM et aux Participants aux Règles via le site CURTE de RTE l'origine et le contenu de la demande de modification, accompagnés du projet de révision des Règles et des éventuelles observations de RTE.

Les membres du CURTE, les membres de la CAM et les participants aux Règles peuvent Notifier à RTE leurs observations ou contre-propositions via le site CURTE de RTE dans un délai imparti dans cette Notification. Ce délai est au minimum de 15 Jours Ouvrés.

RTE établit ensuite le projet définitif de révision des Règles Services Système et le transmet à la CRE pour approbation en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie.

Dans un délai de quinze (15) Jours Ouvrés à compter de la décision d'approbation de la CRE, RTE:

- établit la version révisée des Règles en y intégrant la/les modification(s) approuvée(s) par la CRE ;
- publie sur le site Internet de RTE la version révisée des Règles, sa date d'entrée en vigueur ainsi que la décision d'approbation de la CRE ;
- Notifie à chaque Participant aux Règles par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, la mise à disposition d'une version révisée des Règles Services Système sur le site internet de RTE ainsi que sa date d'entrée en vigueur.

La révision des Règles Services Système est sans impact sur la validité de l'Accord de Participation signé par le Participant aux Règles. Cet Accord continue à produire ses effets et emporte acceptation des modifications intervenues dans la version révisée des Règles publiée sur le Site Internet de RTE. Le Participant aux Règles peut résilier son Accord de Participation dans les conditions définies à l'article 1.5.1.

1.4.2 Cas d'obligation de révision des Règles

RTE doit ouvrir une nouvelle concertation des présentes Règles au minimum un an avant la fin de la validité de TURPE 4, soit environ un an avant le 1er août 2017.

RTE doit ouvrir une nouvelle concertation des présentes Règles si celles ci ne sont pas conformes à l'un des codes de réseaux établis dans le cadre du règlement européen n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité[2].

1.4.3 Responsabilité de RTE en cas de révision des Règles

RTE ne pourra être tenu responsable des coûts supportés par les Participants qui seraient liés aux modifications des Règles.

1.5 Modalités de résiliation

1.5.1 Résiliation à l'initiative du Participant

Le Participant peut mettre fin à son Accord de Participation à tout moment sous réserve :

- que son Périmètre de Réserve soit vide (Annexe 4), s'il est signataire de la section fréquence ; et
- qu'il ne dispose d'aucun groupe participant au réglage de la tension (Annexe 5 et Annexe 6), s'il est signataire de la section tension.

Le Participant Notifie à RTE la résiliation de l'Accord de Participation précisant la date de prise d'effet de la résiliation.

En tout état de cause, celle-ci ne peut être antérieure :

- au premier Jour du Mois Civil M+2, en cas de réception de la Notification par RTE dix (10) Jours Ouvrés ou plus avant la fin du Mois Civil M ;
- au premier Jour du Mois Civil M+3, en cas de réception de la Notification par RTE moins de dix (10) Jours Ouvrés avant la fin du Mois Civil M ;

[2] JOUE L 211 du 14 août 2009, p. 15.

Nonobstant la résiliation de son Accord de Participation, le Participant reste redevable à l'égard de RTE de toutes les sommes dues au titre des présentes Règles, et notamment toutes indemnités, abattements ou pénalités qui seraient dus en application de l'Article 1.7.

1.5.2 Résiliation à l'initiative de RTE

1.5.2.1 Conditions

Sous réserve que le Participant ne dispose pas ou ne dispose plus des capacités constructives de réglages de la fréquence ou de la tension devant être mis à disposition de RTE en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, RTE peut résilier l'Accord de Participation du Participant dans les cas limitativement énumérés ci-dessous, sans indemnité :

- Le Participant n'a pas rempli ses obligations de livrer les Services Systèmes dus en application des présentes Règles ; ou
- La Participant n'a pas procédé au règlement des factures émises par RTE en application de l'Article 1.7.

1.5.2.2 Mise en demeure, régularisation et résiliation

RTE Notifie au Participant, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, la résiliation conditionnelle du contrat. Cette Notification :

- précise le motif légitime fondant la mise en demeure et la résiliation encourue ;
- somme le Participant d'exécuter les obligations mentionnées dans la mise en demeure ;
- fixe le délai imparti au Participant pour exécuter les obligations mentionnées dans la mise en demeure.

RTE informe la CRE et la DGEC de son intention de résilier l'Accord de Participation.

En cas de régularisation dans le délai imparti par la mise en demeure, alors RTE Notifie au Participant, la continuation de l'Accord de Participation, et en informe la CRE et la DGEC.

Conformément à l'Article 1.7, un Participant ne peut conclure un nouvel Accord de Participation aux Services Système s'il n'a pas régularisé sa situation concernant les présentes Règles vis-à-vis de RTE, notamment en ce qui concerne ses obligations financières.

Nonobstant la résiliation de son Accord de Participation, le Participant reste redevable à l'égard de RTE de toute somme due au titre de sa participation aux Services Système, et sur la base des factures émises par RTE relativement à une période antérieure à la résiliation. Il est précisé à cet égard que RTE peut émettre ultérieurement à la résiliation des factures au Participant, dès lors que ces factures portent sur des services rendus antérieurement à la résiliation

1.6 Retour d'expérience

RTE et le Participant se réunissent régulièrement à l'initiative de l'une ou l'autre des parties et au moins une fois par an pour analyser les conditions d'application des Règles et établir un retour d'expérience commun.

A la demande du Participant, un retour d'expérience annuel sur les valeurs et pentes de variation du signal RST (k), par point pilote, est effectué par RTE et présenté au Participant.

RTE organise une réunion dans le cadre de la CAM au moins une fois par an, à laquelle tous les Participants pourront participer. Cette réunion devra permettre entre autre un retour d'expérience.

1.7 Facturation et paiement

1.7.1 Conditions de facturation

1.7.1.1 Établissement et envoi des factures

RTE et le Participant établissent les factures conformément aux Articles 2.12, 3.1.5.4 et 3.2.3.3.

Les montants sont facturés en euros (€) et arrondis au centime d'euro (c€) le plus proche.

1.7.1.2 Modalités de contestation des factures

Toute réclamation relative à une facture doit être Notifiée à la Partie qui l'a émise dans un délai de 30 Jours calendaires à compter de la réception de la facture contestée. La partie réclamante doit motiver sa demande.

Le destinataire répond à cette réclamation dans un délai de 30 Jours calendaires à compter de sa réception.

La Notification d'une réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

1.7.2 Conditions de paiement

1.7.2.1 Adresse de facturation

L'adresse de facturation est précisée dans l'Accord de Participation.

1.7.2.2 Délai de Paiement

Le Participant paye à RTE le montant de la facture par virement bancaire au plus tard 30 Jours suivant sa date d'émission.

RTE paye au Participant le montant de la facture par virement bancaire au plus tard 30 Jours suivant sa date d'émission.

1.7.2.3 Pénalités en cas de non-paiement

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de dix (10) points, en vigueur à la date d'émission de la facture, appliquées au montant de la créance (montant de la facture TTC). Cet intérêt est calculé à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture.

Tout retard de paiement donne lieu à l'application de l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de quarante (40) euros prévue à l'article L. 441-6 du Code de commerce, sans préjudice de l'application des pénalités de retard.

Si le paiement intégral de toutes les sommes dues au titre des Règles n'est pas intervenu dans un délai de trente (30) jours calendaires à compter de l'expiration du délai prévu à l'Article 1.7.2.2, le créancier peut résilier l'Accord de Participation conformément à l'article 1.5.

1.8 Conditions générales d'exécution

1.8.1 Force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, en application de l'article 19 du Cahier des Charges du RPT, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des événements de force majeure :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des Règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction de RTE ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité.

La Partie qui désire invoquer l'événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité informe l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

1.8.2 Indisponibilité du réseau

Dans les cas d'indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'une Entité de Réserve au Réglage de la Fréquence, liée directement à une Indisponibilité Fortuite du Réseau Amont de l'Entité de Réserve, aucune Indemnité, au titre du Réglage de la Fréquence n'est appliquée.

Dans les cas d'indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'un Groupe de Production ou d'une Entité de Réserve au Réglage de la fréquence ou au Réglage de la tension, liée directement à une Indisponibilité Fortuite ou Programmée du Réseau Public de Transport ou de Distribution, aucun Abattement ou Pénalité au titre du Réglage de la Fréquence et du Réglage de la Tension n'est appliqué.

1.8.3 Cession

L'Accord de Participation conclu entre RTE et un Participant, ainsi que les droits et obligations attachés à celui-ci, ne peuvent être cédés à un tiers sans l'accord Notifié et préalable de RTE.

En cas de modification de l'un des éléments de la personnalité morale du Participant (dénomination sociale, capital, siège social, forme de la société, etc.), le Participant s'engage à en informer RTE.

Dans l'hypothèse d'une disparition de la personnalité morale du Participant (fusion, absorption, scission), le Participant en informe RTE, avec un préavis de 30 Jours calendaires, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. L'Accord de Participation est transféré à la société absorbante ou nouvellement créée si, dans les 5 Jours Ouvrés suivant la réception de la lettre recommandée l'en informant, RTE ne Notifie pas au Participant son refus motivé d'un tel transfert. En cas de refus motivé par RTE du transfert de l'Accord de Participation à la société absorbante ou nouvellement créée et si cette dernière souhaite en bénéficier, RTE et la société absorbante ou nouvellement créée se rencontreront dans les plus brefs délais pour tenter de régler leur différend.

1.8.4 Confidentialité

1.8.4.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article L. 111-72 du Code de l'énergie, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux Règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par le Code. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001[3].

Pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

1.8.4.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Sans préjudice des dispositions réglementaires et légales précitées, la Partie destinataire d'une information confidentielle ne peut l'utiliser que dans le cadre de l'exécution des présentes Règles et ne peut la communiquer à des tiers sans l'accord préalable et écrit de l'autre Partie et sous réserve que tout tiers, destinataire d'une information confidentielle, prenne les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent Article.

[3] JORF n°165 du 19 juillet 2001 page 11592.

A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution des présentes Règles, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie à l'autre Partie, dans les plus brefs délais, toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent Article.

Les obligations résultant du présent Article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent Article.

1.8.4.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq (5) ans après l'expiration ou la résiliation de l'Accord de Participation.

1.8.5 Propriété intellectuelle

La signature d'un Accord de Participation ne pourra en aucun cas être interprétée comme conférant à une Partie, de manière implicite ou explicite, une autorisation d'exploitation, un droit de licence ou un droit de propriété quelconque, sur tout droit de propriété industrielle ou intellectuelle attaché aux informations ou aux outils qui pourraient être mis à disposition ou transmis dans le cadre de cet Accord de Participation.

Les Parties s'engagent à ne revendiquer aucun droit de propriété industrielle ou intellectuelle sur les informations ou outils mis à disposition ou transmis dans le cadre de cet Accord de Participation.

Chacune des Parties reste seule juge de l'opportunité et des modalités de protection des informations ou des outils qui lui appartiennent, sans préjudice des dispositions de l'Article 1.8.4.

1.8.6 Contestations et règlement des litiges

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution des présentes Règles, les Parties s'engagent à se rencontrer en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, une Notification précisant :

- La référence de l'Accord de Participation (titre et date de signature),
- L'objet de la contestation,
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification susvisée, l'une ou l'autre des Parties peut saisir le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE, en application de l'article L. 134-19 du Code de l'énergie.

Dans tous les autres cas, les litiges entre les Parties pourront être portés devant le tribunal de commerce de Paris, ou, le cas échéant, devant le tribunal de commerce désigné dans l'Accord de Participation.

1.8.7 Notifications

Toutes les Notifications pour l'application des présentes Règles sont faites par écrit soit par remise en mains propres contre reçu, soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, soit par télécopie, soit encore par courrier électronique avec accusé de réception.

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en mains propres en Jour Ouvré ou le Jour Ouvré suivant la date de remise si cette date ne correspond pas à un Jour Ouvré;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- La date de l'avis d'émission pour une télécopie, si cette télécopie est transmise avant 18h00 un Jour Ouvré, ou, dans le cas contraire, le Jour Ouvré suivant la transmission ;
- La date de réception du courrier électronique, si celui-ci est transmis avant 18h00 un Jour Ouvré ou, dans le cas contraire, le Jour Ouvré suivant la date de réception.

1.8.8 Droit applicable et langue des Règles

Les présentes Règles sont régies par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour leur interprétation ou leur exécution est le français.

2. CONTRIBUTION AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

2.1 Principes

Afin d'assurer en permanence l'équilibre instantané entre la production et la consommation d'énergie électrique, RTE met en œuvre les Réglages Primaire et Secondaire de la fréquence en sollicitant les Réserves Automatiques de puissance active constituées au niveau des installations des Utilisateurs du réseau.

Le rôle du Réglage Primaire est d'assurer, de façon automatique, par la participation potentielle solidaire de tous les Sites ou Groupes de Production Aptes à fournir cette Réserve de la zone européenne continentale synchrone, le rétablissement immédiat de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables, suite à tout aléa affectant cet équilibre.

A la suite de l'action du Réglage Primaire, le Réglage Secondaire a pour but de rétablir l'équilibre production-consommation au sein de la zone de Réglage dont RTE a la responsabilité dans le cadre des accords conclus au sein de la zone européenne continentale synchrone de REGRT pour l'électricité. A cette fin, il a pour objectif d'annuler automatiquement les écarts des programmes d'échanges avec toutes les autres zones de Réglage par rapport aux valeurs programmées et de rétablir la fréquence à sa valeur de consigne.

Chaque Responsable de Réserve dispose d'un Périmètre de Réserve auquel il rattache ses Entités de Réserve Aptes. Les principes relatifs aux Périmètres de Réserve sont décrits à l'article 2.2. L'Aptitude d'une Entité de Réserve à fournir des Réserves Automatiques est établie conformément aux dispositions de l'article 2.3.

Le Responsable de Réserve doit, en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, contribuer aux Réserves Primaire et Secondaire de Réglage de la fréquence au moyen des Entités de Réserve de type injection rattachées à son Périmètre de Réserve. Le niveau de la contribution pour chaque Responsable de Réserve est calculé par RTE suivant les modalités fixées à l'article 2.4. Ces contributions sont des Obligations de Réserve à fournir à RTE. Les Obligations de Réserves émises par RTE donnent lieu à une rémunération fixe par RTE conformément à l'article 2.10.2.

Des Réserves peuvent être échangées en France de gré à gré entre les différents Responsables de Réserve conformément à l'article 2.6. Des Réserves peuvent aussi être échangées dans le cadre d'un marché secondaire organisé, hors du périmètre de ces Règles. Il existe de plus des possibilités d'accès aux interconnexions pour les Réserves ; ces possibilités sont décrites à l'article 2.7. Toutes les possibilités d'échanges sont limitées en fonction du risque financier induit pour RTE conformément à l'article 2.8.

Afin de remplir ses Obligations de Réserves et de satisfaire ses engagements de fourniture de réserves supplémentaires suite aux échanges de réserves le Responsable de Réserve programme ses Entités de Réserve conformément aux dispositions de l'article 2.5. En cas de non respect des Obligations de Réserves et de ses engagements de fourniture de réserves supplémentaires RTE calcule des Indemnités qui seront exigées du Responsable de Réserve conformément aux dispositions de l'article 2.9.2.

RTE procède de plus à un contrôle continu de performances, pouvant donner lieu à une Notification de Défaillance puis à une Mise en Conformité ainsi qu'à des conséquences financières conformément à l'article 2.11.

Les modalités d'établissement des différentes données de facturation sont précisées à l'article 2.12.

Enfin des dispositions transitoires prévalant sur celles des autres Articles des présentes Règles sont listées à l'article 2.12.3.

2.2 Périmètre de Réserve

2.2.1 Notion de Périmètre de Réserve

Chaque Responsable de Réserve dispose d'un unique Périmètre de Réserve. Un Périmètre de Réserve peut être soit vide soit constitué d'une ou plusieurs Entités de Réserve, telles que définies à l'article 2.2.2.

Pour toutes les Entités de Réserve de son Périmètre de Réserve, le Responsable de Réserve doit mettre en œuvre un plan de maintenance pour les matériels qui conditionnent le respect des performances de Réglage de la fréquence définies à l'article 2.11.2

2.2.2 Entité de Réserve

2.2.2.1 Types d'Entité de Réserve

Il existe deux types d'Entités de Réserve :

- Les Entités de Réserve de type injection ;
- Les Entités de Réserve de type soutirage.

Une Entité de Réserve de type injection est soit une EDP soit une EDPrev. Une Entité de Réserve de type injection ne contient que des Groupes de Production de Sites d'Injection. La participation de Groupes de Production de Sites d'Injection RPD ou de Groupes de Production en décompte (Contrat de Service de Décompte conclu avec RTE) est possible en tant qu'EDP ou EDPrev.

Une Entité de Réserve de type soutirage est un regroupement de Sites de Soutirage en France métropolitaine disposant d'un CART. Les conditions de rattachement de Sites de Soutirage à une Entité de Réserve de type soutirage sont décrites dans l'article 2.2.3.1.4.

2.2.2.2 Caractéristiques d'une Entité de Réserve

A l'issue du processus de Certification d'Aptitude décrit à l'article 2.3, RTE établit les caractéristiques intrinsèques d'une Entité de Réserve. Pour les Entités de Réserve de type injection, les caractéristiques sont décrites par Groupe de Production. Ces caractéristiques intrinsèques sont les suivantes :

- Aptitude soit uniquement au Réglage Primaire, soit uniquement au réglage Secondaire soit aux deux types de réglage ;
- Réserve maximale, Réserve Primaire maximale et Réserve Secondaire maximale. La Réserve maximale est inférieure ou égale à la somme de la Réserve Primaire maximale et de la Réserve Secondaire maximale ;

- Éventuelle maximale durée de Réglage (ou absence de durée maximale de Réglage) ;
- Gain ou Gain minimum en MW/Hz, pour une Entité de Réserve Apte à fournir de la Réserve Primaire ;
- Présence d'un éventuel dispositif d'écrêtage du signal K.Δf lorsque ce dernier dépasse en valeur absolue la Réserve Primaire maximale (où Δf représente l'écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence) ;
- La valeur de l'éventuelle zone d'insensibilité du dispositif de régulation (il s'agit du régulateur de vitesse pour un Groupe de Production) ; et
- Le type d'asservissement du régulateur de vitesse (pour un Groupe de Production). Les dispositifs de régulation permettant une stricte réponse linéaire de la puissance de l'Entité de Réserve en fonction de la variation de fréquence sont de type « asservissement de puissance électrique». Les dispositifs de régulation permettant une réponse au signal de fréquence s'approchant d'une réponse linéaire peuvent être admis (asservissement de type « à l'ouverture », ils font l'objet d'un accord entre les Parties.

2.2.2.3 Pré-requis portant sur les Entités de Réserve

2.2.2.3.1 Pré-requis s'appliquant à toutes les Entités de Réserve

Une Entité de Réserve ne comporte que des Sites ou des Groupes de Production en France métropolitaine.

Une Entité de Réserve ne peut être rattachée qu'à un seul Périmètre de Réserve.

Une Entité de Réserve doit être Apte, conformément à l'article 2.3.

Une Entité de Réserve doit être en mesure de fournir au minimum 1 MW de Réserve Primaire ou Secondaire sur un pas demi-horaire.

La valeur de l'éventuelle zone d'insensibilité du dispositif de régulation ne doit pas dépasser ± 10mHz.

La Réserve Primaire maximale d'une Entité de Réserve ne doit pas dépasser 150 MW. Cette limite représente 5% de la Réserve Primaire de la zone continentale européenne synchrone, et est fixée en anticipation du code réseau *Load Frequency Control and Reserves* (LFC&R).

Chaque Site de Soutirage constituant une Entité de Réserve de type soutirage, et chaque Site d'Injection ou chaque Groupe de Production constituant une Entité de Réserve de type injection doit disposer d'une télémesure de puissance active au pas 10 secondes. Le Responsable de Réserve doit maintenir en état de fonctionnement les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de sa responsabilité. Le Responsable de Réserve doit transmettre à RTE en temps réel les télémesures de chaque Site de Soutirage, Site d'Injection ou Groupe de Production composant son Entité de Réserve ou une télémesure agrégée à la maille de l'Entité de Réserve. En cas de fourniture en temps réel d'une télémesure agrégée, le Responsable de Réserve doit fournir les télémesures individuelles de chaque Site ou Groupe de Production en J+1. La télémesure doit couvrir l'intégralité des départs du Site de Soutirage. Le dispositif de télémesure doit être conforme aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR de RTE. RTE peut effectuer un contrôle du dispositif de télémesure d'un des Sites ou Groupes de Production composant une Entité de Réserve afin de vérifier que celui-ci est bien conforme aux exigences listées dans cet article.

2.2.2.3.2 Pré-requis spécifiques aux Entités de Réserve de type injection

Pour une Entité de Réserve de type injection, le Responsable de Programmation de l'EDP ou de l'EDPRev constituant l'Entité de Réserve doit obligatoirement être le Responsable de Réserve.

Une EDP ou EDPrev ne peut constituer qu'une seule Entité de Réserve de type injection.

2.2.2.3.3 Pré-requis spécifiques aux Entités de Réserve de type soutirage

Un Site de Soutirage ne peut être rattaché qu'à une seule Entité de Réserve.

La capacité de réglage d'un Site de Soutirage ne peut être fournie par un Groupe de Production. Dans le cas où un Responsable de Réserve souhaite fournir des réserves au moyen d'un Groupe de Production installé sur un Site de Soutirage, celui-ci doit mettre en œuvre un Contrat de Service de Décompte pour le Groupe de Production considéré.

Pour une Entité de Réserve de type soutirage, le Responsable de Réserve doit disposer, pour tous les Sites de soutirages constituant l'Entité de Réserve, des accords valides mentionnés à l'article 2.2.3.1.4.

2.2.3 Modification du Périmètre de Réserve

RTE gère l'évolution des Périmètres de Réserve des Responsables de Réserve.

Toute évolution du Périmètre de Réserve est subordonnée à la signature d'un nouveau document sur le modèle de l'Annexe 4, par le Responsable de Réserve et par RTE.

A chaque fois qu'un Groupe de Production RPD entre ou sort d'un Périmètre de Réserve, RTE Notifie le GRD auquel le Groupe de Production est raccordé.

2.2.3.1 Modification par le Responsable de Réserve

Le Responsable de Réserve peut modifier son Périmètre de Réserve. Pour ce faire, le Responsable de Réserve Notifie à RTE sa demande d'évolution de son Périmètre de Réserve.

Une modification du Périmètre de Réserve par un Responsable de Réserve concerne les possibilités suivantes :

- Ajout d'une Entité de Réserve au Périmètre de Réserve ;

- Retrait d'une Entité de Réserve du Périmètre de Réserve ;
- Modification des caractéristiques d'une Entité de Réserve ;
- Modification de la liste des Sites de Soutirages composant une Entité de Réserve de type soutirage.

2.2.3.1.1 Conditions spécifiques en cas de demande de Certification d'Aptitude simultanée

En cas d'ajout au Périmètre de Réserve d'une Entité de Réserve ne disposant pas d'une Certification d'Aptitude, le Responsable de Réserve fait simultanément une demande d'évolution de Périmètre de Réserve ainsi qu'une demande d'obtention de Certificat d'Aptitude conformément à l'article 2.3.

2.2.3.1.2 Conditions spécifiques à la modification des caractéristiques d'une Entité de Réserve

En cas de demande de modification des caractéristiques techniques d'une Entité de Réserve, RTE peut exiger un examen de l'Aptitude conformément à l'article 2.3. Dans ce cas RTE, Notifie au Responsable de Réserve, dans un délai de 10 Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification de modification des caractéristiques techniques, la nécessité de cet examen. Le Responsable de Réserve doit alors obtenir une Certification d'Aptitude conformément à l'article 2.3.

2.2.3.1.3 Conditions spécifiques au retrait d'une Entité de Réserve de type injection

Un Responsable de Réserve doit retirer de son Périmètre de Réserve une Entité de Réserve de type injection dans les cas suivants :

Retrait du service de tous les Groupes de Production constitutif de l'EDP ou EDPRev ;

Sortie de l'EDP ou de l'EDPrev sous-jacente du Périmètre Programmation du Responsable de Réserve; ou

Incident grave ou retrait d'exploitation de longue durée conformément à l'article 2.11.4.4.

Hormis les cas listés ci-dessus, le Responsable de Réserve ne peut pas retirer de son Périmètre de Réserve une Entité de Réserve de type injection.

2.2.3.1.4 Conditions spécifiques au rattachement d'un Site de Soutirage à une Entité de Réserve de type soutirage

Pour rattacher un Site de Soutirage à une Entité de Réserve de type soutirage, le Responsable de Réserve doit alors obtenir une Certification d'Aptitude conformément à l'article 2.3 et doit aussi avoir obtenu l'accord préalable et écrit du titulaire du CART du Site de Soutirage.

Cet accord préalable et écrit contient :

- L'autorisation pour le Responsable de Réserve de faire participer le Site aux Services Système ;
- L'autorisation de permettre à RTE d'ajuster la consommation du Site de l'énergie de réglage activée ;
- L'autorisation pour le Responsable de Réserve de transmettre les données de télémesure du Site de Soutirage à RTE ; et

- L'autorisation de donner l'accès à RTE au Site de Soutirage concerné, afin que RTE puisse réaliser les audits nécessaires concernant les systèmes de télémesure, de transmission et des chaines de commande de l'activation des Réserves mis en place par le Responsable de Réserve.

Cet accord écrit est transmis à RTE lors de la demande de modification de Périmètre de Réserve, et ne doit comporter qu'une seule date de signature

Lors de sa demande de rattachement d'un Site de Soutirage à une Entité de Réserve de type soutirage, le Responsable de Réserve doit communiquer la référence du contrat CART du Site de Soutirage à RTE.

2.2.3.1.5 Conditions spécifiques au retrait d'un Site de Soutirage d'une Entité de Réserve de type soutirage

En cas de demande de retrait d'un ou plusieurs Sites de Soutirage composant une Entité de Réserve de type soutirage, RTE peut exiger un examen de l'Aptitude conformément à l'article 2.3, si RTE estime que la capacité de réglage, ou les caractéristiques de l'Entité de Réserve sont remises en cause. Dans ce cas RTE Notifie au Responsable de Réserve, dans un délai de 10 Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification de demande de retrait, de la nécessité de cet examen. Le Responsable de Réserve doit alors obtenir une Certification d'Aptitude conformément à l'article 2.3.

2.2.3.1.6 Processus

A la réception d'une demande de modification de Périmètre de Réserve RTE, dispose d'un délai de 10 (dix) Jours Ouvrés pour étudier la demande. RTE refuse les modifications non conformes aux conditions énoncées aux articles 2.2.2.3 et 2.2.3.1.

Passé ce délai, lorsque la demande de modification de Périmètre de Réserve n'est pas associée à un examen d'Aptitude, et sauf refus explicite Notifié de RTE, la demande du Responsable de Réserve est acceptée. Dans ce cas l'évolution du Périmètre de Réserve prend effet au plus tard :

- Le premier jour du Mois Civil M+1 si la Notification de la demande d'évolution du Périmètre de Réserve est reçue par RTE au moins dix Jours Ouvrés avant la fin du Mois Civil M ; ou
- Le premier jour du Mois Civil M+2, sinon.

Si la demande de modification de Périmètre de Réserve est associée à un examen d'Aptitude :

- Si la demande de Certification d'Aptitude n'est pas concluante, conformément à l'article 2.3.4, alors la demande du Responsable de Réserve est refusée.
- Si la demande de Certification d'Aptitude est concluante, conformément à l'article 2.3.4, et sauf refus explicite Notifié de RTE, la demande du Responsable de Réserve est réputée acceptée. Dans ce cas l'évolution du Périmètre de Réserve prend effet au plus tard le premier jour du Mois Civil M+1, où M est le Mois Civil d'obtention de la Certification d'Aptitude

2.2.3.2 Modification par RTE

RTE peut retirer du Périmètre de Réserve une Entité de Réserve de type soutirage d'un Responsable de Réserve, ou un ou plusieurs Sites de Soutirage constitutifs d'une Entité de Réserve de type soutirage dès qu'un des pré-requis listés à l'article 2.2.2.3 n'est plus rempli, ou conformément à l'article 2.10.3.5.

En cas de modification du Périmètre de Réserve par RTE, RTE Notifie la modification du Périmètre de Réserve au Responsable de Réserve par l'envoi de l'Annexe 4.

Dans un délai de sept (7) jours ouvrés à compter de sa réception, le Responsable de Réserve retourne l'Annexe 4 dûment signée à RTE.

Passé ce délai, RTE Notifie la date de modification effective du Périmètre au Responsable de Réserve. Cette date ne peut être antérieure à la date de Notification par RTE plus sept (7) Jours Ouvrés.

2.3 Certification de l'Aptitude

2.3.1 Principes

L'Aptitude d'une Entité de Réserve concerne l'Aptitude au Réglage Primaire, au Réglage Secondaire ou aux deux types de Réglage.

Suite à la Certification de l'Aptitude, les caractéristiques de l'Entité de Réserve décrites à l'article 2.2.2.2 sont déterminées.

2.3.2 Critères d'Aptitude

2.3.2.1 Critères d'aptitude des Entités de Réserve de type injection

La Certification d'Aptitude est établie au niveau des Groupes de Production. Toute Entité de Réserve constituée d'au moins un Groupe de Production Apte est considérée dans son entièreté comme Apte.

Un Groupe de Production soumis aux dispositions des arrêtés relatifs aux conditions techniques de raccordement au RPT, du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008 et disposant des capacités constructives de Réglage prévues par ces arrêtés est considéré comme Apte, sans qu'aucune certification complémentaire ne soit nécessaire.

Toutes les Entités Services Système mentionnées en annexe 1 d'un contrat de participation aux Services Système en vigueur au 31 décembre 2013 deviennent des Entités de Réserve au 1er janvier 2014 et sont réputées Aptes, sans qu'aucune certification complémentaire ne soit nécessaire.

Un Groupe de Production de retour d'un retrait de longue durée, tel que défini à l'article 2.11.4.4, se verra automatiquement attribuer un Certificat d'Aptitude, si celui-ci ne fait pas l'objet d'une procédure de réévaluation de ses conditions de raccordement.

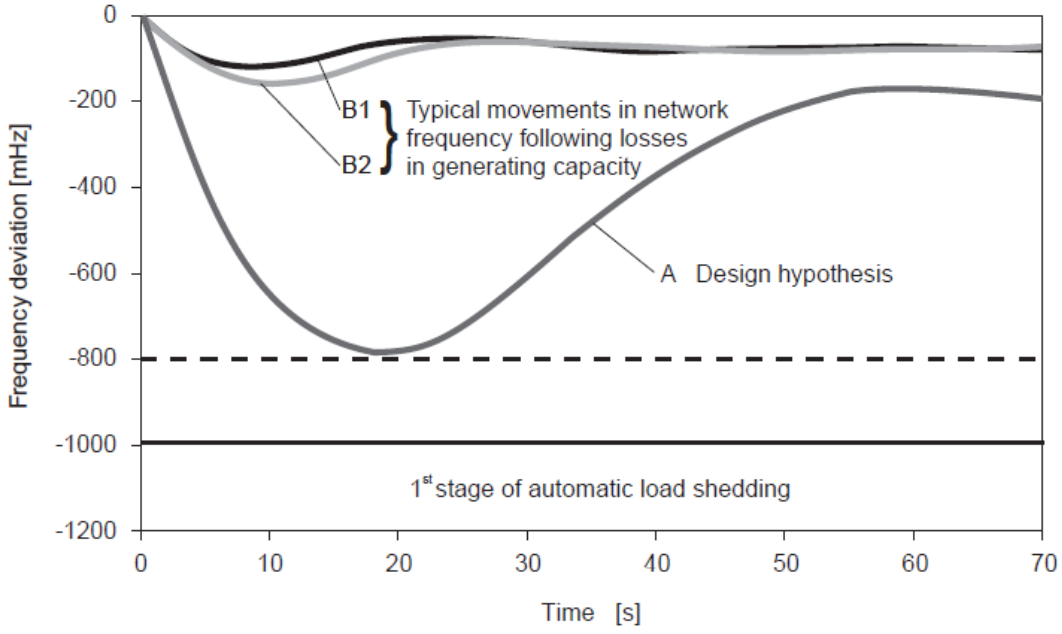
Le Responsable de Réserve peut faire une demande de Certification d'Aptitude à RTE pour un Groupe de Production de son Périmètre de Programmation n'étant pas soumis aux dispositions précédentes. RTE détermine alors l'Aptitude d'un Groupe de Production en vérifiant que les performances de ce dernier satisfont les performances minimales décrites ci-dessous :

Pour le réglage primaire de fréquence :

- Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de P_{min} (minimum technique de l'installation) et en deçà de P_{max}.

- La réponse instantanée théorique attendue du Groupe de Production (en MW), au titre du réglage primaire de fréquence, correspond à K.(50-f) (où K est Gain de Réglage Primaire f/P en MW/Hz, et f est la fréquence en Hz) limitée à la hausse comme à la baisse par la capacité de Réglage Primaire figurant au Programme de Marche de l'Entité de Réserve en question.
- La dynamique réelle de la réponse attendue en Réglage Primaire ne doit pas s'écarter de la réponse instantanée théorique précédente de plus d'une constante de temps de 20s (100s pour les groupes hydrauliques).
- Sur une variation de fréquence induite par la perte de 3000 MW dans la zone européenne continentale synchrone le Groupe de Production doit libérer :
  - au moins 50 % de la variation de puissance attendue en 15 s ;
  - au moins 100 % de la variation de puissance attendue en 30 s.

Le profil de la variation de fréquence induit par la perte de 3000 MW dans la zone européenne continentale synchrone est schématisé par la courbe A ci dessous :



A Loss in generating capacity: P = 3000 MW, $P_{network}$ = 150 GW, self-regulating effect of load: 1% / Hz
B1 Loss in generating capacity: P = 1300 MW, $P_{network}$ = 200 GW, self-regulating effect of load: 2 % / Hz
B2 Loss in generating capacity: P = 1300 MW, $P_{network}$ = 200 GW, self-regulating effect of load: 1% / Hz

- Les performances de réponse en sur fréquence doivent être identiques, à celles en sous fréquence, telles que décrites ci-dessus.
- La réponse en puissance, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue pendant au moins quinze minutes lors d'une excursion de fréquence égale à 200mHz.
- La valeur du Gain doit être telle que la Réserve Primaire maximale mise à disposition de RTE, lors du processus de programmation de l'installation, doit être libérée pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz. La valeur du Gain doit d'autre part être modifiable.

- La précision de mesure de la fréquence doit être inférieure ou égale à 10 mHz et l'éventuelle insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure ou égale à ±10 mHz.

Pour le réglage secondaire de fréquence :

- Le fonctionnement en réglage secondaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de P_{min} (minimum technique de l'installation) et en deçà de P_{max}.
- La réponse instantanée théorique attendue du Groupe de Production au titre du Réglage Secondaire (en MW) correspond à N.Pr (où N est le niveau de téléréglage envoyé par RTE (compris entre -1 et +1) et Pr est la capacité de Réglage Secondaire figurant au Programme de Marche de l'Entité de Réserve en question.
- La dynamique réelle de la réponse attendue en Réglage Secondaire ne doit pas s'écarter de la réponse instantanée théorique précédente de plus d'une constante de temps de 60s.
- La réponse en puissance, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sans limitation de durée
- L'équipement de réception du niveau de téléréglage du Groupe de Production doit être conforme aux spécifications de la DTR en ce qui concerne la résolution de participation au réglage, le comportement du Groupe de Production en cas de perte de signal et l'information transmise à RTE sur la disponibilité de la fonction.

2.3.3 Critères d'aptitude des Entités de Réserve de type soutirage

Le Responsable de Réserve peut faire une demande de Certification d'Aptitude à RTE pour une Entité de Réserve de type soutirage. RTE détermine l'Aptitude de l'Entité de Réserve de type soutirage à partir des critères d'Aptitude au Réglage qui seront définis au plus tard au 1er juillet 2014.

2.3.4 Processus de Certification d'Aptitude

Un Responsable de Réserve peut déposer une demande de Certification d'Aptitude au Réglage Automatique de la fréquence à RTE pour une Entité de Réserve conformément à l'article 2.2.3.1.

Cette demande de Certification d'Aptitude doit s'accompagner de toutes les données permettant de démontrer que les critères d'aptitudes définis à l'article 2.3.2 sont remplis.

Pour une demande de Certification d'Aptitude d'un Groupe de Production, le Responsable de Réserve doit avoir préalablement créé l'EDP ou EDPrev associée au Groupe de Production, ou intégré le Groupe de Production dans une EDP ou une EDPrev existante, conformément aux Règles RE/MA. Pour sa demande de Certification d'Aptitude, le Responsable de Réserve établit les performances du Groupe de Production en fournissant des données déclaratives sur les caractéristiques techniques du Groupe de Production et en réalisant des essais portant sur le réglage primaire ou secondaire f/P. Le Responsable de Réserve transmet ces informations et ces données à RTE. Ces données déclaratives et essais sont ceux prévus dans la trame de rapport de contrôle périodique pour les installations de puissance supérieure à 120 MW (trame en cours de concertation avant sa publication dans la DTR de RTE). Ce contrôle périodique prévu en l'application de l'arrêté du 6 juillet 2010 précise les modalités de contrôle de performance des installations de production raccordées au RPT. Les installations RPD ou de puissance inférieure à 120 MW doivent tout de même fournir les informations et les données précisées dans la trame, mais en dehors d'un processus de contrôle périodique.

RTE peut demander des tests ou essais complémentaires, au titre de l'examen d'aptitude.

A l'issue de l'examen de l'Aptitude soit la demande du Responsable de Réserve est rejetée, soit elle est acceptée. Dans ce cas, RTE délivre un Certificat d'Aptitude au Responsable de Réserve. Si le Groupe de Production est raccordé au RPD, RTE informe le GRD auquel est raccordé le Groupe de Production de l'obtention d'un Certificat d'Aptitude par le Groupe de Production et des caractéristiques techniques associées.

Le Certificat d'Aptitude se matérialise par l'ajout de l'Entité de Réserve au Périmètre de Réserve du Responsable de Réserve dans le cadre de l'article 2.2.3.1.

2.3.5 Cas de retrait du Certificat d'Aptitude

Un Certificat d'Aptitude est accordé par RTE pour une durée indéterminée. Cependant un Certificat d'Aptitude peut être retiré par RTE uniquement dans les cas suivants :

- Pour les Entités de Réserve de type injection : en cas d'incident grave ou retrait de longue durée conformément à l'article 2.11.4.4.
- Pour les Entités de Réserve de type soutirage : en cas de Notification de Défaillance de Réglage conformément à l'article 2.11.3.
- Pour les Entités de Réserve de type soutirage : en cas de retrait d'un ou plusieurs Sites de Soutirage constituant l'Entité de Réserve de type soutirage conformément à l'article 2.2.3.2.

En cas de retrait du Certificat d'Aptitude par RTE, RTE Notifie au Responsable de Réserve le délai de prise d'effet, qui est d'au minimum 2 Jours Ouvrés.

2.3.6 Préqualification

RTE propose une possibilité de préqualification à un acteur souhaitant obtenir un Certificat d'Aptitude. Cette possibilité permet à un acteur de se rapprocher de RTE en vue de préparer le processus de Certification d'Aptitude.

La possibilité de préqualification n'est pas décrite dans les Règles Services Système.

La phase de préqualification n'ouvre pas droit à une rémunération par RTE, ni à une valorisation possible sur les marchés des réserves.

Si la phase de préqualification d'un Site de Soutirage dépasse 100 heures, l'acteur doit alors transmettre à RTE un accord entre le Site de Soutirage et le Fournisseur du Site l'autorisant à poursuivre la phase de préqualification.

2.4 Détermination des Obligations de Réserves

Cet article ne s'applique qu'aux Responsables de Réserve disposant d'Entité de Réserve de type injection dans leur Périmètre de Réserve.

2.4.1 Volume total de Réserve

RTE constitue les Réserves Primaire et Secondaire de fréquence conformément aux Règles définies dans la DTR de RTE. La zone européenne continentale synchrone de REGRT pour l'électricité adresse périodiquement (en principe annuellement) à RTE la valeur minimale de Réserve Primaire à constituer pour la zone de Réglage France pour cette période. RTE Notifie dès que possible aux Responsables de Réserve de chaque modification de cette prescription en Réserve Primaire à RTE.

RTE s'assure que le volume total de Réserve (Réglages Primaire et Secondaire) respecte les critères cumulatifs suivants :

- Le volume est compris entre 980 MW et 1750 MW ;
- L'écart journalier entre le minimum et le maximum de ce volume n'excède pas 400 MW ; et
- La valeur moyenne annuelle de ce volume n'excède pas le seuil de 1310 MW. Afin de respecter cette valeur, tout besoin supplémentaire de RTE fera l'objet d'un ordre au Mécanisme d'Ajustement au motif « Reconstitution des Services Système ».

Les valeurs précédentes peuvent être amenées à être modifiées si le niveau de contribution attendu au titre des Réglages Primaire et Secondaire pour la zone de Réglage France est modifié suite à l'application des Règles de la zone européenne continentale synchrone de REGRT pour l'électricité, à une évolution de ces dernières, ou à l'entrée en vigueur du code réseau LFC&R.

2.4.2 Clef de partage des Obligations de Réserves

RTE émet des Obligations de Réserve aux Responsables de Réserve disposant d'Entités de Réserve de type injection dans leur Périmètre de Réserve.

Pour chaque Responsable de Réserve, et pour chaque Type de Réserve, l'Obligation de Réserve est calculée en répartissant le volume total de Réserve dont a besoin RTE entre les différents Responsables de Réserve, au prorata de la production que ces derniers prévoient de réaliser à partir de leurs Entités de Réserve de type injection Aptes à participer à chacun des Réglages. Cette répartition tient compte des inaptitudes temporaires visées à l'article 2.4.3 si le Responsable de Réserve choisit d'exercer cette option.

Pour chaque Responsable de Réserve, l'Obligation de Réserve ne peut dépasser la somme des capacités de Réglage maximales des Entités de Réserve de type injection participant au Réglage considéré de son Périmètre de Réserve.

2.4.3 Inaptitude temporaire au Réglage

2.4.3.1 Conditions de déclaration d'inaptitude temporaire

Si le Responsable de Réserve dispose dans son Périmètre de Réserve de strictement moins de 5 Entité de Réserve de type injection participant à l'un des Réglages, il peut :

- tenir compte des inaptitudes temporaires liées à l'exploitation des Groupes de Production qui les constituent ; et
- traiter les Défaillances de Réglage de la fréquence des Entités de Réserve de type injection, Notifiées dans le cadre de l'article 2.11.2.4, comme des inaptitudes temporaires jusqu'à leur Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

Par ailleurs, en période de crue, le Responsable de Réserve peut déclarer des inaptitudes temporaires pour les Entité de Réserve d'injection de type hydraulique au fil de l'eau de son Périmètre de Réserve.

2.4.3.2 Modalités de déclaration des inaptitudes temporaires

Si le Responsable de Réserve décide de déclarer des inaptitudes temporaires conformément aux cas décrits à l'article 2.4.3.1, il tient compte de ces inaptitudes temporaires dans les Chroniques de production qu'il envoie à RTE dans le cadre du processus d'élaboration des Obligations de Réserves conformément à l'article 2.4.4.

2.4.4 Processus de détermination des Obligations de Réserves

2.4.4.1 Programmes d'injection en J-1 à 13h15

Le Responsable de Réserve doit transmettre à RTE avant 13h15 en J-1 :

- une Chronique par production qu'il prévoit de réaliser à partir des Entités de Réserves de type injection Aptes à participer à chacun des Réglages ; ou
- sa Chronique de production totale.

Le choix du Responsable de Réserve entre les deux possibilités visées précédemment est précisé dans son Accord de Participation. Seule la première option permet au Responsable de Réserve de déclarer les inaptitudes temporaires conformément à l'article 2.4.3.2.

Si le Responsable de Réserve a choisi de transmettre sa Chronique de production totale, RTE estime les Chroniques de production que le Responsable de Réserve prévoit de réaliser à partir de ses Entités de Réserve de type injection Aptes à participer à chacun des Réglages en multipliant la Chronique de production totale par un coefficient normatif, propre à chaque Responsable de Réserve et à chaque Réglage. Ce coefficient normatif est une approximation du rapport entre la puissance installée de ces Entités de Réserve de type injection Aptes à participer au Réglage considéré et la puissance installée de l'ensemble des Groupes de Production de son périmètre de programmation.

2.4.4.2 Obligations de Réserves indicatives

Avant 13h30 en J-1, RTE détermine les Obligations de Réserve indicatives des Responsables de Réserve conformément à l'article 2.4.2, à partir des données reçues conformément à l'article 2.4.4.1 et du besoin de Réserve de RTE déterminé conformément à l'article 2.4.1. RTE Notifie à chaque Responsable de Réserve des Chroniques de valeurs en MW. Les valeurs de ces Chroniques sont la somme des Obligations de Réserve indicatives et des imports/exports de Réserve vers un GRT frontalier établis conformément à l'article 2.7.

2.4.4.3 Programmes d'injection J-1 16h30

Le Responsable de Réserve transmet à RTE le Programme d'Appel de ses Entités de Réserve de type injection conformément aux Règles relatives à la programmation.

Le Responsable de Réserve qui a choisi de déclarer ses inaptitudes temporaires au titre de l'article 2.4.3, et conformément à son Accord de Participation transmet de plus à RTE deux Chroniques pour les productions qu'il prévoit de réaliser à partir des Entités de Réserve de type injection pour chacun des Réglages. Le Responsable de Réserve accompagne ses Chroniques d'informations précisant, pour chacune des inaptitudes temporaires, l'Entité de Réserve de type injection concernée, l'horaire de début et de fin ainsi que la cause de l'inaptitude temporaire. Le Responsable de Réserve doit s'assurer que les chroniques fournies sont conformes au Programme d'Appel transmis dans le cadre de la programmation, sauf pour les Entités de Réserve de type injection déclarées en inaptitude temporaire.

2.4.4.4 Obligations de Réserves définitives

Avant 17 heures en J-1, RTE détermine les Obligations de Réserve définitives des Responsables de Réserve conformément à l'article 2.4.2, à partir des données reçues conformément à l'article 2.4.4.1 et du besoin de Réserve de RTE déterminé conformément à l'article 2.4.1. RTE Notifie à chaque Responsable de Réserve ses Obligations de Réserves définitives pour le jour J sous la forme de Chroniques de valeurs en MW. Les valeurs de ces Chroniques sont la somme des Obligations de Réserve Définitives et des imports/exports de Réserve vers un GRT frontalier établis conformément à l'article 2.7. Ces Chroniques contiennent aussi le volume total de Réserve Secondaire prescrite, ainsi que le ratio, pour chaque Type de Réserve, entre l'Obligation de Réserve définitive et la somme des capacités maximales de Réglage des Entités de Réserve de type injection disponibles du Responsable de Réserve.

2.4.4.5 Cas de décalage des horaires du processus standard

2.4.4.5.1 Retard de publication des résultats du couplage des marchés

Dans les cas où EPEX SPOT publie ses résultats après 13h05, les horaires du processus standard décrits à l'article 2.4.4 sont modifiés conformément à l'article C.3.1.5 de la section 1 des Règles RE/MA.

2.4.4.5.2 Mode dégradé pour la transmission de l'Obligation de Réserve définitive

RTE peut activer un mode dégradé concernant l'heure de transmission des Obligations de Réserve définitives. Dans ce cas RTE Notifie aux Responsables de Réserve le passage en mode dégradé. Dans ce mode dégradé, l'heure de fourniture des Obligations de Réserves définitives est de 18 heures en J-1. RTE peut activer le mode dégradé uniquement dans les cas suivants :

- Retard dans la fourniture des données d'un Responsable de Réserve conformément à l'article 2.4.4.3;
- Inexploitabilité des données fournies par un Responsable de Réserve conformément à l'article 2.4.4.3;
- Situation d'exploitation prévisionnelle exceptionnellement contrainte ; ou
- Problème de calcul ou de transmission via le système d'information de RTE.

2.4.5 Données transmises par RTE sur le dispositif de calcul des Obligations de Réserve

RTE transmet trimestriellement les données individuelles suivantes à chaque Responsable de Réserve disposant d'Entités de Réserve de type injection dans son Périmètre de Réserve:

- La Chronique d'Obligation de Réserve de Réglage Primaire idéale du Responsable de Réserve, calculée a posteriori, sur la base des derniers programmes redéclarés par l'ensemble des Responsables de Réserve (indicateur 4) ;
- Le ratio entre l'Obligation de Réserve définitive et l'Obligation de Réserve idéale au Réglage Primaire du Responsable de Réserve : le ratio est calculé en pourcents par mois (indicateur 4bis) ;
- La Chronique de l'Obligation de Réserve idéale de Réglage Secondaire du Responsable de Réserve, calculée a posteriori, sur la base des derniers programmes redéclarés par l'ensemble des Responsables de Réserve (indicateur 5) ; et
- Le ratio entre l'Obligation de Réserve définitive et l'Obligation de Réserve idéale au Réglage Secondaire du Responsable de Réserve : le ratio est calculé en pourcents par mois (indicateur 5bis).

De plus, RTE transmet trimestriellement les données suivantes à l'ensemble des Responsables de Réserve disposant d'Entités de Réserve de type injection :

- La Chronique du besoin de RTE en Réserve Secondaire ayant servi de base pour le calcul des Obligations de Réserves Secondaires indicatives (indicateur 1) ;
- La Chronique du besoin de RTE en Réserve Secondaire ayant servi de base pour le calcul des Obligations de Réserves Secondaires définitives (indicateur 2) ;
- La monotone mensuelle des écarts au Pas Demi-Horaire entre le besoin de Réserve Secondaire ayant servi au calcul des Obligations de Réserves Secondaire définitives, et celui ayant servi au calcul des Obligations de Réserves Secondaires indicatives (indicateur 3) ;
- L'histogramme par mois des indicateurs 4 bis pour l'ensemble des Responsables de Réserve participant au Réglage de fréquence (l'histogramme ne mentionne pas les noms des Responsables de Réserve) (indicateur 4ter) ;

- L'histogramme par mois des indicateurs 5 bis pour l'ensemble des Responsables de Réserve participant au Réglage de fréquence (l'histogramme ne mentionne pas les noms des Responsables de Réserve) (indicateur 5ter) ;
- L'évaluation de l'impact de l'application des possibilités d'inaptitudes temporaires conformément à l'article 2.4.3.1 sur la répartition des Obligations de Réserves Primaires définitives entre les Responsables de Réserves : une valeur mensuelle en MWh et en pourcentage (indicateur 6) ; et
- L'évaluation de l'impact de l'application des possibilités d'inaptitudes temporaires conformément à l'article 2.4.3.1 sur la répartition des Obligations de Réserves Secondaires définitives entre les Responsables de Réserves : une valeur mensuelle en MWh et en pourcentage (indicateur 7).

2.5 Programmation des Réserves

2.5.1 Principes

Le Responsable de Réserve déclare à RTE en J-1 les Réserves Automatiques qu'il mettra à disposition de RTE le jour J. Ces déclarations peuvent être modifiées en infra journalier. Les modalités de déclaration et de redéclaration diffèrent entre les Entités de Réserve de type injection et soutirage et sont explicitées respectivement aux articles 2.5.3 et 2.5.4. Les données de programmation de Réserve tiennent lieu d'engagements déclaratifs du Responsable de Réserve quant à la fourniture de Réserve à RTE en temps réel.

En vue de permettre à RTE de garantir la sûreté du RPT, le Responsable de Réserve doit programmer des réserves de telle sorte que ses Bilans de Réserve soient positifs ou nuls.

La programmation d'un effacement au service du marché tel que prévu dans les Règles NEBEF, ou la réalisation d'un ajustement demandé par RTE dans le cadre des Règles RE/MA (ne modifiant pas explicitement les contributions de réserve primaire et secondaire) impliquant un Site ou un Groupe de Production d'une Entité de Réserve programmée, ne dispensent pas le Responsable de Réserve de mettre à disposition de RTE les Réserves en temps réel.

2.5.2 Limitations de programmation

Pour chaque Entité de Réserve de son Périmètre le Responsable de Réserve doit respecter les caractéristiques définies conformément à l'article 2.2.2.2.

2.5.3 Programmation des Entités de Réserve de type injection

Le Responsable de Réserve programme les Réserves Primaires et Secondaires de ses Entités de Réserve de type injection conformément à la section 1 des Règles RE/MA.

En complément des données de programmation, le Responsable de Réserve transmet à RTE les informations relatives aux différentes possibilités de réglage des Entités de Réserve de type injection de son Périmètre de Réserve, en fonction de la puissance produite. En cas de modification de ces possibilités, le Responsable de Réserve en informe RTE au moyen des déclarations des performances et contraintes techniques prévues dans le chapitre « Programmation » des Règles RE/MA. Ces possibilités pourront être utilisées par RTE dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement.

2.5.4 Programmation des Entités de Réserve de type soutirage

2.5.4.1 Déclaration à l'Heure Limite d'Accès au Réseau en J-1

2.5.4.1.1 Principes

Le Responsable de Réserve établit en J-1 pour le jour J un Programme d'Appel au Pas Demi-Horaire qui comprend pour chaque Entité de Réserve de type soutirage :

- Une Chronique prévisionnelle de contribution en MW à la Réserve Primaire de Réglage de la fréquence
- Une Chronique prévisionnelle de contribution en MW à la Réserve Secondaire de Réglage de la fréquence

Le Responsable de Réserve transmet à RTE ce Programme d'Appel au plus tard à l'Heure Limite d'Accès au Réseau en J-1.

En cas de publication des résultats de couplage d'EPEX SPOT après 13h05, un délai de transmission du programme à RTE est accordé. Si H est l'heure de publication des résultats d'EPEX SPOT, correspondant à l'heure officielle de publication disponible sur le Site Internet d'EPEX SPOT, alors l'heure limite de transmission du programme à RTE est min(17h15, H+3h30), arrondi au nombre de minutes multiple de 5 supérieur.

2.5.4.1.2 Retards et recevabilité

Les programmes doivent respecter le formalisme défini dans les Règles SI ainsi que les limitations énoncées à l'article 2.5.2.

A défaut de transmission dans le délai prescrit, les Parties se rapprochent en vue de convenir des dispositions à prendre.

Suivant l'information réciproque sur l'anomalie, le Responsable de Réserve et RTE conviennent :

- soit de la nécessité pour le Responsable de Réserve de renvoyer informatiquement vers RTE dans les plus brefs délais les programmes intégrant la correction. Le Responsable de Réserve s'engage à ne modifier que les programmes de l'Entité de Réserve sur laquelle l'anomalie a été détectée ;
- soit de corriger l'anomalie au premier Guichet infra journalier.

2.5.4.2 Possibilité de modification des déclarations en infra journalier

2.5.4.2.1 Principes

Le Responsable de Réserve peut, après l'Heure Limite d'Accès au Réseau modifier son Programme d'Appel au Pas Demi-Horaire, par des redéclarations déposées à l'un des 24 Guichets infra-journaliers positionnés à chaque heure ronde.

Le premier Guichet de redéclaration infra-journalier pour le jour J est le guichet de 23h en J-1.

Les jours de changement d'heure (passage de l'heure d'hiver à l'heure d'été et vice-versa), le Guichet de 2h n'est pas ouvert.

Une redéclaration comprend les informations suivantes :

- La désignation du Responsable de Réserve et de l'Entité de Réserve;
- La plage horaire d'application de la modification ; et
- Les nouvelles valeurs demandées de contribution aux Réserves Primaires et Secondaires pour les plages horaires d'application.

2.5.4.2.2 Recevabilité

Les redéclarations de Programmes doivent remplir les conditions cumulatives suivantes :

- Les modifications déclarées sur le Programme d'Appel de Réserve des Entités de Réserve de type soutirage doivent respecter le formalisme défini dans les Règles SI ;
- Les modifications doivent respecter un délai de neutralisation d'une Heure : L'heure de début de la plage horaire d'application de la modification doit être supérieure ou égale à une heure plus l'heure du Guichet de redéclaration infra-journalier ; et
- Les modifications doivent respecter les limitations énoncées à l'article 2.5.2.

En cas de non-respect par le Responsable de Réserve d'une des conditions énumérées ci-dessus, RTE refuse la redéclaration. Dans les autres cas, la redéclaration est Acceptée, cette acceptation valant modification du Programme pour la période postérieure au Délai de Neutralisation.

Dans un délai de 15 minutes après le Guichet, RTE informe le Responsable de Réserve de l'acceptation ou du refus de la redéclaration, par la mise à disposition d'un fichier décrit dans les Règles SI. En cas de refus de la redéclaration, RTE Notifie alors au Responsable de Réserve, dans ce même fichier, les raisons de ce refus.

En cas de traitement d'un guichet en mode secours, conformément aux règles SI, le délai de mise à disposition du fichier de restitution des acceptations et/ou refus des redéclarations de Programme d'Appel de Réserve est de 20 minutes.

2.5.4.3 Notification des aléas techniques

Le Responsable de Réserve doit Notifier à RTE dans les plus brefs délais tout aléa technique non maîtrisable impliquant une diminution immédiate de la capacité de Réglage déclarée à RTE. Cette Notification doit se faire soit par téléphone, soit par télécopie.

En cas de Notification d'aléa technique, le Responsable de Réserve doit Notifier à RTE par téléphone ou par télécopie l'heure de retour à la normale.

RTE prend à sa charge la traçabilité des redéclarations des aléas techniques et de leurs impacts sur les programmes jusqu'au prochain Guichet auquel le Responsable de Réserve pourra se redéclarer ; le Responsable doit redéclarer ses programmes au-delà, le cas échéant.

2.5.5 Correction des programmes en temps réel par RTE

2.5.5.1 Programmation incorrecte de la contribution aux Services Système

Si RTE analyse que l'Entité de Réserve ne contribue pas ou que très partiellement (contribution inférieure à 20% de la contribution attendue) aux Réglages programmés pendant une période supérieure ou égale à 30 minutes, RTE demande au Responsable de Réserve de revenir immédiatement au Programme de Marche, ou s'il n'est pas en mesure de le faire, de déclarer une Indisponibilité Fortuite.

2.6 Échanges de Réserve en France

2.6.1 Principe

Deux Responsables de Réserve peuvent échanger des Réserves, au travers d'accords bilatéraux. Dans ce cas, chaque Responsable de Réserve doit Notifier à RTE l'échange au travers du dispositif de Notification d'Échange de Réserves (NER).

Des échanges de Réserve en France peuvent aussi être réalisés dans le cadre du marché secondaire organisé. Les échanges réalisés dans le cadre du marché secondaire organisé sont transmis à RTE dans le cadre du fonctionnement du marché secondaire organisé et ne nécessitent donc pas de NER de la part des Responsables de Réserve.

Les NER ne modifient pas les Obligations de Réserve des Responsables de Réserve.

2.6.2 Contenu d'une NER

Une NER Notifiée par un Responsable de Réserve à RTE doit contenir les informations suivantes :

i. l'identité du Responsable de Réserve acheteur de Réserve ;
ii. l'identité du Responsable de Réserve vendeur de Réserve ;
iii. le jour de livraison concerné ;
iv. le Type de Réserve ; et
v. la Chronique de valeurs d'échange de Réserve par Type de Réserve.

L'échange de Réserve se fait en nombre entier positif ou nul de MW.

Les NER sont gérées en mode mise à jour (en opposition au mode superposition) : en cas de réception de plusieurs NER par RTE ayant les mêmes informations i, ii, iii et iv, RTE considèrera que les valeurs d'échange de la dernière NER acceptée remplacent les valeurs des NER acceptées précédentes (i.e. les valeurs ne s'ajoutent pas).

Le Responsable de Réserve acheteur de réserve acquiert de la Réserve : il devra fournir moins de Réserve à RTE. Dans ce cas, sa contrepartie, le Responsable de Réserve vendeur de réserve cède de la Réserve : celui-ci devra fournir plus de Réserve à RTE.

2.6.3 Conditions d'acceptation d'une NER par RTE

i. Les conditions cumulatives d'acceptation par RTE d'une NER sont les suivantes :La NER contient toutes les informations listées à l'article 2.6.2 ;

ii. La NER ne contient que des valeurs entières positives ou nulles ;

iii. La NER respecte les conditions et le formalisme décrits dans les Règles SI ;

iv. Le Responsable de Réserve émetteur de la NER est soit le Responsable de Réserve vendeur, soit le Responsable de Réserve acheteur ;

v. Le jour de livraison d'une NER doit être le jour J ou le jour J+1 ;

vi. Si le jour de livraison est le jour J, la chronique de valeurs d'échange de Réserve ne doit pas modifier les Pas Demi-Horaires antérieurs à l'heure de réception arrondie à l'heure ronde supérieure (exemple : si l'heure de Notification est 1h17, alors les quatre premiers Pas Demi-horaires de la journée ne peuvent pas être modifiés);

vii. RTE a reçu une NER identique de la part de la contrepartie du Responsable de Réserve ; et

viii. La NER n'induit pas de Bilan Journalier d'Échanges strictement inférieur à la Limite Journalière d'Échanges pour le Responsable de Réserve (ce critère doit aussi être respecté pour sa contrepartie).

2.6.4 Processus de NER

Dès la réception d'une NER, RTE vérifie que les conditions de i à vi définis à l'article 2.6.3 sont respectées. Si l'un des critères n'est pas respecté alors RTE Notifie au Responsable de Réserve le refus et la cause associée.

Si tous les critères de i à vi définis à l'article 2.6.3 sont respectés et si RTE a reçu la NER de la contrepartie, alors RTE vérifie que les conditions vii et viii définis à l'article 2.6.3 sont respectées. Si elles ne sont pas toutes les deux respectées, alors RTE Notifie au Responsable de Réserve et sa contrepartie son refus et de la cause associée, sinon RTE Notifie au Responsable de Réserve et sa contrepartie l'acceptation des NER concernées et le Bilan Journalier d'Échanges décrit à l'article 2.8.3.

RTE attend la NER de la contrepartie du Responsable de Réserve tant que la condition vi est respectée ; dès qu'elle ne l'est plus RTE Notifie le Responsable de Réserve de son refus et la cause associée.

Un Responsable de Réserve peut annuler sa NER si celle-ci n'a pas encore été acceptée par RTE, en soumettant une nouvelle version de sa NER.

Les Notifications d'Échange de Réserve reçues en J-1 pendant la ou les périodes de « *fixing* » du marché secondaire organisé sont mises en attente par RTE et sont traitées une fois que les résultats du marché secondaire organisé sont reçus par RTE. Les Notifications d'Échange de Réserve reçues pendant cette période sont traitées par ordre d'arrivée. Une période de *« fixing »* du marché secondaire organisé pour une enchère donnée est définie comme étant la période entre l'heure limite de soumission des carnets d'ordre pour cette enchère et l'heure de transmission des résultats de l'enchère à RTE.

2.6.5 Cas particulier du changement d'Heure

La Chronique d'échange de Réserve est modifiée comme suit :

- Lors du passage à l'heure d'hiver, le Responsable de Réserve fournit une chronique de 50 pas demi-horaire.

- Lors du passage à l'heure d'été, le Responsable de Réserve fournit une chronique de 46 pas demi-horaire.

Les formats spécifiques des chroniques dans ces cas précis sont spécifiés dans les Règles SI.

2.7 Import/export de Réserve

Lorsque RTE établit, modifie ou résilie un contrat avec un GRT frontalier permettant aux Responsables de Réserve français d'exporter de la Réserve Primaire ou Secondaire vers ce GRT frontalier, ou permettant aux Responsables de Réserve français d'acquérir ou de céder des Réserves Primaire ou Secondaire auprès d'acteurs étrangers, RTE le Notifie à tous les Responsables de Réserve.

2.7.1 Possibilités d'échange de Réserve avec un GRT étranger

Les contrats en vigueur à la date d'entrée en vigueur des Règles Services Système sont les suivants :

- Possibilité d'export de Réserve Primaire d'un Responsable de Réserve français vers Elia ; et
- Possibilité d'export de Réserve Primaire d'un Responsable de Réserve français vers SwissGrid.

Dans le cadre de ces accords, le Responsable de Réserve peut passer à son tour un accord avec le gestionnaire de réseau frontalier pour lui fournir de la Réserve Primaire.

Le Responsable de Réserve Notifie à RTE tout accord de ce type au moins dix Jours Ouvrés avant le début effectif des transferts.

A partir du 1er janvier 2015, les exports de réserve vers un GRT frontalier seront pris en compte dans le calcul du Bilan Journalier d'Échanges. A compter de cette date, une Garantie Bancaire d'un montant permettant que la Limite Journalière d'Échanges soit supérieure au volume exporté sera un pré requis de l'acceptation par RTE de l'export de réserve.

2.7.2 Possibilités d'échange de Réserve transfrontaliers entre acteurs

Un Responsable de Réserve ne peut pas importer ou exporter de la Réserve Primaire ou Secondaire de manière transfrontalière lui-même ou avec une contrepartie différente d'un GRT. Ces présentes Règles évolueront dès que RTE et un GRT frontalier autoriseront cette possibilité.

2.8 Sécurisation financière

2.8.1 Garantie Bancaire

2.8.1.1 Principes

Le Responsable de Réserve peut déposer une Garantie Bancaire à RTE dans le cadre des Règles Services Système.

La Garantie Bancaire doit être délivrée par un établissement de crédit au sens des articles L. 511-1, L. 511-5 et L. 511-6 du Code monétaire et financier.

La Garantie Bancaire doit être conforme au modèle de Garantie Bancaire joint en Annexe 7.

La Garantie Bancaire doit être émise par un établissement de crédit notoirement solvable, c'est à-dire respectant le critère de notation énoncé ci-dessous, domicilié soit dans un État membre de l'Union Européenne soit en Suisse soit en Norvège.

Cet établissement de crédit ne doit pas être le Responsable de Réserve lui-même et ne doit pas contrôler ce dernier ou être contrôlé par lui au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce.

La Garantie Bancaire doit être émise par un établissement de crédit dont la note financière long terme obtenue auprès d'un organisme international de notation est au minimum de [A] (notation Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou de [A2] (notation Moody's). Lorsqu'un établissement de crédit est noté par plusieurs agences de notation, toutes ses notes doivent être conformes au critère énoncé ci-dessus.

Si, en cours d'exécution de l'Accord de Participation, la note financière long-terme de l'établissement de crédit ayant délivré la Garantie Bancaire devient inférieure à [A] (notation Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou à [A2] (notation Moody's), RTE peut considérer la Garantie Bancaire comme invalide, et considérer son montant comme nul pour le calcul de la Limite Journalière d'Échanges défini à l'article 2.8.2, dans un délai de 10 Jours Ouvrés suite à une Notification par RTE au Responsable de Réserve.

Toute Garantie Bancaire doit avoir une durée de validité supérieure ou égale à un (1) an.

2.8.1.2 Processus

Les Garanties Bancaires doivent respecter les principes énoncés à l'article 2.8.1.1.

Si le Responsable de Réserve ne dispose pas d'une Garantie Bancaire ou si le Responsable de Réserve dispose d'une Garantie Bancaire invalide ou dont le délai d'expiration est inférieur à trois (3) Mois Civils, alors il peut fournir à RTE à tout instant une nouvelle Garantie Bancaire. Il doit alors le Notifier à RTE par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. RTE modifie la Limite Journalière d'Échanges conformément à l'article 2.8.2 dans un délai de dix Jours Ouvrés à compter de la réception de la demande.

Si le Responsable de Réserve souhaite renouveler sa Garantie Bancaire, il doit le faire au plus tard trois (3) Mois Civils avant la date d'expiration de celle-ci. Ce renouvellement doit être Notifié à RTE par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La date d'entrée en vigueur de la nouvelle Garantie Bancaire doit correspondre à la date d'expiration de la précédente Garantie Bancaire. A défaut de réception par RTE d'une nouvelle Garantie Bancaire dans le délai susmentionné, RTE considèrera le montant de celle-ci comme étant nul pour le calcul de la Limite Journalière d'Échanges défini à l'article 2.8.2.

Si le Responsable de Réserve souhaite modifier le montant d'une Garantie Bancaire en cours, il doit le Notifier à RTE. RTE prend en compte la nouvelle valeur de Garantie Bancaire dans un délai de :

- dix (10) Jours Ouvrés, si le montant de la Garantie Bancaire a augmenté ;
- trois (3) Mois Civils, si le montant de la Garantie Bancaire a diminué.

2.8.1.3 Appel de la Garantie Bancaire

RTE peut, au moyen du modèle de lettre joint en Annexe 8, appeler la Garantie Bancaire du Responsable de Réserve en cas de non-paiement de tout ou partie d'une facture ou de tout paiement exigible par RTE au titre de la section fréquence des présentes Règles et dont le délai de paiement est arrivé à échéance conformément à 1.7.2.2, après une mise en demeure de payer, Notifiée par RTE par lettre recommandée avec demande d'avis de réception au Responsable de Réserve restée sans effet à l'expiration d'un délai de dix (10) Jours Ouvrés suivant sa date de réception.

2.8.1.4 Restitution

En cas de résiliation de l'accord de participation, RTE restitue au Responsable de Réserve l'original de la Garantie Bancaire dans les quinze (15) Jours Ouvrés suivant le paiement de la dernière facture par le Responsable de Réserve, si la Garantie Bancaire n'a pas été utilisée.

2.8.2 Limite d'Échanges Journalière

Le Responsable de Réserve dispose d'une Limite d'Échanges Journalière en MW calculée avec la formule suivante :

Limite d'Échanges Journalière = - montant de la Garantie Bancaire / 210.

Le montant Garantie Bancaire est en euros. La limite d'Échanges Journalière est une valeur négative ou nulle comptée en hMW.

Le nombre 210 (€/hMW) représente le montant d'une indemnité pleine pendant 3 jours, basée sur une valeur moyenne du prix de l'enchère journalière EPEX SPOT, et du Prix Forfaitaire Capacité.

La valeur de Limite Journalière d'Échanges est arrondie à l'hMW près conformément à l'article 2.12.3.

En l'absence de Garantie Bancaire, ou en cas de Garantie Bancaire invalide ou dont le délai d'expiration est inférieur à 3 mois, le montant de la Garantie Bancaire est considérée comme nul.

Indépendamment de la Garantie Bancaire, cette Limite Journalière d'Échanges peut être fixée à zéro par RTE conformément à l'article 2.8.4.

2.8.3 Bilan Journalier d'Échanges

Le Bilan Journalier d'Échanges caractérise le risque financier auquel le Responsable de Réserve expose RTE pour un jour donné. Le Bilan Journalier d'Échanges n'intervient pas dans le calcul du Bilan de Réserve. Le Bilan Journalier d'Échanges intervient dans les conditions d'acceptation des échanges de Réserve par RTE.

RTE détermine de manière continue le Bilan Journalier d'Échanges de chaque Responsable de Réserve pour chaque journée.

Le bilan d'échanges demi-horaire d'un Responsable de Réserve pour un Type de Réserve est la somme algébrique de toutes les NER acceptées pour le pas demi-horaire concerné et pour le Type de Réserve concerné multipliée par une durée de 30 minutes, les NER pour lesquelles le Responsable de Réserve est acheteur étant comptabilisées positivement, les NER de vente négativement. Le bilan d'échanges demi-horaire prend aussi en compte les transactions acceptées dans le cadre du marché secondaire organisé et les imports/exports de réserves établis conformément à l'article 2.7 ; un export étant comptabilisé comme une vente, un import comme un achat. Le bilan d'échanges demi-horaire est compté en hMW.

Le Bilan Journalier d'Échanges d'un Responsable de Réserve est la somme des bilans d'échanges demi-horaire négatifs pour chaque Type de Réserve et chaque Pas Demi-Horaire de la journée concernée. Ce Bilan Journalier d'Échanges est commun aux Réserves Primaires et Secondaires ainsi qu'à tous les Pas Demi-Horaire du jour donné. Un Bilan Journalier d'Échanges est une grandeur négative ou nulle, comptée en hMW.

2.8.4 Calcul d'encours

RTE peut calculer quotidiennement l'encours des Responsables de Réserve. Le calcul d'encours d'un Responsable de Réserve porte uniquement sur les indemnités calculées conformément à l'article 2.9.2. Le calcul d'encours comprend à la fois les factures émises par RTE mais non encore réglées par le Responsable de Réserve, mais aussi les indemnités liées aux bilans de Réserve négatifs des Pas Demi-Horaire des jours passés postérieurs à la période de facturation la plus récente ayant donné lieu à l'émission de la dernière facture.

Si l'encours d'un Responsable de Réserve est supérieur ou égal à 33 % de la Garantie Bancaire déposée, RTE peut fixer la Limite Journalière d'Échanges du Responsable de Réserve à zéro. Dans ce cas RTE Notifie au Responsable de Réserve cette limitation.

Toutefois, le Responsable de Réserve peut effectuer un dépôt de liquidités sur un compte ouvert à cet effet par RTE afin d'annuler la mise à zéro de sa Limite d'Échanges Journalière, ou de l'empêcher de manière préventive. L'encours du Responsable de Réserve est alors comparé à la somme du dépôt de liquidité et de 50% du montant de sa Garantie Bancaire, pour la mise à zéro de sa Limite d'Échanges Journalière.

Dès que le Responsable de Réserve a réglé une facture portant sur le contrôle des engagements déclaratifs défini à l'article 2.12.1 conduisant à ce que son encours soit inférieur ou égal à 50% du montant de sa Garantie Bancaire, RTE :

- annule la mise à zéro de la Limite Journalière d'Échanges du Responsable de Réserve le cas échéant. Cette annulation doit être Notifiée au Responsable de Réserve ; et
- restitue le dépôt de liquidités au Responsable de Réserve le cas échéant.

RTE peut recouvrer la somme déposée sur le compte ouvert à cet effet, dans des conditions similaires à celles énoncées à l'article 2.8.1.3.

2.9 Contrôle sur les éléments déclaratifs et conséquences

2.9.1 Bilan de Réserve

RTE calcule le bilan de Réserve par Responsable de Réserve, par pas demi-horaire et par Type de Réserve comme étant la somme algébrique des termes suivants :

- Valeur opposée de l'Obligation de Réserve définitive, établie conformément à l'article 2.4.4.4;
- somme algébrique des NER acceptées, conformément à l'article 2.6, les NER pour lesquelles le Responsable de Réserve est acheteur étant comptabilisées positivement, les NER de vente négativement ;
- la somme algébrique des positions prises par le Responsable de Réserve sur le marché secondaire organisé ;
- solde des imports / exports de Réserve transfrontaliers conformément à l'article 2.7; et
- somme des derniers Programmes d'Appel de Réserve pour toutes les Entités de Réserves du Périmètre du Responsable de Réserve, établis conformément à l'article 2.5.

Si un des termes n'existe pas, alors il est considéré comme nul.

2.9.2 Indemnités liées à un bilan de Réserve négatif

2.9.2.1 Principes

Pour chaque pas demi-horaire, et pour chaque Type de Réserve, si le Bilan de Réserve du Responsable de Réserve est strictement négatif, alors il verse une indemnité pleine à RTE. Cette dernière est suspendue ou réduite dans les cas particuliers listés ci-après.

2.9.2.2 Conditions d'éligibilité à la suspension ou à la réduction de l'indemnité

Lorsque le bilan de Réserve négatif résulte d'une Indisponibilité Fortuite de tout ou partie de l'Entité de Réserve, ou d'une Indisponibilité Fortuite du Réseau d'Évacuation de l'Entité de Réserve, ou d'un apport hydraulique non maîtrisé par le responsable de Réserve, il n'y a pas d'indemnité due par le Responsable de Réserve à RTE, sur la période séparant le début de l'indisponibilité et une heure après le Guichet de programmation immédiatement postérieur au début de l'indisponibilité.

Lorsque, de plus, le Responsable de Réserve ne dispose pas de capacité de Réglage disponible sur les Entité de Réserve de son Périmètre de Réserve lui permettant de reconstituer ses Réserves défaillantes à l'issue de la période pendant laquelle l'indemnité a été suspendue selon le mécanisme précédent, l'indemnité due est l'indemnité réduite, de la fin de la période de suspension précédente à la fin de l'indisponibilité de l'Entité de Réserve concernée.

Si le début de l'Indisponibilité Fortuite ou l'apport hydraulique non maîtrisé a lieu avant l'Heure Limite d'Accès au Réseau pour le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J-1. Si le début de l'Indisponibilité Fortuite a lieu après cette heure, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J.

2.9.2.3 Montant des indemnités

Le montant de l'indemnité pleine pour chaque pas demi-horaire et pour chaque Type de Réserve est : - B * max(0.2 * PFC, EPEX/2) + max(0, – PFC * (P+B))

Le montant de l'indemnité réduite pour chaque pas demi-horaire et pour chaque Type de Réserve est : - 0.2 * B * PFC + max(0, – PFC * (P+B))

Où :

- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité en €
- P est l'Obligation de Réserve définitive en MW
- B est le Bilan de Réserve en MW
- EPEX est le prix constaté de l'enchère journalière d'EPEX SPOT en € pour une livraison d'1 MWh d'électricité en France métropolitaine sur l'heure considérée.

2.10 Rémunération de l'Obligation de Réserve et gestion de l'énergie de Réglage

2.10.1 Prix forfaitaires

Le Prix Forfaitaire Capacité est de 9,06 € par MW et par Pas Demi-Horaire

Le Prix Forfaitaire Énergie est de 10,43 € par MWh

Le Prix Forfaitaire Capacité et le Prix Forfaitaire Énergie sont révisés au premier janvier de chaque année « n », à compter du 1er janvier 2014 inclus, en les multipliant par un coefficient Kt calculé comme suit : Kt=0,2+0,6(ICHT-revTSn-1/ICHT-revTS0)+0,2(FSD1n-1/FSD10), où :

- ICHT-revTSn-1 : Indice du mois de juillet de l'année n-1 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses, publiée au BOCCRF ou par toute autre revue spécialisée.
- ICHT-revTS0 : Indice du mois de juillet 2012 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses (= 110,4)
- FSD1n-1 est l'indice du mois d'octobre de l'année n-1 des frais et services divers 1 publié par le Moniteur des TP et B, ou par toute autre revue spécialisée.

FSD10 : Indice du mois d'octobre 2012 des frais et services divers (= 133,6)

2.10.2 Rémunération de l'Obligation de Réserve

RTE rémunère chaque MW d'Obligation de Réserve uniquement quand le Responsable de Réserve déclare fournir suffisamment de réserves au travers du dispositif de programmation. Ainsi pour chaque Type de Réserve, et chaque pas demi-horaire, si la somme algébrique de l'Obligation de Réserve définitive et du Bilan de Réserve est positive, alors le Responsable de Réserve est rémunéré à hauteur de PFC * (P+min(0, B)) où:

- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité ;
- P est l'Obligation de Réserve définitive ;
- B est le Bilan de Réserve.

2.10.3 Gestion de l'énergie de Réglage

2.10.3.1 Énergie de Réglage Primaire

Pour chaque Pas Demi-Horaire, et pour chaque Entité de Réserve, RTE calcule l'énergie de Réglage Primaire comme étant : $E = \int \min(\max(-K\Delta f, -RP), RP)$ où :

- $\int$ représente l'opérateur intégral avec une fréquence d'échantillonnage de 10 secondes ;
- K est le Gain déclaré de l'Entité de Réserve pour les Entités de Réserve de type soutirage. K vaut $\sum_i \delta_i K_i$ pour les Entités de Réserve de type Injection, où $\sum_i$ est la somme pour les Groupes de Production constitutifs de l'Entité de Réserve, K_i est le Gain du Groupe de Production i et δ_i vaut 1 si le Groupe de Production i est en Réglage Primaire et 0 sinon ;
- Δf est l'écart de fréquence mesuré par le système national de conduite de RTE et échantillonné au pas 10 secondes par rapport à 50Hz ;
- RP est la Réserve Primaire au Programme de Marche de l'Entité de Réserve ;

Cette énergie est calculée au pas 30 minutes pour toutes les Entités de Réserve. Cette énergie est de plus calculée au pas 10 minutes pour les Entités de Réserve de type soutirage.

Les valeurs de δ_i sont transmises par le Responsable de Réserve à RTE. Le Responsable de Réserve doit fournir des valeurs de δ_i conformes à la réalité de réglage des Groupes de Production. RTE peut vérifier l'exactitude des valeurs transmises par le Responsable de Réserve. Si RTE estime que les valeurs de δ_i ne sont pas conformes à la réalité, RTE peut Notifier au Responsable de Réserve une mise en demeure de fournir des valeurs de conformes. A l'issue d'un délai d'un mois à compter de l'envoi de la Notification, laissée sans réponse par le Responsable de Réserve, RTE considèrera les valeurs de δ_i estimées non conformes comme nulles.

2.10.3.2 Énergie de Réglage Secondaire

RTE calcule l'énergie de Réglage Secondaire pour chaque Entité de Réserve comme étant le produit entre la Réserve Secondaire au Programme de Marche et le niveau moyen du signal de téléréglage.

Cette énergie est calculée au pas 30 minutes pour toutes les Entités de Réserve. Cette énergie est de plus calculée au pas 10 minutes pour les Entités de Réserve de type soutirage.

Le niveau du signal de téléréglage utilisé pour le calcul est le niveau calculé par le système national de conduite de RTE.

2.10.3.3 Flux financier avec RTE

RTE calcule chaque mois :

- l'énergie mensuelle de Réglage Primaire fournie par Responsable de Réserve ;
- l'énergie mensuelle de Réglage Primaire économisée par Responsable de Réserve ;
- l'énergie mensuelle de Réglage Secondaire fournie par Responsable de Réserve ; et
- l'énergie mensuelle de Réglage Secondaire économisée par Responsable de Réserve.

L'énergie mensuelle de Réglage Primaire (respectivement Secondaire) fournie par Responsable de Réserve est la somme de toutes les énergies de Réglage Primaire (respectivement Secondaire) positives de tous les Pas Demi-Horaire du mois considéré.

L'énergie mensuelle de Réglage Primaire (respectivement Secondaire) économisée par Responsable de Réserve est la valeur opposée de la somme de toutes les énergies de Réglage Primaire (respectivement Secondaire) négatives de tous les Pas Demi-Horaire du mois considéré.

Toutes les énergies mensuelles de Réglage mentionnées dans cet article sont donc des grandeurs positives.

RTE rémunère le Responsable de Réserve au Prix Forfaitaire Énergie :

- l'énergie mensuelle de Réglage Primaire fournie par le Responsable de Réserve ; et
- l'énergie mensuelle de Réglage Secondaire fournie par le Responsable de Réserve.

Le Responsable de Réserve rémunère RTE au Prix Forfaitaire Énergie :

- l'énergie mensuelle de Réglage Primaire économisée par le Responsable de Réserve ; et
- l'énergie mensuelle de Réglage Secondaire économisée par le Responsable de Réserve.

2.10.3.4 Entités de Réserve de type injection : neutralisation des Périmètres des Responsables d'Équilibre impactés

Pour chaque Pas Demi-Horaire, pour chaque Type de Réserve et pour chaque Responsable d'Équilibre RTE calcule l'énergie de Réglage activée par les Entités de Réserve de type injection comme étant la somme des énergies de Réglage pour toutes les Entités de Réserve de type injection ayant ce Responsable d'Équilibre. Le Responsable d'Équilibre d'une Entité de Réserve de type injection est le Responsable d'Équilibre de l'EDP ou EDPRev composant l'Entité de Réserve de type injection établi conformément aux Règles RE/MA.

Ces énergies de réglage activées sont prises en compte dans le calcul des Écarts des Responsables d'Équilibre, conformément à l'article C.12.1 de la section 2 des Règles RE/MA.

2.10.3.5 Entités de Réserve de type soutirage : ajustement de la consommation des Sites de soutirage

L'ajustement de la consommation des Sites de soutirage ne porte que sur les Sites de soutirages titulaires d'un CART.

Le Responsable de Réserve disposant d'Entité(s) de Réserve de type soutirage dans son Périmètre de Réserve doit Notifier à RTE en J+1, pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, pour chaque Pas 10 minutes de la journée J et pour chaque Type de Réserve, une chronique de clefs de répartition de l'énergie de Réglage activée par Site de Soutirage de l'Entité de Réserve. Pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, pour chaque Pas 10 minutes et pour chaque Type de Réserve, les valeurs des clefs de répartition doivent être comprises entre 0 et 1, et leur somme doit être égale à 1.

Le Responsable de Réserve doit fournir des clefs de répartition conformes à la réalité d'activation des énergies des Sites de soutirages.

Pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, si le Responsable de Réserve pilote la charge du Site de Soutirage au moyen de signaux différents du signal d'écart de fréquence pour le Réglage Primaire ou du signal de téléraglage envoyé par RTE pour le Réglage Secondaire, alors le Responsable de Réserve Notifie à RTE une chronique au pas 10 secondes des signaux de pilotage envoyés par le Responsable de Réserve à chaque Site de Soutirage de l'Entité de Réserve de type soutirage. RTE peut utiliser ces données pour vérifier la pertinence des clefs de répartition de l'énergie de Réglage activée par Site de Soutirage fournies par le Responsable de Réserve.

Si RTE estime que les clefs de répartition fournies par le responsable de Réserve ne sont pas pertinentes, RTE peut :

- Notifier au Responsable de Réserve une demande de fourniture de clefs de partage pertinentes ;
- retirer du Périmètre de Réserve l'Entité de Réserve de type soutirage concernée.

RTE calcule l'énergie de Réglage activée par Site de Soutirage, par pas 10 minutes et par Type de Réserve comme étant le produit entre la valeur de la clef de répartition du Site de Soutirage et de l'énergie de réglage activée.

RTE effectue un ajustement de la consommation de chaque Site de Soutirage à hauteur des énergies de réglage activées, conformément au chapitre C de la section 2 des Règles RE/MA.

2.11 Contrôle des performances et conséquences

2.11.1 Modalités du contrôle de performances

RTE contrôle la fourniture effective de la contribution du Responsable de Réserve au Réglage de la fréquence suivant les modalités listées ci-dessous :

- Vérification initiale de conformité au moment de la Certification d'Aptitude de l'Entité de Réserve ;
- Tests périodiques programmés et tests non programmés;
- Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des comptages, des données échangées par les systèmes de téléréglage et de téléconduite (contrôle continu) ;
- Utilisation au cas par cas de dispositifs d'instrumentation spécifiques.

Dans le cadre du contrôle, chacune des Parties peut demander la réalisation d'essais ou de campagne de mesures spécifiques.

Pour de tels contrôles, le Responsable de Réserve et RTE s'accordent préalablement sur la méthode, le coût et la prise en charge financière du contrôle avant sa mise en œuvre. A défaut d'un tel accord et à la demande d'une des deux Parties, le contrôle peut être effectué par un organisme indépendant. Les frais de contrôle sont à la charge du Responsable de Réserve si l'on constate un écart par rapport à la performance attendue, ils sont à la charge de RTE dans le cas contraire.

2.11.2 Performances mesurées par RTE et seuils de Notification

Les performances décrites ne concernent que les Entités de Réserve de type injection. Les performances pour les Entités de Réserve de type soutirage seront déterminées dans une version ultérieure des Règles, avant le 1er juillet 2014.

2.11.2.1 Principes

Dans le cadre du contrôle de performance continu prévu dans les Règles, cet article précise les critères de contrôle et les seuils à partir desquels les écarts sont Notifiés ainsi que les parts de réglage considérées comme indisponibles.

Les contrôles s'appliquent à chaque Entité de Réserve du Périmètre du Responsable de Réserve. Les contrôles élémentaires sont réalisés par Groupes de Production pour les Entités de Réserve de type injection. Lorsqu'une Entité de Réserve comprend plusieurs Groupes de Production, le contrôle global de l'Entité de Réserve est réalisé par combinaison des contrôles élémentaires par Groupe de Production.

Pour les critères statistiques reposant sur une période d'observation (performances F3 et F5), RTE estime par une méthode de « moindre carrés » le triplet [$P0_{est}$, K_{est}, Pr_{est}] sur la base des mesures réalisées par RTE au Point de connexion, avec :

- $P0_{est}$: puissance active hors réglage estimée par RTE
- K_{est} : Gain de Réglage Primaire estimé par RTE
- Pr_{est} : capacité de Réglage Secondaire estimée par RTE

2.11.2.2 Réglage Primaire

2.11.2.2.1 Enveloppe dans laquelle la réponse de l'Entité de Réserve est attendue

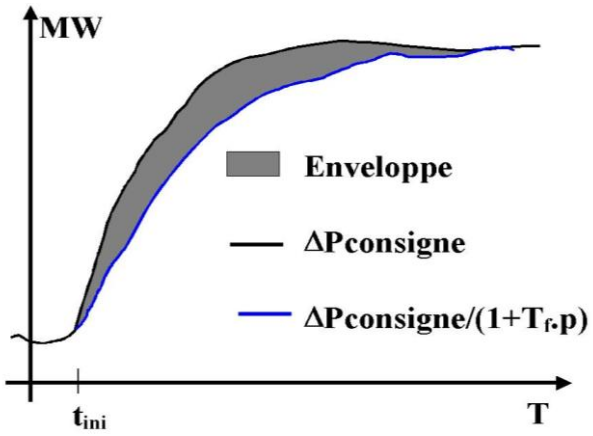
Pour les critères reposant sur l'analyse d'évènements significatifs (performances F2 et F4), on définit au préalable les notions suivantes :

- Lors d'une variation de fréquence, on définit l'enveloppe des deux réponses ΔPconsigne et ΔPconsigne / (1 +T_f.p) dans laquelle la réponse de l'Entité de Réserve est attendue (cf. schéma ci-dessous) où Tf vaut 100 s pour les groupes hydrauliques, et 20 s pour toutes les autres technologies. Cette enveloppe est sans marge liée à la quantification du signal de mesure de la puissance.
- Pour les Entités de Réserve participant simultanément au réglage primaire et secondaire: $\Delta Pconsigne(t) = \min [K.(F(t)-F(t_{ini})) + Pr.(N(t)-N(t_{ini})) ; RP + Pr - K.(50-F(t_{ini})) – Pr.N(t_{ini})]$
- Pour les Entités de Réserve participant au réglage primaire seul : $\Delta Pconsigne(t) = \min [K.(F(t)-F(t_{ini})), RP-K.(50- F(t_{ini}))]$

RP et Pr sont les Réserves Primaire et Secondaire figurant au programme de marche et T_{ini} l'instant initial d'observation de la variation de fréquence.

Pour les Entités de Réserve constituées de groupes hydrauliques, ΔPconsigne(t) est la réponse instantanée théorique du groupe au titre du réglage primaire et secondaire (première formule ci-dessus).

Pour les Entités de Réserve constituées de groupes thermiques, les critères F2 et F4 ne sont pas appliqués lorsqu'ils participent simultanément aux Réglages Primaire et Secondaire de fréquence. Dans ce cas, ΔPconsigne(t) est la réponse instantanée théorique du Groupe de Production lorsqu'il est en Réglage Primaire seul (deuxième formule ci-dessus).



2.11.2.2.2 Maintien de la fourniture de puissance lors d'une excursion de fréquence (critère F2)

2.11.2.2.2.1 Performance demandée par RTE

La Performance demandée par RTE est le maintien de la fourniture de puissance pendant au moins 15 min lors d'une excursion de fréquence.

2.11.2.2.2.2 Critère de contrôle et seuil à partir duquel l'écart est notifié

Le maintien de la fourniture de puissance pendant au moins 15 min est évalué sur les deux cas usuels identifiés suivants :

- Cas 1 : variations de fréquence permettant de contrôler le critère F4 ;
- Cas 2 : excursion d'amplitude minimale de 50 mHz sur une durée minimale de 120 s (ex : enclenchements tarifaires).

Lors d'une variation négative (respectivement positive) de la fréquence, l'Entité de Réserve est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (respectivement au dessus) de l'enveloppe ΔPconsigne / (1 +T_f.p) - q (respectivement ΔPconsigne / (1 +T_f.p) + q) pendant plus de 25 % du temps d'observation, q étant l'erreur liée à la quantification du signal de mesure de puissance.

La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et t_{ini} +900s où t_{ini} est défini en fonction des cas :

- Cas 1 : l'instant d'occurrence de la perturbation ;
- Cas 2 : le dernier instant à 50 Hz précédant l'excursion de 50 mHz.

Il y a Notification d'écart s'il est constaté que l'Entité de Réserve est en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 12 moisglissants. RTE peut Notifier une alerte dès les premiers écarts élémentaires.

Ce critère ne s'applique pas pendant les périodes suivantes :

- fonctionnement en mode direct des groupes thermiques ;
- fonctionnement en RSFP pour les groupes thermiques ;
- fonctionnement en variation de charge ;
- Non respect du critère F3 ou F5.

2.11.2.2.2.3 Part de réglage indisponible

En cas de Notification d'écart, la part de Réglage considérée comme indisponible est de 33%. Cependant, si le critère F3 n'est pas respecté pendant la période d'analyse, la part de Réglage indisponible appliquée est celle du critère F3 uniquement.

2.11.2.2.3 Contrôle du Gain de Réglage Primaire (critère F3)

2.11.2.2.3.1 Performance demandée par RTE

Le Gain (en MW/Hz) observé pendant les périodes où l'Entité de Réserve participe au Réglage Primaire de fréquence est conforme à la valeur du Gain convenue contractuellement. Cette dernière est égale :

- au Gain déclaré par le Responsable de Réserve si l'Entité de Réserve comprend un seul Groupe de production ; ou
- A la somme des Gains déclarés par le Responsable de Réserve calculée sur l'ensemble des Groupes de Production de l'Entité de Réserve en service au moment où le contrôle est effectué si l'Entité de Réserve comprend plusieurs Groupes de production.

Le Gain déclaré doit être tel que la Réserve Primaire programmée doit pouvoir être libérée pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz. Pour les Entités de Réserves constituées de Groupes de Production asservis à l'ouverture, cette condition s'applique au Gain moyen déclaré par le Responsable de Réserve.

2.11.2.2.3.2 Critère de contrôle et seuil à partir duquel l'écart est Notifié

L'écart élémentaire de Gain est la différence algébrique entre la valeur de Gain convenue contractuellement (en MW/Hz) et la valeur estimée par RTE sur la base des mesures réalisées par RTE au Point de Connexion. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur calculée est plus petite que la valeur convenue contractuellement.

Le calcul est effectué en tenant compte d'une éventuelle constante de temps déterminée dans le cadre du contrôle F4.

Il y a Notification d'écart si le temps passé en écart élémentaire positif , d'amplitude supérieure à 20 % de la valeur du Gain convenue contractuellement, est supérieur à 10% du temps de fonctionnement en Réglage Primaire de l'Entité de Réserve concernée sur la période d'observation.

La période d'observation est comprise entre 1 et 6 mois et comprend plus de 100 heures de fonctionnement de l'Entité en Réglage Primaire (ou 10 % des heures programmées pour les Entité de Réserve programmées moins de 1000 heures sur une période de 6 mois) et exclut les périodes où le Groupe de Production est en variation de charge.

Pour les Entités de Réserves constituées de Groupes de Production asservis à l'ouverture, l'écart élémentaire de Gain est calculé par rapport à la valeur minimale du Gain convenue contractuellement (en MW/Hz) et les écarts détectés par RTE sont signifiés, en première étape, sous forme d'alerte. Il y a Notification si les Parties confirment l'écart à la suite d'une analyse commune. Le mode d'asservissement habituel est précisé dans l'Accord de Participation.

2.11.2.2.3.3 Part de réglage indisponible

La part de Réglage considérée comme indisponible est fonction du temps passé en écart élémentaire, selon le tableau ci-dessous :

Temps passé en écart élémentaire	Part de Réglage considérée comme indisponible
Strictement inférieur à 10%	0%
Compris entre 10 et 30%	50%
Strictement supérieur à 30%	100%

Si le temps passé en écart élémentaire est strictement supérieur à 7%, alors RTE Notifie une alerte au Responsable de Réserve.

2.11.2.2.4 Dynamique de réponse attendue en Réglage Primaire (critère F4)

2.11.2.2.4.1 Principes

RTE procède aux contrôles continus définis ci après et Notifie une alerte en cas de non respect des critères. En cas d'alerte, des essais spécifiques sont réalisés pour confirmer ou non l'existence de l'écart. RTE Notifie un écart en cas de non respect des critères associés aux essais spécifiques définis ci-après.

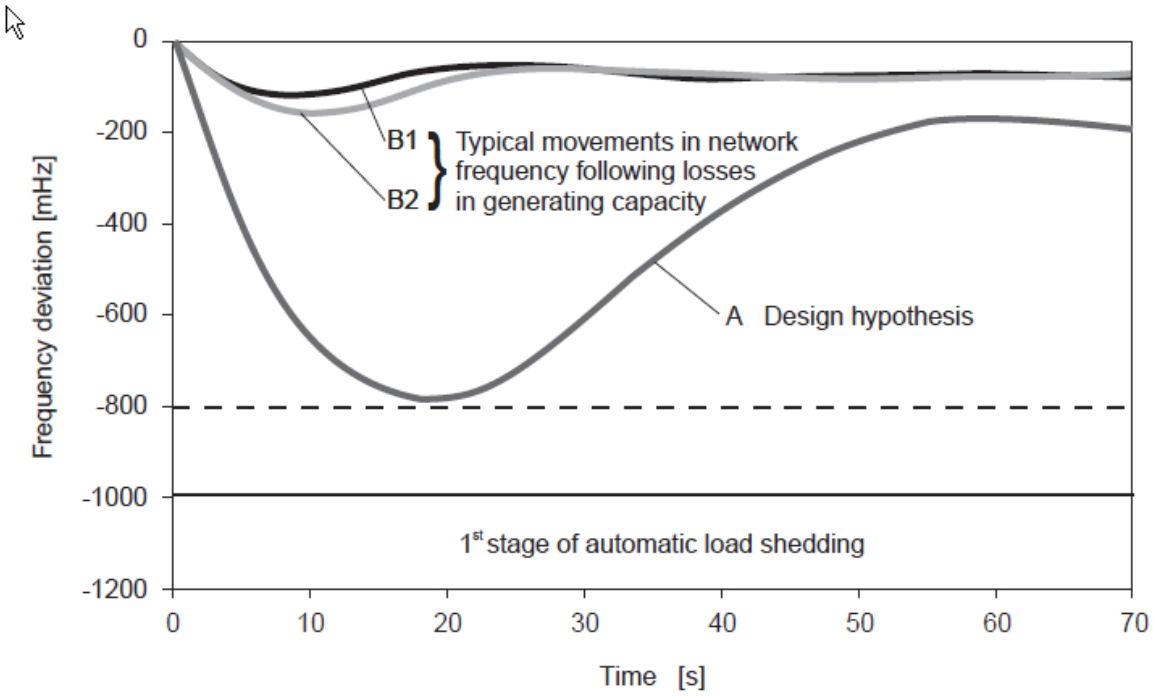
2.11.2.2.4.2 Performance demandée par RTE

La dynamique de la variation attendue en Réglage Primaire fréquence/puissance doit être au moins aussi rapide qu'une constante de temps de 20s, lorsque le groupe ou les groupes constituant l'Entité de Réserve sont en asservissement de puissance électrique (100s pour les Entités de Réserve constituées de groupes hydrauliques, quelque soit le mode d'asservissement).

Sur une variation de fréquence induite par la perte de 3000 MW l'Entité de Réserve doit libérer :

- au moins 50 % de la variation de puissance attendue en 15 s ;
- au moins 100 % de la variation de puissance attendue en 30 s.

Le profil de la variation de fréquence induit par la perte de 3000 MW est schématisé ci dessous (courbe A) :



A Loss in generating capacity: P = 3000 MW, $P_{network}$ = 150 GW, self-regulating effect of load: 1% / Hz
B1 Loss in generating capacity: P = 1300 MW, $P_{network}$ = 200 GW, self-regulating effect of load: 2 % / Hz
B2 Loss in generating capacity: P = 1300 MW, $P_{network}$ = 200 GW, self-regulating effect of load: 1% / Hz

2.11.2.2.4.3 Critères d'alerte lors du contrôle continu

Le critère est contrôlé lors d'une variation de fréquence d'amplitude supérieure à 35 mHz et de pente minimale de 3,5 mHz/s.

Le contrôle n'est retenu que si $0,8 < K_{est}/K_{th} < 1,2$, où K_{th} est la valeur du Gain convenue contractuellement.

Lors d'une variation négative (respectivement positive) de la fréquence, le Groupe de Production est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (respectivement au dessus) de l'enveloppe ΔPconsigne / $(1 + T_f.p)$ -q (respectivement ΔPconsigne / $(1 + T_f.p)$ +q) pendant plus de 25 % de la période d'observation, q étant l'erreur liée à la quantification du signal de mesure de puissance.

La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et t_{ini}+D, D étant égal à 300 secondes pour les groupes hydrauliques et 120 s pour les autres technologies.

Il y a alerte si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une période de 12 mois glissants.

Ce critère ne s'applique pas pendant les périodes suivantes :

- fonctionnement en mode direct des groupes thermiques ;
- fonctionnement en RSFP pour les groupes thermiques ;
- fonctionnement en variation de charge.

2.11.2.2.4.4 Critères de Notification lors des essais spécifiques

Lors d'une variation de fréquence constituée d'une rampe de Δf = 50 mHz en 10 s à la baisse suivie d'un régime stabilisé, la Réserve Primaire programmée étant supérieure à K.Δf, le groupe doit libérer :

- 50 % de la variation attendue K.Δf en 20 s pour les Entités de Réserve constituées de groupes thermiques (en 100 s pour les Entités de Réserve constituées de groupes hydrauliques);
- 90 % de la variation attendue K.Δf en 60 s pour les Entités de Réserve constituées de groupes thermiques (en 300 s pour les Entités de Réserve constituées de groupes hydrauliques).

K étant le Gain de Réglage Primaire f/P.

Pour les Entités de Réserve constituées de groupes hydrauliques, un essai spécifique complémentaire est réalisé : lors d'une variation de fréquence identique à celle générée par la perte de 3 000 MW dans la zone européenne continentale synchrone, l'Entité de Réserve doit libérer :

- 50 % de la variation attendue en 15 s ;
- 95 % de la variation attendue en 30 s.

Les variations naturelles de fréquence qui peuvent apparaître pendant l'essai seront prises en compte pour l'évaluation de la réponse attendue.

2.11.2.2.4.5 Part de réglage indisponible

En cas de Notification d'écart, la part de Réglage indisponible est de 33%. Cependant, si le critère F3 n'est pas respecté pendant la période d'analyse, la part de Réglage indisponible appliquée est celle du critère F3 uniquement.

2.11.2.3 Réglage Secondaire

Les contrôles supposent que le niveau de téléréglage envoyé par RTE est bien reçu par le dispositif de Réglage au niveau de l'Entité de Réserve.

2.11.2.3.1 Plage de Réglage Secondaire mise à disposition (F5)

2.11.2.3.1.1 Performance demandée par RTE

La Capacité de Réglage Secondaire (Pr) observée pendant les périodes où l'Entité de Réserve participe au Réglage Secondaire de fréquence doit être conforme à la capacité de Réglage Secondaire programmée.

2.11.2.3.1.2 Critère de contrôle et seuil à partir duquel l'écart est notifié

L'écart élémentaire est la différence algébrique entre la capacité de Réglage Secondaire déclarée (en MW) et la valeur estimée par RTE, sur la base des mesures réalisées par RTE au Point de Connexion. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur estimée est plus petite que la capacité déclarée.

Il y a Notification d'écart si le temps passé en écart élémentaire positif, d'amplitude supérieure à 10 % de la capacité déclarée, est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en Réglage Secondaire de l'Entité de Réserve concernée sur la période d'observation.

Le calcul est effectué en tenant compte d'une éventuelle constante de temps déterminée dans le cadre du contrôle F6.

La période d'observation est comprise entre 1 et 6 mois et comprend plus de 100 heures de fonctionnement du Groupe de Production en Réglage Secondaire (ou 10 % des heures programmées pour les Entité de Réserve programmées moins de 1000 heures sur une période de 6 mois) et exclut les périodes où le groupe est en variation de charge.

2.11.2.3.1.3 Part de réglage indisponible

La part de Réglage considérée comme indisponible est fonction du temps passé en écart élémentaire, selon le tableau ci-dessous :

Temps passé en écart élémentaire	Part de Réglage considérée comme indisponible
Strictement inférieur à 10%	0%
Strictement supérieur à 10% et inférieur à 20%	25%
Strictement supérieur à 20% et inférieur à 30%	50%
Strictement supérieur à 30% et inférieur à 40%	75%
Strictement supérieur à 40%	100%

Si le temps passé en écart élémentaire est strictement supérieur à 7%, alors RTE Notifie une alerte au Responsable de Réserve.

2.11.2.3.2 Dynamique de réponse attendue en Réglage Secondaire (F6)

2.11.2.3.2.1 Performance demandée par RTE

La dynamique de réponse des Entités de Réserve aux variations de niveau représentée par une constante de temps équivalente Teq doit être inférieure à 60s (famille 1). Les dérogations à ce critère précisées dans un contrat services système valide au 31 décembre 2013 peuvent être reconduites à la demande du Responsable de Réserve. Aucune nouvelle dérogation ne sera acceptée par RTE. Il existe deux types de dérogations, la première permettant une constante de temps inférieure à 100s (famille 2), la seconde permettant une constante de temps supérieure à 100s (famille 3) pour les Entités de Réserve adaptées aux renvois de tension ou aux réseaux isolés et dont les performances dynamiques sont dégradées par ces réglages. Dans ce dernier cas, ce contrôle n'est pas effectué.

2.11.2.3.3 Critère de contrôle et seuil à partir duquel l'écart est Notifié.

La performance sera contrôlée lors de transitoires du niveau de téléréglage présentant les caractéristiques suivantes : variation de niveau de téléréglage en rampe de pente inférieure ou égale à 2/800 s^{-1} et d'amplitude supérieure ou égale à 0,75, précédée d'une phase stabilisée à +1 ou -1 durant au moins 120 s (200 s pour les groupes de la famille 2).

Le transitoire n'est retenu que si 0,8 < Prest/Pr < 1,2, où Pr est la Réserve Secondaire programmée.

L'erreur de trainage ε_v est la différence entre $P_{mesurée\ filtrée} - K_{est}.(50-F)$ et $P0_{est}+N.Pr_{est}$.

Sur ce type de sollicitation, une constante de temps équivalente Teq implique que l'erreur de traînage ε_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à un seuil de tolérance égal à Teq.2/800.Pr, soit : Teq ≤ 60 s => $\varepsilon_v \leq 0{,}15.\ Pr_{est}$ (pour la famille 2 : Teq ≤ 100 s => $\varepsilon_v \leq 0{,}25.\ Pr_{est}$)

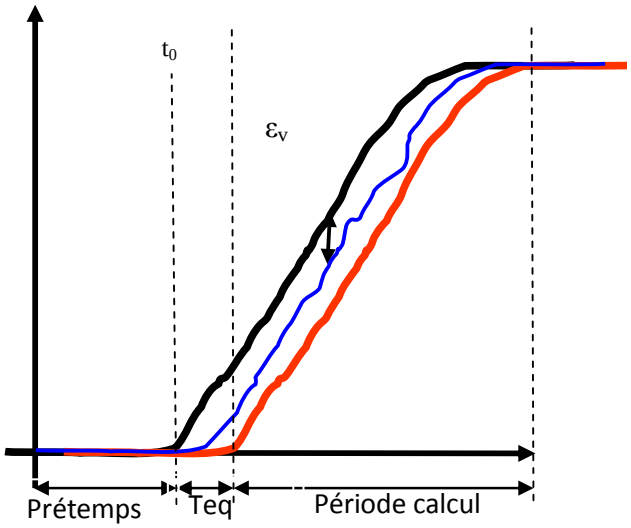
Le Groupe de Production est en écart élémentaire sur un transitoire si la réponse se caractérise par un ε_v supérieur au seuil de tolérance pendant plus de 20% du temps, sur la période calculée à partir de t_0 +Teq où t_0 est l'instant de début de rampe.

L'écart élémentaire sur un transitoire sera considéré invalide si la durée pendant laquelle $K_{est}.(50-f)$ > RP (Réserve Primaire déclarée) est supérieure à 10% du temps de la période de calcul.

Le seuil de Notification est atteint lorsque le nombre de transitoires en écart élémentaire est supérieur à 30% du nombre de transitoires analysés, ce dernier devant être supérieur à 10 sur la période considérée.

2.11.2.3.3.1 Part de réglage indisponible

La part de Réglage indisponible est de 100%, sauf si le critère F5 n'est pas respecté, sur la période analysée, dans ce cas la part de Réglage indisponible appliquée est celle du critère F5 uniquement. Si le ratio entre nombre de transitoires en écart élémentaire et le nombre de transitoires analysés est strictement supérieur à 10%, alors RTE doit alerter le Responsable de Réserve.



2.11.2.4 Réglage Primaire et Secondaire

2.11.2.4.1 Contrôle de la fourniture de l'énergie de réglage pour les Entités de Réserve disposant d'un stock limité d'énergie

Ce critère est en cours d'élaboration par RTE et n'induit pas de conséquence financière pour l'instant.

Une Entité de Réserve Apte à fournir de la Réserve Secondaire doit être capable de fournir de l'énergie de réglage durant toute la période pendant laquelle elle est programmée.

Une Entité de Réserve Apte à fournir de la Réserve Primaire doit être capable de fournir de l'énergie de réglage durant toute la période pendant laquelle elle est programmée, sauf en cas d'écart de fréquence de plus de 200mHz après plus de 15 minutes (les dérogations prévues à l'article 2.13.6.1 s'appliquent).

Si l'Entité de Réserve dispose d'un processus de recharge en énergie, celui-ci doit avoir une constante de temps très supérieure à celle des réglages concernés.

2.11.2.4.2 Défaillance de la télémesure

En cas de télémesure défaillante ou absente, RTE et le Responsable de Réserve établissent la responsabilité de la défaillance ou de l'absence entre le Responsable de Réserve et RTE. Seules les défaillances relevant de la responsabilité du Responsable de Réserve peuvent faire l'objet d'une Notification de Défaillance de Réglage. Le seuil de Notification de Défaillance de Réglage est de 100 heures de défaillance de la télémesure sur une période de 6 mois. La part de réglage considérée comme indisponible est de 50%.

2.11.3 Notification des Défaillances de Réglage

2.11.3.1 Principes

Le Responsable de Réserve Notifie à RTE, dès qu'il en a connaissance, toute Défaillance de Réglage d'une Entité de Réserve, dès lors que cette Défaillance de Réglage ne peut être résolue dans un délai inférieur à 24 h. La Notification précisera si cette Défaillance de Réglage conduit à la défaillance totale ou partielle du Réglage considéré ainsi que la cause de cette Défaillance de Réglage. Le Responsable de Réserve précise le Début de Défaillance s'il est antérieur à la date de Notification. Sinon, le Début de Défaillance est la date de Notification.

RTE Notifie, dès qu'il en a connaissance, au Responsable de Réserve, les Défaillances de Réglage non Notifiées par le Responsable de Réserve, en précisant :

- la nature des écarts de performances qu'il aura détectés lors de contrôles ;
- la performance à l'origine de la Défaillance de Réglage ; et
- la part de Réglage indisponible (en particulier en cas de défaillance partielle du Réglage considéré).
- Le Début de Défaillance : cette date ne pouvant être antérieure de plus de 60 jours à la date de Notification par RTE.

Le Responsable de Réserve peut, à sa demande, accéder aux données utilisées par RTE pour constater cette Défaillance de Réglage.

L'article 2.11.5 précise les dispositions opérationnelles relatives à l'envoi des Notifications de Défaillance de Réglage.

Les conséquences financières d'une défaillance de Réglage sont énoncées à l'article 2.11.6.

Une défaillance de Réglage d'une Entité de Réserve de type injection entraîne une Obligation de mise en conformité conformément à l'article 2.11.4.

Il n'y a pas de processus de Mise en Conformité pour les Entités de Réserve de type soutirage. Suite à une Notification de Défaillance de Réglage d'une Entité de Réserve de type soutirage, RTE peut invalider l'Aptitude de celle ci conformément à l'article 2.3.5. Cette invalidation d'Aptitude d'une Entité de Réserve entraine le retrait par RTE de l'Entité de Réserve du Périmètre de Réserve auquel elle est rattachée. Si le Responsable de Réserve résout le problème à l'originede la défaillance de Réglage il doit obtenir une nouvelle Certification d'Aptitude pour cette Entité conformément à l'article - s'il souhaite la réintégrer dans son Périmètre de Réserve conformément à l'article 2.2.3.1.

2.11.3.2 Seuil de Notification

Les Défaillances de Réglage sont Notifiées au Responsable de Réserve si les écarts de performance détectés par RTE excèdent une marge d'erreur significative par rapport à la performance attendue. L'article 2.11.2 précise pour chaque performance mesurée dans le cadre du contrôle continu un seuil de Notification et, pour certaines performances, un seuil d'alerte. Les écarts inférieurs au seuil de Notification sont sans conséquence financière. Ils sont néanmoins signalés au Responsable de Réserve s'ils dépassent le seuil d'alerte.

Les valeurs de ces seuils intègrent :

- les imprécisions de calcul ;
- les incertitudes de mesure ;
- les imprécisions liées à l'échantillonnage et à la synchronisation des données ; et
- les imprécisions possibles des données déclaratives (Programme de Marche et contributions programmées).

2.11.3.3 Contestations relatives aux Défaillances de Réglage

Suite à la réception d'une Notification par RTE (Défaillance de Réglage ou Accusé de Réception de Défaillance de Réglage), le Responsable de Réserve peut, dans un délai d'un mois à compter de la réception de cette Notification, contester la nature de l'écart détecté par RTE. Les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour traiter cette contestation.

Si la Notification par RTE se révèle injustifiée, elle est annulée par RTE conformément aux modalités prévues à l'article 2.11.5.

Si la Notification par RTE nécessite d'être corrigée sans être annulée, elle est modifiée conformément aux modalités prévues à l'article 2.11.5. Si les modifications apportées nécessitent un changement de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, le Responsable de Réserve Notifie une nouvelle Date Prévisionnelle de Mise en Conformité conformément aux dispositions de l'article 2.11.4.2.

Si le Responsable de Réserve conteste une Défaillance de Réglage Notifiée par RTE au delà d'un mois à compter de la Notification, RTE peut annuler la Notification, les Parties conviennent de donner suite ou non à la contestation. Si suite est donnée et que la Notification est totalement ou partiellement injustifiée, elles conviennent d'annuler ou de corriger la fiche correspondant à cette Notification.

2.11.3.4 Impact sur la programmation de Réserve d'une Défaillance de Réglage

Suite à une Notification de Défaillance de Réglage de la fréquence (écart relatif à l'une des performances F2, F3, F4, F5 ou F6), si le Responsable de Réserve choisit de programmer cette Entité de Réserve, alors il déclare la contribution au Réglage de fréquence de l'Entité de Réserve en question sans tenir compte de la part de Réglage indisponible, pendant toute la période comprise entre la Notification, et la Mise en Conformité du Réglage concerné.

Le Responsable de Réserve peut Notifier à RTE la Mise en Conformité d'une des performances F2, F4, F5 ou F6 dès que la contribution programmée de l'Entité de Réserve permet de respecter cette performance.

2.11.4 Mise en Conformité

Cet article ne s'applique que pour les Entités de Réserve de type injection.

2.11.4.1 Principes

Le Responsable de Réserve doit remettre en conformité les Entités de Réserve de type injection de son Périmètre de Réserve, conformément à l'arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB**)** relatif au maintien des performances des Groupes de Production[4] . Dans ce cas, une date prévisionnelle de mise en conformité doit être établie conformément à l'article 2.11.4.2. L'obligation de remise en conformité ne s'applique pas dans le cas prévus à l'article 2.11.4.4.

2.11.4.2 Date prévisionnelle de mise en conformité

2.11.4.2.1 Proposition du Responsable de Réserve

Suite à la Notification d'une Défaillance de Réglage, le Responsable de Réserve rétablit la performance dans les meilleurs délais, dans les conditions définies dans le présent article.

Le Responsable de Réserve Notifie la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité au plus tard un mois après la Notification de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Réserve indique, conjointement à sa Notification de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, si la Mise en Conformité nécessite l'arrêt du Groupe de Production. Si tel est le cas, la Mise en Conformité est réalisée en principe lors du prochain arrêt programmé, figurant au Planning de Référence prévu au Contrat de Gestion Prévisionnelle, dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité du Groupe de Production. Si le Responsable de Réserve retient une autre date, il Notifie à RTE les raisons du décalage de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en faisant état de ses contraintes.

Dans le cas où la date de l'arrêt programmé, figurant au Planning de Référence, est modifiée avec l'accord des deux Parties, alors le Responsable de Réserve peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en conséquence.

A défaut de Notification dans le délai précité, la Mise en Conformité doit être réalisée dans un délai de 90 Jours à compter de la date de Notification de la Défaillance de Réglage.

Le Responsable de Réserve Notifie à RTE les éléments techniques et économiques ayant servi à la détermination de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité si celle-ci conduit à un délai supérieur à 90 jours et si RTE lui en fait la demande.

2.11.4.2.2 Accord de RTE

RTE Notifie au Responsable de Réserve son accord ou son désaccord sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité proposée, dans un délai de 8 jours à compter de la Notification de la proposition du Responsable de Réserve. A défaut, RTE est réputé avoir donné son accord.

[4] JORF n° 169 du 24 juillet 2010 page 13671.

En cas de désaccord Notifié par RTE, RTE fait état des risques sur la sûreté et des conséquences sur l'exploitation liées à la Défaillance de Réglage, en prenant en compte les éventuelles autres Défaillances de Réglage du Responsable de Réserve dans les zones proches.

Les Parties s'engagent à définir une Date Prévisionnelle de Mise en Conformité tenant compte des contraintes exposées par les deux Parties.

En cas de désaccord persistant de RTE sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, malgré les éléments techniques apportés par le Responsable de Réserve, les dispositions de l'article 1.8.6 s'appliquent.

2.11.4.2.3 Modification de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité

Le Responsable de Réserve peut proposer de modifier une fois la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique et doit la Notifier à RTE au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la date initialement fixée en motivant les raisons du report. RTE Notifie son accord ou son désaccord selon les dispositions de l'Article 2.11.4.2.2.

Si la réalisation d'un essai sur le Groupe de Production, nécessaire au Responsable de Réserve pour respecter la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité Notifiée à RTE, est différée par RTE, alors le Responsable de Réserve peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité pour prendre en compte ce report.

2.11.4.3 Mise en Conformité effective

2.11.4.3.1 Notification de Mise en Conformité

Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Responsable de Réserve la Notifie à RTE, en indiquant notamment le jour de Mise en Conformité. C'est cette dernière date qui est prise en compte pour les calculs d'Abattements et de Pénalités décrits à l'article 2.11.6.

Le jour de Mise en Conformité Notifié par le Responsable de Réserve ne peut être antérieur de plus de 60 jours à la date de la Notification.

Si le Responsable de Réserve constate la persistance de la Défaillance de Réglage à l'issue des travaux de Mise en Conformité, alors que les causes préalablement identifiées ont été traitées, et pour une cause indépendante de celles-ci, le Responsable de Réserve Notifie à RTE d'une part la Mise en Conformité de la première Défaillance de Réglage, et d'autre part une nouvelle Défaillance de Réglage indépendante de la première. En cas de désaccord de RTE, les dispositions de l'article 2.11.4.5 s'appliquent.

2.11.4.3.2 Contestation

Suite à la réception d'une Notification de Mise en Conformité, RTE peut, dans un délai d'un Mois à compter de la réception de cette Notification, contester la Mise en Conformité en fournissant les éléments d'analyse correspondant. Les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour traiter cette contestation.

Si la contestation de RTE s'avère fondée la Mise en Conformité Notifiée par le Responsable de Réserve est considérée comme erronée et elle n'est pas prise en compte pour les calculs d'Abattements et de Pénalités décrits à l'article 2.11.6.

2.11.4.4 Incidents graves ou retrait d'exploitation de longue durée

Les incidents graves sont les incidents nécessitant l'arrêt non-programmé d'un Groupe de Production pour une période excédant 4 Mois ou nécessitant des réparations d'un montant estimé par le Responsable de Réserve supérieur aux seuils suivants :

- 500 k€ pour les Groupes de Production dont la Pmax est supérieure ou égale à 100 MW ;
- 200 k€ pour les Groupes de Production dont la Pmax est inférieure à 100 MW.

Le retrait d'exploitation est de longue durée lorsque le Groupe de Production est arrêté pour une durée supérieure ou égale à 1 an (il peut s'agir d'un arrêt définitif du groupe).

En cas d'incident grave ou de retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production, revêtant les caractéristiques de la force majeure, l'article 1.8.1 s'applique pour le Groupe de Production concerné.

En cas d'incident grave ou de retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production ne revêtant pas les caractéristiques de la force majeure, les Parties s'engagent à examiner le maintien ou non du groupe concerné dans le Périmètre de Réserve du Responsable de Réserve. En cas de retrait les dispositions de l'article 2.2.3.1 s'appliquent. En cas de maintien, les dispositions de l'article 2.11.4 s'appliquent.

En cas de désaccord persistant sur les suites à donner à un incident grave, les dispositions de l'article 1.8.6 s'appliquent.

2.11.4.5 Audit indépendant

Si, au vu des éléments présentés par le Responsable de Réserve, RTE considère que ce dernier ne fait pas ses meilleurs efforts pour mettre en conformité un ou plusieurs Groupes de Production faisant l'objet de Défaillances de Réglage entraînant des risques sur la sûreté ou des conséquences pour l'exploitation, inacceptables pour RTE (en particulier en cas d'un nombre élevé de Défaillances de Réglage simultanées ou d'un désaccord persistant sur des Dates Prévisionnelles de Mise en Conformité), RTE peut demander la tenue d'un audit indépendant afin de vérifier si le Responsable de Réserve s'est conformé aux bonnes pratiques en matière de maintenance des matériels conditionnant les performances des Réglages de fréquence dans le respect de ses Obligations contractuelles vis-à-vis de RTE.

Les deux Parties s'accordent sur le choix de l'auditeur.

L'auditeur Notifie le résultat de l'audit aux deux Parties. Si l'audit conclut à des manquements et négligences de la part du Responsable de Réserve, RTE demande à ce dernier de lui soumettre sous trois mois, à compter de la Notification, un plan d'actions et de nouvelles propositions de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

Si RTE considère que le plan d'actions proposé ne montre pas que le Responsable de Réserve fait ses meilleurs efforts au regard des manquements et négligences soulevés par l'auditeur, RTE appliquera les pénalités définies à l'Article 2.11.6.4.

Ces pénalités s'appliquent aux Groupes de Production dont les Défaillance de Réglage sont imputables aux manquements du Responsable de Réserve, jusqu'à la disparition des critères ayant motivé la tenue de l'audit indépendant.

Les frais de l'audit sont supportés par le Responsable de Réserve lorsque l'audit conclut à des manquements et négligences de la part de ce dernier. Ils sont supportés par RTE lorsque l'audit conclut à l'absence de tels manquements et négligences.

2.11.5 Processus de Notifications de Défaillances de Réglage et de Mise en Conformité

2.11.5.1 Description du Processus

Une Notification d'une Défaillance de Réglage s'accompagne par la création d'un formulaire conformément au modèle en Annexe 9.

RTE clôt le formulaire une fois dépassé le délai de contestation de la Mise en Conformité effective ou de la date de retour à la disponibilité, et en envoie copie au Responsable de Réserve.

L'annulation d'un formulaire émis passe obligatoirement par la phase de clôture du formulaire.

La modification d'un formulaire fait l'objet, pour la phase concernée, d'une incrémentation de l'indice du document, à chaque envoi par RTE.

Les modalités d'envoi d'une Notification d'une Défaillance de Réglage par le Responsable de Réserve sont les suivantes :

- Le Responsable de Réserve Notifie à RTE ses Défaillances de Réglage en créant le formulaire en Annexe 9 et déclare, s'il en a la possibilité la part de Réglage indisponible.
- Dans un délai de 8 (huit) Jours Ouvrés, RTE accuse réception de la déclaration de Défaillance de Réglage et Notifie la part de Réglage indisponible en utilisant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, le Responsable de Réserve accepte ou conteste la Notification par RTE en utilisant le formulaire en Annexe 9.

Les modalités d'envoi d'une Notification d'une Défaillance de Réglage par RTE sont les suivantes:

- RTE Notifie les écarts détectés suite au contrôle ainsi que la part de Réglage indisponible en créant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, le Responsable de Réserve accepte ou conteste la Notification par RTE utilisant le formulaire en Annexe 9.

Les modalités d'envoi d'une Notification de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité sont les suivantes :

- Dans le délai d'un mois à compter de la Notification d'une Défaillance de Réglage, définie à l'article 2.11.2.4, le Responsable de Réserve Notifie à RTE la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en utilisant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai de 8 Jours Ouvrés, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur la date prévisionnelle de Mise en Conformité en utilisant le formulaire en Annexe 9. Le cas échéant, il contacte le Responsable de Réserve pour convenir d'une autre date.

Les modalités d'envoi d'une demande de modification de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité par le Responsable de Réserve sont les suivantes :

- Le Responsable de Réserve peut modifier une fois la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique. Il Notifie à RTE cette modification et sa justification 10 Jours Ouvrés avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité initialement fixée.
- Dans un délai de 5 Jours Ouvrés, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur la nouvelle Date Prévisionnelle de Mise en Conformité. L'envoi du formulaire en annexe sur laquelle figure la date modifiée formalise l'accord. En cas de désaccord, RTE Notifie le Responsable de Réserve pour convenir d'une autre date.

Les modalités d'envoi d'une Notification de Mise en Conformité sont les suivantes :

- Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Responsable de Réserve Notifie à RTE la date à laquelle elle a été effectuée, en utilisant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, RTE accepte ou conteste la Notification de la Mise en Conformité. L'envoi du formulaire en Annexe 9sur laquelle figure la date de Mise en conformité formalise l'accord. En cas de désaccord, RTE fournit les éléments d'analyse correspondants et la partie « Mise en conformité » de la fiche n'est pas renseignée.
- RTE peut se substituer au Responsable de Réserve dans la déclaration de la date de Mise en Conformité dans les cas prévus à l'article 2.11.4.3.1.

2.11.5.2 Modalités opérationnelles spécifiques

Les Notifications de Défaillance de Réglage ainsi que les Notifications relatives aux dates prévisionnelles et réelles de Mise en Conformité sont envoyées par messagerie électronique à l'unité régionale de RTE qui gère le réseau sur lequel l'Entité de Réserve défaillante est raccordée.

Les documents suivants émis par RTE sont envoyés par messagerie électronique au Responsable de Réserve :

- Notifications de Défaillance de Réglage ;
- Accusé de réception de Notification de Défaillance de Réglage ;
- Confirmation d'accord ou refus de la date prévisionnelle de Mise en Conformité ;
- Déclaration éventuelle par RTE de la date de Mise en Conformité ;
- Accord ou désaccord sur la Mise en Conformité ; et
- Clôture ou annulation de la fiche.

Les fiches échangées entre les Parties font foi en cas de divergences.

Les fiches d'alerte émises par RTE sont envoyées par messagerie électronique au Responsable de Réserve

Les échanges précédents se font aux formats et modèles de fiches définis en Annexe 9:

- Fiche relative à une Notification de Défaillance de Réglage par le Responsable de Réserve ;
- Fiche relative au suivi d'une Défaillance de Réglage ;
- Fiche d'alerte ; et

- Fiche d'information d'indisponibilité supérieure à 60 jours.

2.11.6 Conséquences financières des Défaillances de Réglage

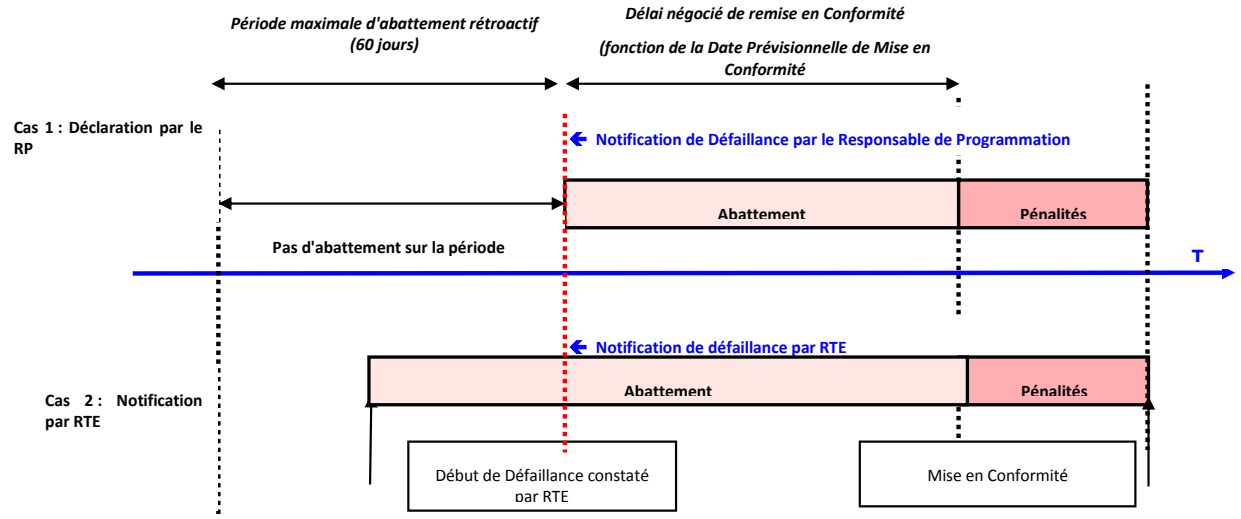
Les Défaillances de Réglage Notifiées peuvent donner lieu à des Abattements de rémunération ou à des Pénalités, dès lors que les écarts de performances dépassent les seuils de Notification précisés à l'article 2.11.3.2. Les Abattements et Pénalités dépendent de la durée de la Défaillance de Réglage et sont proportionnels à l'importance de l'écart.

Les Abattements s'appliquent du Début de Défaillance jusqu'à sa Mise en Conformité. L'Abattement n'est appliqué que si les Défaillances de Réglage induisent un bilan de Réserve négatif pour le Responsable de Réserve.

Pour les Entités de Réserve de type injection, si la Mise en Conformité a lieu au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, alors l'abattement est remplacé par une Pénalité. Dans ce cas la période d'application de la pénalité débute le jour suivant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité et se termine le jour suivant la Mise en Conformité.

L'application de ces Abattements et Pénalités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.

Schéma de principe :



2.11.6.1 Période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et Pénalités

La période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités débute au Début de Défaillance et se termine le jour suivant la Mise en Conformité.

Pour une Défaillance de Réglage donnée, Le début de la période de Défaillance de Réglage ne peut toutefois pas précéder de plus de 60 jours le jour de Notification de la Défaillance de Réglage.

2.11.6.1.1 Période de Défaillance : cas particuliers

Pour les performances contrôlées à l'aide de critères statistiques reposant sur une période d'observation (performances F3 et F5), si l'analyse ne permet pas d'identifier précisément le début de l'écart, une analyse rétroactive au pas mensuel sur les mois antérieurs est réalisée. En pareil cas, le Début de Défaillance est le jour suivant la fin de la dernière période d'observation rétroactive pour laquelle la performance a été respectée.

Lorsque RTE identifie une date de fin d'écart alors que le Responsable de Réserve n'a pas Notifié à RTE la Mise en Conformité, la date de Mise en Conformité est la date de fin de l'écart observé par RTE. Pour les performances contrôlées à l'aide de critères statistiques, la date de fin d'écart est le jour suivant la date de la fin de la dernière période d'observation rétroactive pour laquelle la performance n'a pas été respectée. Dans ce cas, RTE Notifie au Responsable de Réserve, conformément aux dispositions de l'article 2.11.4.3.1, une date de Mise en Conformité qui est la date de fin d'écart.

Pour les performances contrôlées par des critères non statistiques, reposant sur un nombre d'écarts observés et sur une période d'observation définis à l'article 2.11.2 (c'est-à-dire les critères F2, F4 et F6), le Début de Défaillance est le jour où le nombre d'écart observé a dépassé le seuil de Notification pendant la période d'observation.

Lorsque RTE ou le Responsable de Réserve identifient un événement postérieur au dernier écart mentionné dans la Notification, où la performance a été respectée, alors la date de Mise en Conformité est celle de cet événement. Dans le cas où le Responsable de Réserve n'a pas Notifié à RTE la Mise en Conformité, RTE Notifie au Responsable de Réserve, conformément à l'article 2.11.4.3.1, cette date de Mise en Conformité.

Lorsque RTE ou le Responsable de Réserve identifient un événement postérieur au premier écart mentionné dans la Notification et antérieur au dernier écart mentionné dans la Notification, où la performance a été respectée, alors les Parties conviennent de l'analyse à mener pour entériner ou infirmer la Notification faite par RTE.

Pour l'ensemble des performances définies à l'article 2.11.2, la date de début de la période d'observation ne peut être antérieure à la dernière date de Mise en Conformité de la performance concernée.

2.11.6.2 Part de Réglage indisponible prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités

La part de Réglage indisponible permet de quantifier l'importance de l'écart et est utilisée pour calculer le montant des Abattements et Pénalités prévues aux Articles 2.11.6.3 et 2.11.6.4.2. Les modalités de sa détermination sont précisées à l'article 2.11.2.

Pour une Entité de Réserve, lorsque plusieurs performances sont en écart pour un même type de Réglage, la part de Réglage indisponible est la somme des coefficients de part de Réglage indisponible établis conformément à l'article 2.11.2, limitée à 100 % pour le Réglage Primaire de la fréquence et 100% pour le Réglage Secondaire de la fréquence.

2.11.6.3 Montant de l'Abattement

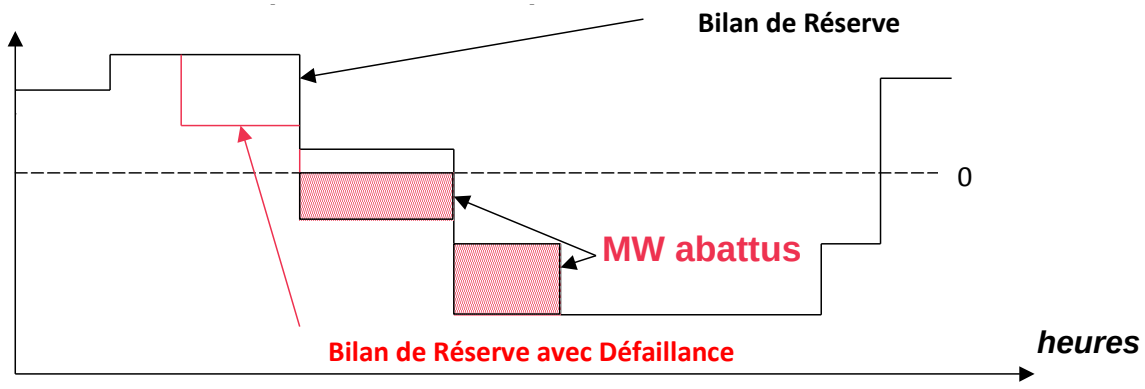
La contribution défaillante d'une Entité de Réserve en Défaillance de Réglage est définie, pour chacun des Réglages (Primaire et Secondaire), comme le produit de sa contribution au Réglage en question, telle qu'elle figure au Programme d'Appel de Réserve, par la part de Réglage indisponible relative à ce Réglage.

RTE calcule pour chaque pas demi-horaire et pour chacun des Réglages concernés le Bilan de Réserve avec Défaillance, comme étant le Bilan de Réserve calculé conformément à l'article 2.9.1 minoré de la contribution Défaillante des Entités de Réserve du Responsable de Réserve en Défaillance de Réglage.

L'Abattement n'est appliqué que si les Défaillances de Réglage induisent un Bilan de Réserve avec défaillance négatif pour le Responsable de Réserve. Dans ce cas, le montant de l'Abattement est alors calculé de la façon suivante :

- Son montant est égal à la valeur opposée du Bilan de Réserve avec Défaillance, valorisé au Prix Forfaitaire Capacité, si le Responsable de Réserve avait un Bilan de Réserve positif ;
- Son montant est égal à la somme des contributions défaillantes valorisée au Prix Forfaitaire Capacité, si le Responsable de Réserve avait un Bilan de Réserve strictement négatif.

  Ces principes sont illustrés avec le schéma ci-dessous :



2.11.6.4 Pénalités

Cet article ne s'applique qu'aux Entité de Réserve de type injection.

2.11.6.4.1 Principes

Si, à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie à l'article 2.11.4.2, la Mise en Conformité n'a pas été réalisée, l'Abattement prévu à l'article 2.11.6.3 induit par les Entité de Réserve de type injection défaillantes, est remplacé par une Pénalité au delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

2.11.6.4.2 Montant de la pénalité

La Pénalité est calculée de la façon suivante :

Pour les Défaillances de Réglage affectant la capacité d'une Entité de Réserve de type injection à participer aux Réglage Primaire ou Secondaire de la fréquence, la Pénalité est calculée à partir de la formule suivante : Pénalité (en Euros) = 5 x Jpen x %def x REMj, où :

- Jpen est le nombre de jours avec Défaillance de Réglage au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie conformément à l'article 2.11.4.2,
- %def est la part de Réglage indisponible,
- REMj est la contribution moyenne journalière de l'Entité de Réserve de type injection au Réglage pour lequel la Défaillance a été constatée, pendant les trois mois qui ont précédé le mois où a été déclaré l'écart, valorisé au Prix Forfaitaire Capacité.

2.11.6.4.3 Montant maximal des Pénalités

RTE ne peut exiger du Responsable de Réserve des Pénalités dépassant un montant maximal pour le Réglage de la fréquence.

Le montant maximal exigible sur une période de 12 mois pour un Réglage donné est égal à la rémunération que le Responsable de Réserve aurait perçu en l'absence de défaillance, pour l'ensemble des Entité de Réserve de type injection de son Périmètre de Réserve.

La première période de 12 mois commence à la date de la première application d'une Pénalité. Si, à l'issue de cette première période, il subsiste des Défaillances de Réglage qui n'ont pas été mises en conformité dans les délais prévus, le montant maximal des Pénalités s'applique pour la période des 12 mois suivants.

2.12 Modalités d'établissement des éléments de facturation

2.12.1 Modalités relatives à la rémunération de l'Obligation de Réserve, aux indemnités et aux énergies de Réglage

2.12.1.1 Principes

RTE et le Responsable de Réserve gèrent, à la maille mensuelle, les flux financiers induits par les dispositions concernant :

- La rémunération des Obligations de Réserves définitives établies conformément à l'article 2.4.4.4 ;
- Les indemnités liées à un non-respect des engagements déclaratifs, déterminées conformément à l'article 2.9.2 ; et
- La gestion des énergies de réglage, conformément à l'article 2.10.3.3.

RTE émet une facture concernant les indemnités si celles-ci ne sont pas nulles.

Le Responsable de Réserve émet une facture (ou un avoir si le montant est négatif) à RTE concernant la rémunération de l'Obligation de Réserve définitive et des énergies mensuelles de réglage.

Les Règles d'arrondi décrites à l'article 2.12.3 sont appliquées.

2.12.1.2 Données échangées

RTE Notifie au Responsable de Réserve un relevé mensuel de la rémunération et des indemnités. RTE associe à ce relevé tous les éléments constitutifs des Bilans de Réserves et des énergies de Réglage du Responsable de Réserve permettant au Responsable de Réserve de vérifier les éléments de facturation.

2.12.1.3 Processus d'établissement des éléments de facturation

Le Responsable de Réserve transmet à RTE, par messagerie électronique, les valeurs de δ_i par Groupe de Production au pas 10 secondes, pour les Entités de Réserve de type injection comportant plusieurs Groupes de Production, conformément à l'article 2.10.3.1. Cette transmission de données doit être effectuée au plus tard le mardi de la semaine S+1.

RTE transmet au Responsable de Réserve, par messagerie électronique, les données provisoires définies à l'article 2.12.1.2 du mois M au plus tard le troisième lundi du mois M+1. Ces données provisoires ne considèrent pas l'éligibilité aux indemnités réduites.

Le Responsable de Réserve peut contester par Notification à RTE les données provisoires mensuelles, dans un délai de 15 jours calendaires à compter de la date de réception de ces données. Cette étape permet au Responsable de Réserve de faire valoir son éligibilité aux indemnités réduites, en transmettant à RTE le début et la fin de l'indisponibilité, ainsi que le Programme d'Appel de Réserve immédiatement antérieur à l'indisponibilité

En cas de contestation par le Responsable de Réserve, RTE transmet au Responsable de Réserve, par messagerie électronique, les données consolidées du mois M au plus tard le troisième lundi du mois M+2, si celles-ci diffèrent des données provisoires.

En l'absence de contestation les données consolidées sont les données provisoires.

Après la date de réception par le Responsable de Réserve des données consolidées, tout désaccord entre les Parties sera traité comme une contestation de facture.

Après le troisième lundi du mois M+2 RTE et le Responsable de Réserve établissent les factures mensuelles sur la base des données consolidées envoyées par RTE.

2.12.2 Modalités relatives au contrôle des performances

2.12.2.1 Principe

RTE envoie trimestriellement au Responsable de Réserve, par messagerie électronique, les données issues du contrôle et détaillant les écarts constatés, les Défaillances de Réglage qui en résultent, ainsi que les conséquences financières associées.

Les Règles d'arrondi décrites à l'article 2.12.3 doivent être appliquées.

2.12.2.2 Envoi du rapport trimestriel de contrôle

RTE envoie au Responsable de Réserve un rapport trimestriel de contrôle relatif aux mois M à M+2 avant le premier lundi du mois M+4 sous la forme de fichiers informatiques. Ces fichiers incluent d'une part les données relatives aux écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M à M+2. Le rapport relatif au mois M à M+2 est d'autre part complété par les données relatives aux écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M-3 à M-1. Ces dernières permettent de consolider définitivement les données envoyées au trimestre précédent et d'intégrer les corrections dues à des modifications non encore connues à la date d'élaboration du rapport de contrôle relatif au mois M-3 à M-1, mais ayant un impact rétroactif sur cette période.

Les données transmises au Responsable de Réserve détaillent en particulier, pour chaque écart en cours de traitement, la date de Notification, le Début de Défaillance, la nature de l'écart à l'origine de la Défaillance de Réglage, part de Réglage indisponible associée, la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité et la date de Mise en Conformité, ainsi que le montant des Abattement et des Pénalités pour le trimestre en question résultant des écarts en cours de traitement.

Les écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M à M+2 comprennent :

- Les Défaillances de Réglage Notifiées du début du mois M jusqu'à la date de traitement des données par RTE (en tous les cas postérieure à la fin du mois M+2), au titre des articles 2.11.2.4 et ayant un impact financier au titre de l'article 2.11.6 ;
- Les Défaillances de Réglage antérieures, relevant des mêmes articles, dont la Mise en Conformité effective n'a pas été effectuée avant le début du mois M,

Le montant des Abattement et des Pénalités facturés par RTE au titre des M à M+2 est la somme :

- des montants résultant du traitement des écarts en cours pour le calcul des mois M à M+2,
- d'un correctif sur la période M-3 à M-1 si le montant du traitement définitif des écarts pour cette période diffère du montant transmis le trimestre précédent.

2.12.2.3 Définition des trimestres

La facturation établie en février de l'année N sera associée aux mois d'octobre, novembre et décembre de l'année A-1.

La facturation établie en mai de l'année A sera associée aux mois de janvier, février et mars de l'année A.

La facturation établie en août de l'année N sera associée aux mois d'avril, mai et juin de l'année A.

La facturation établie en novembre de l'année N sera associée aux mois de juillet, août et septembre de l'année A.

2.12.3 Règles d'arrondis

Les prix unitaires utilisés pour le calcul de la rémunération sont les prix de référence des Règles, multipliés par le coefficient de révision des prix (arrondi à cinq chiffres après la virgule), puis arrondis à trois chiffres après la virgule.

Tous les volumes sont arrondis à l'entier le plus proche (Obligations de Réserve, Programme d'Appel, Programme de Marche).

Toutes les valorisations sont arrondies à deux chiffres après la virgule.

Les niveaux moyens du signal de réglage secondaire (compris entre – 1 et + 1) sont arrondis à deux décimales.

Tous les arrondis sont faits suivant la règle du 0-1-2-3-4 et 5-6-7-8-9 (à la valeur la plus proche).

La rémunération qui sert de référence pour l'établissement de la facture est la rémunération par Pas Demi-Horaire arrondie à deux chiffres après la virgule.

La rémunération mensuelle est la somme des rémunérations par Pas Demi-Horaire calculées et arrondies selon les Règles précédentes.

2.13 Dispositions transitoires

Les conditions listées dans cet article prévalent sur les dispositions des autres articles des présentes Règles.

2.13.1 Sécurisation financière

Le dispositif de sécurisation financière sera disponible au plus tard le 1er janvier 2015. RTE Notifie la date de mise en place du dispositif à tous les Responsables de Réserve avec un préavis d'un mois.

2.13.2 Notifications d'échange de réserves

Le dispositif de NER sera disponible simultanément avec la mise en place du dispositif de sécurisation financière conformément à l'article 2.13.1.

Avant la mise en place des NER, les Responsables de Réserve disposent de possibilités de transfert d'Obligations de Réserve dans la continuité des dispositions des contrats Services Système 2011-2013 décrites ci après.

Ces modalités de transfert d'Obligation de Réserve transitoires modifient l'Obligation de Réserve définitive du Responsable de Réserve : la rémunération de l'Obligation de Réserve est transférée.

Les transferts d'Obligation de Réserve doivent être transmis à RTE uniquement par le Responsable de Réserve fournissant la Réserve.

Deux Responsables de Réserve souhaitant établir un transfert d'Obligation de Réserve en J-1 doivent Notifier RTE un Mois Civil avant la mise en place du premier transfert. RTE envoie en J-1 à 16h15 une mise à jour des Obligations de Réserve indicatives prenant en compte les transferts d'Obligation de Réserve transmis à RTE avant 16h00 en J-1. Les Obligations de Réserve définitives prennent aussi en compte les transferts d'Obligation de Réserve transmis à RTE avant 16h00 en J-1. Les déclarations de transfert en J-1 se présentent sous la forme de Chroniques de contributions échangées et précisent le nom de la contrepartie.

Deux Responsables de Réserve souhaitant établir un transfert d'Obligation de Réserve en infra journalier doivent Notifier RTE un Mois Civil avant la mise en place du premier transfert. Pour réaliser un transfert d'Obligation de Réserve en infra journalier, le Responsable de Réserve Notifie à RTE ses déclarations au maximum 3 fois en infra-journalier pour le jour J :

- pour la 1ère déclaration le Responsable de Réserve utilise un des Guichets infra-journaliers compris dans la plage [22h en J-1; 5h en J],
- pour la 2ième déclaration le Responsable de Réserve utilise un des Guichets infra-journaliers compris dans la plage [6h en J; 13h en J],
- pour la 3ème déclaration le Responsable de Réserve utilise un des Guichets infra-journaliers compris dans la plage [14h en J; 21h en J].

Les déclarations en infra journalier se présentent sous la forme de fichiers informatiques décrivant la mise à jour de la Chronique journalière de contributions échangées ainsi que le nom de la contrepartie. Chaque fichier corrige et remplace les données du fichier précédent.

2.13.3 Participation des traders

Un Périmètre de Réserve ne peut être vide, jusqu'à l'introduction de la sécurisation financière, conformément à l'article 2.13.1.

2.13.4 Participation des Sites de soutirages

Une Entité de Réserve de type soutirage ne peut être créée avant le 1er juillet 2014. Les procédures de modification de Périmètre de Réserve pourront toutefois être entamées avant cette date.

Du 1er juillet 2014 au 31 décembre 2014 :

- Les abattements dus aux Défaillance de Réglage d'Entité de Réserve de type soutirage sont réduits de moitié ;
- Les temps d'observation conduisant aux Notifications de Défaillance de Réglage sont réduits de moitié ;
- Les Certificats d'Aptitudes attribués par RTE pour les Entités de Réserve de type soutirage ont une validité limitée au 31 décembre 2014. A l'issue de cette période, les Entités de Réserve de type soutirage non contrôlables par RTE ne verront pas leur Certificat d'Aptitude reconduit. Les Entités de Réserve de type soutirage contrôlables par RTE pourront effectuer une demande de Certification d'Aptitude conformément à l'article 2.3; et
- La somme des capacités maximales de Réglage Primaire et Secondaire des Entités de Réserve de type soutirage ne peut dépasser 50 MW. RTE ne délivrera pas de Certificat d'Aptitude une fois ce seuil atteint. Cette contrainte sera allouée selon le principe du premier arrivé, premier servi.

RTE doit établir un retour d'expérience concernant la participation des Sites de Soutirages au plus tard 4 mois après la participation du premier Site de Soutirage. Ce retour d'expérience devra intégrer une analyse des clefs de répartition de l'énergie de réglage Site à Site établies conformément à l'article 2.10.3.5.

RTE doit étudier les conditions de participation des Sites de Soutirages raccordés au RPD, disposant d'un contrat de service de décompte, et ceux disposant d'un Contrat Unique fourniture/transport au plus tard 6 mois après la participation du premier Site de Soutirage.

2.13.5 Énergie de réglage de la Réserve Primaire

La prise en compte de l'énergie de réglage de la Réserve Primaire d'une part dans le périmètre des Responsables d'Équilibre impactés, d'autre part dans les flux financiers entre RTE et les Responsables de Réserve, sera effective le 1er octobre 2014 au plus tard. RTE Notifie la date de mise en place du dispositif à tous les Responsables de Réserve.

2.13.6 Dérogations transitoires

2.13.6.1 Dérogation à la fourniture de Réglage Primaire pendant 15 minutes

Les dérogations à l'exigence de fourniture de puissance pendant au moins 15 min lors d'une excursion de fréquence de 200mHz, précisées dans un contrat services système au 31 décembre 2013 peuvent être reconduites à la demande du Responsable de Réserve jusqu'à une date définie comme étant la date minimale entre le 31 décembre 2015 et la date d'entrée en vigueur du code réseau LFC&R. Aucune nouvelle dérogation ne sera acceptée par RTE sur ce critère. Ces dérogations ne peuvent s'appliquer qu'aux Entités de Réserve de type fil de l'eau. Elles consistent en une fourniture de puissance pendant uniquement 3 minutes lors d'une excursion de fréquence de 200mHz en contrepartie de l'application d'un coefficient multiplicatif égal à 0.5 sur les données de programmation de l'Entité de Réserve concernée, intervenant dans le calcul du Bilan de Réserve. Les dérogations doivent êtres associées à un plan d'action du Responsable de Réserve permettant le respect du critère de fourniture de puissance pendant au moins 15 min lors d'une excursion de fréquence de 200mHz.

2.13.7 Retour d'expérience du marché secondaire organisé ou facilité

En cas de mise en place d'un marché secondaire organisé ou facilité, RTE doit fournir un retour d'expérience sur le fonctionnement de ce marché au plus tard 1 an après sa date d'ouverture. Ce retour d'expérience pourra être réalisé avec l'opérateur du marché secondaire organisé ou facilité. Ce retour d'expérience devra contenir une analyse sur les volumes échangés et sur la formation des prix.

3. CONTRIBUTION AU RÉGLAGE DE LA TENSION (U/Q) ET COMPENSATION SYNCHRONE

3.1 Contribution au réglage de la tension (U/Q)

3.1.1 Principes

RTE assure le contrôle de la tension, en vue de garantir un comportement correct des matériels et le bon fonctionnement global du système, et d'éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive.

RTE assure le contrôle de la tension en tout point du RPT par le service de réglage de la tension, à partir des sources de puissance réactive réparties sur le RPT. On distingue le Réglage Primaire de Tension du Réglage Secondaire de Tension :

Le Réglage Primaire est l'action automatique instantanée et locale exercée au niveau des Groupes de Production.

Le Réglage Secondaire est le réglage centralisé de la tension permettant la coordination de l'action des Groupes de Production qui y sont asservis au niveau régional (zone de Réglage Secondaire de Tension ou région regroupant plusieurs zones de Réglage Secondaire de Tension). Ce réglage est effectué au moyen des dispositifs " Réglage Secondaire de la Tension " (RST) et " Réglage Secondaire Coordonné de la Tension " (RSCT).

RTE décide de l'affectation des Groupes de Production au RST et/ou au RSCT, en fonction des impératifs de Sûreté du Système Électrique et de l'aptitude de ces groupes. Cette affectation est précisée en Annexe 5. Il peut modifier cette affectation en Notifiant au Responsable de Programmation une modification de l'Annexe 5, en respectant un préavis de 3 mois. Dans le cas où cette modification conduit à un retrait du périmètre du RST/RSCT, le Responsable de Programmation n'est plus tenu de maintenir les capacités de cette fonction.

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque la notion de Groupe de Production définie dans les Règles s'applique à l'ensemble de l'installation de production telle que définie dans le Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART) et non pas aux générateurs élémentaires constituant l'installation (ex : onduleurs ou éoliennes).

3.1.2 Engagements du Responsable de Programmation à contribuer au réglage de la tension

Le Responsable de Programmation contribue au service de réglage de la tension en mettant à la disposition de RTE les capacités de fourniture et d'absorption de réactif des Groupes de Production qui lui sont rattachés, lorsque ceux-ci sont couplés au réseau.

Les performances des Groupes de Production contribuant au réglage de la tension doivent être conformes aux critères définis à l'article 3.1.7.2.

Les Groupes de Production participant au Réglage Primaire de la Tension doivent être équipés d'un régulateur de tension statorique ou d'un régulateur participant au réglage de la tension, de type 2 ou 3 tels que définis dans la DTR de RTE.

Seuls les réglages de tension de type 2 ou 3 sont rémunérés au titre des Règles.

Les Groupes de Production soumis aux dispositions de l'arrêté raccordement du 4 juillet 2003 et disposant d'un réglage primaire de la tension de type 2 ou 3 au sens de l'article 9 de l'arrêté sont aptes à participer au Réglage Primaire de Tension. Ceux disposant d'un réglage primaire de la tension de type 3 sont aptes à participer au Réglage Secondaire de Tension.

La contribution au réglage de la tension est évaluée au niveau du Point de Connexion de chaque Groupe de Production.

Note : Lorsque le Groupe de Production est raccordé en domaine HTB hors RPT ou sur un réseau d'usine privé, il contribue au service de réglage de la tension uniquement s'il est raccordé à un jeu de barres connecté directement au RPT et si sa contribution est dissociable de la consommation de puissance réactive des autres installations raccordées à ce jeu de barres.

Le Responsable de Programmation met à disposition de RTE les pleines capacités de fourniture et d'absorption du Groupe de Production, selon les zones d'engagements contractualisées définies sur les diagrammes U/Q du Groupe de Production.

Les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque qui bénéficient d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance (parmi les installations soumises à l'arrêté du 4 juillet 2003 ou celles soumises à l'arrêté du 23 avril 2008 de puissance inférieure à 50 MW), peuvent être rémunérées au titre des Règles dans la mesure où leurs capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté à partir d'une puissance active injectée au Point de Connexion inférieure ou égale à 10% de la Pmax de l'installation de production.

Le Responsable de Programmation transmet à RTE les diagrammes U/Q de ses Groupes de Production participant au réglage de la tension. Les critères et modalités de construction des diagrammes U/Q sont définis à l'article3.5.

Les Groupes de Production participant au réglage de la tension sont équipés de télémesures de puissance réactive et de tension, de télésignalisation de couplage, et pour ceux qui participent au Réglage Secondaire de Tension, de télésignalisation de participation valide au RST et d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif).

Les Groupes de Production participant au réglage de la tension et non encore équipés des télémesures et télésignalisations précédentes au 1er janvier 2014 font l'objet d'un plan de mise à niveau, concerté avec RTE, prenant en compte les délais nécessaires à cette mise en œuvre, et défini dans l'Annexe 5.

Le Responsable de Programmation maintient en état de fonctionnement les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de sa responsabilité.

Le Responsable de Programmation déclare qu'un plan de maintenance est mis en œuvre pour les matériels qui conditionnent le respect des performances de réglage de la tension définies dans l'article 3.1.7.2.

3.1.3 Contribution du Responsable de Programmation au service de réglage de la tension

3.1.3.1 Groupes de Production participant au réglage

Les Groupes de Production mentionnés en Annexe 5mettent à disposition de RTE leurs capacités de réglage pendant les périodes suivantes :

- Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque, lorsque le Groupe de Production est couplé au réseau.
- Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque, soumises aux arrêtés raccordement du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008 sans dérogation particulière, lorsque l'installation injecte (puissance active au Point de Connexion ≥0) ;
- Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque qui bénéficient d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance (parmi les installations soumises à l'arrêté du 4 juillet 2003 ou celles soumises à l'arrêté du 23 avril 2008 de puissance inférieure à 50 MW), lorsque la puissance active injectée au Point de Connexion est supérieure à la puissance pour laquelle les capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté.

Le Responsable de Programmation peut modifier la liste des Groupes de Production participant au Réglage de la Tension figurant en Annexe 5, sous réserve de l'accord de RTE. Cette modification a notamment lieu dans les cas suivant :

- Raccordement d'un nouveau Groupe de Production,
- Nouvelle aptitude d'un groupe déjà raccordé,
- Retrait du service ou retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production,
- Modification des besoins de RTE,
- Incident grave tel que défini à l'article 3.1.7.3.5.

La modification est Notifiée par le Responsable de Programmation à RTE. Sauf avis contraire de RTE, elle prend effet à l'expiration d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification.

3.1.3.2 Envoi d'ordres en temps réel

RTE peut, pour des raisons d'exploitation, demander au Responsable de Programmation, de dé-asservir pour une durée donnée un Groupe de Production du Réglage Secondaire de la Tension. En pareil cas, le Responsable de Programmation s'exécute mais continue d'être rémunéré au titre du Réglage Secondaire de Tension pour le Groupe de Production concerné.

RTE peut demander, de manière exceptionnelle, au Responsable de Programmation de modifier la consigne de tension sur la régulation primaire de tout ou partie de ses Groupes de Production listés dans l'Annexe 5. Pour ce faire, il lui envoie un ordre de changement de consigne de tension, suivant les modalités fixées dans la Convention d'Exploitation. Ce type de fonctionnement n'est pas apparenté à un asservissement au Réglage Secondaire de Tension et la rémunération est celle acquise au titre du Réglage Primaire de Tension.

Pour lever une congestion sur le RPT, RTE peut, par un ordre d'Ajustement, demander au Responsable de Programmation de démarrer un Groupe de Production dans l'objectif de disposer d'un volume supplémentaire d'énergie réactive. Dans ce cas, le Responsable de Programmation est rémunéré à la fois au titre du Mécanisme d'Ajustement et selon les dispositions de l'article 3.1.4.

3.1.4 Rémunération du Responsable de Programmation pour sa contribution au réglage de la tension

Pour chacun des Groupes de Production participant au réglage de la tension, l'Annexe 5 précise les caractéristiques intervenant dans le calcul de la rémunération :

- les plages de réactif à rémunérer,
- la puissance active maximale Pmax du Groupe de Production en MW,
- la zone à laquelle appartient le Groupe de production (cf. 3.1.4.1),
- Le type de réglage sur lequel porte la rémunération (Réglage Primaire, RST, RSCT),
- La durée d'utilisation annuelle (installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque et Groupes de Production non équipés de dispositifs de transmission de données),
- coefficient de disponibilité (installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque).

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque, la durée forfaitaire annuelle de mise à disposition du réglage est déterminée à partir des données de fonctionnement déclarées au niveau du Contrat de Gestion Prévisionnelle, éventuellement abattue des périodes où la dérogation de fourniture de réactif à faible puissance s'applique (pour les installations de production qui bénéficient d'une telle dérogation). Des modifications de cette valeur peuvent être convenues par voie d'avenant.

3.1.4.1 Principes

La rémunération du Responsable de Programmation dépend de la zone à laquelle appartient le Groupe de Production. Le territoire français métropolitain continental est divisé en deux types de zones : zones « sensibles vis-à-vis du réactif » et zones « normales » (cf. carte définie à l'article 3.4).

Dans les zones « sensibles vis-à-vis du réactif », la rémunération du Responsable de Programmation comprend :

- Une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation (surdimensionnement de l'alternateur et du transformateur principal),
- Une part variable destinée à couvrir les coûts variables du Responsable de Programmation (pertes et surcoûts de maintenance) proportionnelle à la durée de couplage au réseau.

Dans les zones « normales », seule la part variable est rémunérée au Responsable de Programmation.

3.1.4.2 Plage de réactif à rémunérer

Les diagrammes U/Q transmis par le Responsable de Programmation et construits selon critères et modalités définis à l'article 3.5 sont tracés pour différent niveaux de puissance active et prennent en compte l'ensemble des matériels raccordés (alternateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau. Ils définissent en particulier :

- Une Zone d'Engagement Contractualisée (dite ZEC) qui correspond au domaine de fonctionnement normal du Groupe de Production. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limitation de durée. Pour certains Groupes de Production participant au Réglage Secondaire de Tension, la ZEC correspondant à ce mode de fonctionnement peut être différente de celle correspondant au Réglage Primaire de Tension. Le diagramme U/Q distingue dans ce cas une ZEC RST spécifique au Réglage Secondaire de Tension différente de la ZEC RPT correspondant au Réglage Primaire de Tension.
- Une Zone de Fonctionnement Normal (dite ZFN) qui correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.

A l'extérieur des deux zones précédentes, le Groupe de Production est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles.

Pour tous les Groupes de Production, à l'exception de ceux mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque, la plage de réactif (en Mvar) à rémunérer est définie à partir de la façon suivante :

- Q+ = valeur maximale de la puissance réactive fournie par le Groupe de Production au Point de Connexion selon la ZEC RPT du diagramme UQ tracé à Pc0max ou 0,8 Pmax (ou, à défaut des diagrammes précédents, de celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes).
- Q- = valeur minimale de la puissance réactive absorbée par le Groupe de Production au Point de Connexion selon la ZEC RPT du diagramme UQ tracé à Pc0max ou 0,8 Pmax. (ou, à défaut des diagrammes précédents, de celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes).

A défaut de tracé de la ZEC RPT dans les diagrammes UQ fourni par le Responsable de Programmation, la plage de réactif du Groupe de Production est calculée selon la méthode précédente en prenant comme référence la ZFN RPT en lieu et place de la ZEC RPT.

Pour les Groupes de Production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque, la plage de réactif à rémunérer est définie (en Mvar) de la façon suivante :

- Q+ = valeur maximale de la puissance réactive fournie par le Groupe de Production au Point de Connexion selon la ZEC RPT du diagramme UQ (tracé à 33% de Pmax pour la production éolienne, à 66% de Pmax pour la production photovoltaïque), multiplié par le coefficient de disponibilité défini ci-après.
- Q- = valeur minimale de la puissance réactive absorbée par le Groupe de Production au Point de Connexion selon la ZEC RPT du diagramme UQ (tracé à 33% de Pmax pour la production éolienne, à 66% de Pmax pour la production photovoltaïque), multiplié par le coefficient de disponibilité défini ci-après.

Le coefficient de disponibilité permet de tenir compte, tant dans le calcul de la rémunération qu'au niveau des performances contrôlées, du fait qu'en moyenne, un certain nombre de générateurs élémentaires (ex : onduleurs ou éoliennes) sont indisponibles, en particulier lors d'aléas fortuits ou d'actions de maintenance. Sa valeur est précisée dans l'Annexe 5.

3.1.4.3 Montant de la rémunération

3.1.4.3.1 Part fixe

Le montant de la part fixe « R » est fixé à 763 € par MVA et par an pour un Groupe de Production en zone sensible caractérisé par une tangente phi de 0,32 au Point de Connexion.

Pour chacun des Groupes de Production figurant en Annexe 5 et ayant une plage de fourniture de réactif comprise entre zéro et Q+ (Mvar) au Point de Connexion et une puissance active maximale Pmax, la part fixe de la rémunération annuelle du Responsable de Programmation est égale à :

$$\frac{R}{0,32} \times \frac{Q_+}{P_{max}} \times \sqrt{P_{max}^2 + Q_+^2} \quad (€ \text{ par an}),$$

La part fixe est payée par douzièmes mensuels.

3.1.4.3.2 Part variable

La part variable de la rémunération du Responsable de Programmation au service de réglage de la tension porte sur la plage de réactif définie dans l'Annexe 5, en absorption et en fourniture (soit Q+ - Q-) et est versée :

- pour chaque Pas Demi-Horaire où le Groupe de Production est couplé au réseau, pour les Groupes de Production pour lesquels RTE dispose de télésignalisation de couplage, à l'exception de ceux mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque,
- pour la durée d'utilisation forfaitaire annuelle du Groupe de Production figurant dans l'Annexe 5, pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque et pour les Groupes de Production pour lesquels RTE ne dispose pas de télésignalisation de couplage.

La rémunération est fixée à 0,0268 € par Mvar et par demi-heure de fonctionnement.

La part variable est payée mensuellement selon :

- le nombre d'heure de couplage du Groupe de Production dans le mois considéré pour le premier cas (couplage télésignalé),
- la fraction de la durée d'utilisation forfaitaire annuelle du Groupe de Production, proportionnelle au nombre de jour du mois en question, pour le deuxième cas.

La rémunération du Mvar est modulée selon les modalités de participation au réglage U/Q :

- Valorisation normale pour les Groupes de Production asservis au Réglage Primaire de Tension,
- Majoration de 50% de la rémunération au titre du réglage primaire, pour les Groupes de Production asservis au RST, au RSCT ou assurant un réglage secondaire via la transmission d'une télévaleur manuelle de consigne de tension,

Le montant de la rémunération mensuelle est la somme de la part fixe (le cas échéant) et de la part variable, affectée d'une majoration selon le type de réglage assuré par le Groupe de Production au cours du mois.

3.1.4.4 Révision des prix

Les montants de la part fixe et de la part variable visés à l'article 3.1.4.3, sont révisés au premier janvier de chaque année « n », à compter du 1er janvier 2014 inclus, en multipliant les prix visés à l'article 3.1.4.3 par un coefficient Kt calculé comme suit :

Kt=0,2+0,4(ICHT-revTSn-1/ICHT-revTS0)+0,4(FSD1n-1/FSD10), où :

ICHT-revTSn-1 : Indice du mois de juillet de l'année n-1 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses, publié au BOCCRF ou par toute autre revue spécialisée.

ICHT-revTS0 : Indice du mois de juillet 2012 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses (= 110,4).

FSD1n-1 est l'indice du mois d'octobre de l'année n-1 des frais et service divers 1 publiée par le Moniteur des TP et B, ou par toute autre revue spécialisée.

FSD10 est la valeur de cet indice au premier octobre 2012 (=133,6).

3.1.5 Traitement a posteriori

3.1.5.1 Données à adresser au Responsable de Programmation

RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, au plus tard le 3ème lundi du mois M+1, les données provisoires du Mois M énumérées ci-après pour chaque Groupe de Production :

- plage de réactif retenue pour la rémunération,
- type de réglage retenu (Primaire, RST, RSCT),
- temps de fonctionnement enregistré pour chaque type de réglage (temps forfaitisé pour les Groupes de Production non équipés de dispositif de transmission des données d'exploitation),
- rémunération en € correspondant aux parts fixe et variable de la rémunération,
- montant mensuel des surcoûts de la facture d'accès au RPT des Groupes de Production concernés décrits dans l'Annexe 6 comme aptes au fonctionnement en compensateur synchrone.

En cas de changement de la liste ou des formats des données transmises dans le cadre du traitement a posteriori, RTE communique les modifications au Responsable de Programmation au minimum 1 mois avant la mise en place du fichier concerné.

3.1.5.2 Modalités de consolidation des données

Le Responsable de Programmation peut contester par Notification à RTE les données mensuelles provisoires mentionnées à l'article 3.1.5.1, dans un délai de 15 jours calendaires à compter de la date de réception de ces données.

3.1.5.3 Données consolidées

En cas de contestation par le Responsable de Programmation, RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données consolidées du mois M au plus tard le 3ème lundi du mois M+2.

Au-delà de la date de réception par le Responsable de Programmation des données consolidées, tout désaccord entre les Parties sera traité suivant une contestation par RTE de la facture transmise par le Responsable de Programmation.

En l'absence de contestation les données consolidées sont les données provisoires.

3.1.5.4 Facturation

A partir du 3eme lundi du mois M+2, le Responsable de Programmation Notifie à RTE la facture mensuelle conformément à l'article 1.7sur la base des données consolidées.

3.1.6 Gestion prévisionnelle de la production et du réseau en zones sensibles

Pour les Groupes de Production situés en zone «sensible vis à vis du réactif», RTE peut demander au Responsable de Programmation de mettre en place un mécanisme de coordination renforcé au niveau de la gestion prévisionnelle de la production et du réseau lorsque la sécurité d'alimentation de la zone est menacée pour des problèmes de déséquilibre d'échange de réactif.

Lorsque le mécanisme de coordination renforcé conduit à intégrer une nouvelle contrainte dans la gestion prévisionnelle des groupes de production rattachés au Responsable de Programmation, celle-ci est traitée dans le cadre du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1.

3.1.7 Contrôle et conséquences

Ce chapitre précise les conséquences des Défaillances de Réglage et des Indisponibilités des Groupes de Production sur la rémunération du Responsable de Programmation.

3.1.7.1 Modalités du contrôle de performances

3.1.7.1.1 Contrôle par RTE de la contribution du Responsable de Programmation aux Services Système

RTE contrôle la fourniture effective de la contribution du Responsable de Programmation au réglage de la tension suivant les modalités ci-après :

- Vérification initiale de conformité au moment du raccordement du Groupe de Production au RPT, conformément à la DTR de RTE,
- Contrôles périodiques, conformément à la DTR de RTE,
- Tests périodiques programmés et tests non programmés, à l'initiative d'une des Parties,
- Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des comptages, des données échangées par les systèmes de téléréglage et de téléconduite,
- Utilisation au cas par cas de dispositifs d'instrumentation spécifiques.

Ces contrôles s'appliquent aux Groupes de Production participant au réglage de la tension listés dans l'Annexe 5.

3.1.7.1.2 Essais et campagnes de mesures

Dans le cadre du contrôle, chacune des Parties peut demander la réalisation d'essais ou de campagne de mesures spécifiques.

Pour de tels contrôles, les deux Parties s'accordent préalablement sur la méthode et le coût du contrôle avant sa mise en œuvre. A défaut d'un tel accord et à la demande d'une des deux Parties, le contrôle peut être effectué par un organisme indépendant. Les frais de contrôle sont à la charge du Responsable de Programmation si l'on constate un écart par rapport à la performance attendue, ils sont à la charge de RTE dans le cas contraire.

3.1.7.1.3 Rapport trimestriel de contrôle

RTE envoie trimestriellement au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données issues du contrôle détaillant les écarts en cours, les Défaillances de réglage qui en résultent, ainsi que les conséquences financières associées.

Les règles d'arrondi décrites à l'article 3.6 sont appliquées.

3.1.7.1.3.1 Envoi du rapport trimestriel de contrôle

RTE envoie au Responsable de Programmation un rapport trimestriel de contrôle relatif aux mois M à M+2 avant le premier lundi du mois M+4 sous la forme de fichiers informatiques. Ces fichiers incluent d'une part les données relatives aux écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M à M+2. Le rapport relatif au mois M à M+2 est d'autre part complété par les données relatives aux écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M-3 à M-1. Ces dernières permettent de consolider définitivement les données envoyées au trimestre précédent et d'intégrer les corrections dues à des modifications non encore connues à la date d'élaboration du rapport de contrôle relatif au mois M-3 à M-1, mais ayant un impact rétroactif sur cette période.

Les données transmises au Responsable de Programmation détaillent en particulier, pour chaque écart en cours de traitement, la date de Notification, le Début de Défaillance, la nature de l'écart à l'origine de la Défaillance de Réglage, part de Réglage indisponible associée, la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité et la date de Mise en Conformité, ainsi que le montant des Abattement et des Pénalités pour le trimestre en question résultant des écarts en cours de traitement.

Les écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M à M+2 comprennent :

- Les Défaillances de Réglage Notifiées du début du mois M jusqu'à la date de traitement des données par RTE (en tous les cas postérieure à la fin du mois M+2), au titre des articles 3.1.7.3.1 et ayant un impact financier au titre de l'article 3.1.7.4 ;
- Les Défaillances de Réglage antérieures, relevant des mêmes articles, dont la Mise en Conformité effective n'a pas été effectuée avant le début du mois M,

Le montant des Abattement et des Pénalités facturés par RTE au titre des M à M+2 est la somme :

- des montants résultant du traitement des écarts en cours pour le calcul des mois M à M+2,
- d'un correctif sur la période M-3 à M-1 si le montant du traitement définitif des écarts pour cette période diffère du montant transmis le trimestre précédent.

3.1.7.1.3.2 Définition des trimestres

La facturation établie en février de l'année A sera associée aux mois d'octobre, novembre et décembre de l'année A-1.

La facturation établie en mai de l'année N sera associée aux mois de janvier, février et mars de l'année A.

La facturation établie en août de l'année N sera associée aux mois d'avril, mai et juin de l'année N.

La facturation établie en novembre de l'année N sera associée aux mois de juillet, août et septembre de l'année A.

3.1.7.2 Critères du contrôle de performances

Ces critères s'appliquent à toutes les technologies d'installations de production, sauf si précisé autrement.

En complément des télémesures et télésignalisations visées à l'article 3.1.2 les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque mentionnées dans l'Annexe 5 sont équipées des télémesures et télésignalisations suivantes :

- Télémesure du nombre de générateurs élémentaires en service ;
- Télémesure de la tension de consigne (Uref) utilisée par les installations équipées de régulateur de type 2 ((loi de réglage en U+ λQ = cste) ;
- Télésignalisation d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif) pour les installations équipées de régulateur de type 2 ((loi de réglage en U+ λQ = cste).

3.1.7.2.1 Performance statique RPT : zone d'engagement (U1)

3.1.7.2.1.1 Principes

L'utilisation complète de la Zone d'engagement contractuelle en RPT (ZEC RPT), doit être possible à la puissance active de fonctionnement conformément aux diagrammes UQ fournis à RTE par le Responsable de Programmation.

3.1.7.2.1.2 Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié

3.1.7.2.1.2.1 Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

L'écart est calculé sur le diagramme UQ à Pc0max pour les groupes thermiques, à 0,8 Pmax pour les groupes hydrauliques (ou, à défaut des diagrammes UQ précédents, sur celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes). En l'absence de diagrammes UQ, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération.

L'écart est estimé soit en réduction des capacités en réactif (ΔQ) soit en réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur).

- L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT). Lorsque le Responsable de Programmation déclare une limitation de réactif Q mesurée en sortie du générateur (Qstator pour une machine synchrone), elle est retranscrite en limitation de réactif Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(ZEC RPT), ou au Qmin(ZEC RPT). Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul.
- Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à ΔQ / Qmax(ZEC RPT) (respectivement ΔQ / Qmin(ZEC RPT).
- L'écart correspondant à une réduction des capacités en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et calculé par rapport à la valeur de la tension correspondant à l'atteinte de la ZEC RPT. Cette distance est mesurée en % de la tension nominale Un en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau (par exemple à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées), soit par recalcul de l'écart de tension en sortie du générateur (tension stator pour une machine synchrone). L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la ZEC RPT.

L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s qui correspondent à une puissance active comprise entre +1% et –10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides).

La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur.

La période totale d'observation est de 1 à 6 mois.

La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet d'une procédure particulière décrite à l'article 3.1.7.3.1.3. Il y a Notification, à l'issue de cette procédure, si l'écart est confirmé être supérieur à Max [3% de la puissance apparente du générateur (Sn alternateur pour une machine synchrone) ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de la tension nominale du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), pour les limites liées à la tension.

Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de la puissance apparente du générateur ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Responsable de Programmation un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la ZEC RPT.

Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une ZEC RPT correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, la part de réglage indisponible est calculée par accord entre les Parties après une analyse conjointe.

3.1.7.2.1.2.2 Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

L'écart est calculé par rapport aux ZEC RPT des diagrammes UQ fournis par le Responsable de Programmation, ajustées au nombre de générateurs élémentaires en service. En l'absence de diagrammes UQ, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération.

- L'écart est estimé soit en réduction des capacités en réactif (ΔQ) soit en réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur)
- L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(ZEC RPT ajustée) et Qmin(ZEC RPT ajustée)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(ZEC RPT ajustée) et Qmin(ZEC RPT ajustée). Lorsque le Responsable de Programmation déclare une limitation de réactif Q mesurée en sortie du générateur (Qstator pour une machine synchrone), elle est retranscrite en limitation de réactif Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(ZEC RPT ajustée),ou au Qmin(ZEC RPT ajustée). Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul.

Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à ΔQ / Qmax(ZEC RPT ajustée) (respectivement ΔQ / Qmin(ZEC RPT ajustée).

L'écart correspondant à une réduction des capacités en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et calculé par rapport à la valeur de la tension correspondant à l'atteinte de la ZEC RPT. Cette distance est mesurée en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau (par exemple à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées), soit par recalcul de l'écart de tension en sortie du générateur (tension stator pour une machine synchrone). L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la ZEC RPT.

L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s qui correspondent à une puissance active comprise entre +1% et –10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides).

La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur.

La période totale d'observation est de 1 à 6 mois.

La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet d'une procédure particulière décrite à l'article 6.2.1.3. Il y a Notification si, à l'issue de cette procédure, l'écart est confirmé être supérieur à max [3% de la puissance apparente de l'installation (Sn alternateur pour une machine synchrone) ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de la tension nominale du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), pour les limites liées à la tension.

Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de la puissance apparente de l'installation ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Responsable de Programmation un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la ZEC RPT.

Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une ZEC RPT correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, la part de réglage indisponible est calculée par accord entre les Parties après une analyse conjointe.

3.1.7.2.1.3 Part de réglage indisponible

Pour un écart égal à x % de Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT) :

Écart en absorption :

x<15% : 3 %

15%≤ x <30% : 8 %

30%≤ x <45% : 13 %

45%≤ x <60% : 18 %

60%≤ x <75% : 23 %

75%≤ x < 90% : 28 %

x > 90% : 33 %

Écart en fourniture :

x<15% : 6 %

15%≤ x <30% : 16 %

30%≤ x <45% : 26 %

45%≤ x <60% : 36 %

60%≤ x <75% : 46 %

75%≤ x < 90% : 56 %

x > 90% : 67 %

Pour un écart x exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone) :

1%< x < 2% : 40%

2% < x < 3% : 60 %

3% < x < 4% : 80 %

x > 4% : 100 %

3.1.7.2.1.4 Précisions

U1 est un critère statistique.

La ZEC RPT est définie conformément à l'article 3.5. Il en va de même de la liste des diagrammes UQ fournis par le Responsable de Programmation et leur puissance de tracé.

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque :

- la « ZEC RPT ajustée au nombre de générateurs élémentaires en service » se déduit de la ZEC RPT du diagramme UQ correspondant en multipliant les valeurs de puissance réactive fournie ou absorbée par un coefficient égal au nombre de générateurs élémentaires en service divisé par le nombre total de générateurs élémentaires.
- Le contrôle de performance basé sur la réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur) ne s'applique pas si l'installation comprend plusieurs générateurs.

3.1.7.2.2 Réactif fourni au Point de Connexion (U2)

Le présent Article ne s'applique qu'aux installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

La puissance réactive fournie au Point de Connexion est conforme à la loi de réglage en U+λQ= Cste, pour les installations de dispositif de régulation de type 2.

Ce critère est en cours d'élaboration et est utilisé par RTE à titre expérimental.

Les écarts détectés par RTE sont signalés en tant qu'alerte et n'ont pas de conséquence financière.

3.1.7.2.3 Performance statique RST et RSCT : zone d'engagement (U4)

Le présent Article ne s'applique pas aux installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

3.1.7.2.3.1 Principes

L'utilisation complète de la Zone d'Engagement Contractuelle en RST (ZEC RST), doit être possible à la puissance de fonctionnement conformément aux diagrammes UQ fournis à RTE par le Responsable de Programmation.

Pour le thermique, les ZEC RPT et RST sont confondues.

Les écarts de performances qui se traduisent par des limitations simultanées à l'utilisation des ZEC RPT et RST sont notifiés uniquement au titre de la performance U1.

3.1.7.2.3.2 Critère de Contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié

L'écart est calculé sur le diagramme UQ à Pc0max pour les groupes thermiques, à 0,8 Pmax pour les groupes hydrauliques (ou, à défaut des diagrammes UQ précédents, sur celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes). En l'absence de diagrammes UQ, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération.

L'écart est estimé soit en réduction des capacités en réactif (ΔQ) soit en réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur).

- L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(ZEC RST) et Qmin(ZEC RST)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(ZEC RST) et Qmin(ZEC RST). Lorsque le Responsable de Programmation déclare une limitation de réactif Q mesurée en sortie du générateur (Qstator pour une machine synchrone), elle est retranscrite en limitation de réactif Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(ZEC RST), ou au Qmin(ZEC RST). Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul.
- Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à ΔQ / Qmax(ZEC RST) (respectivement ΔQ / Qmin(ZEC RST).
- L'écart correspondant à une réduction des capacités en en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et la valeur de tension correspondant à l'atteinte de la ZEC RST. Cette distance est mesurée en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau (par exemple à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées), soit par recalcul de l'écart de tension en sortie du générateur (tension stator pour une machine synchrone). L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la ZEC RST.

L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s correspondant à une puissance active comprise entre +1% et –10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides).

La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur.

La période totale d'observation est de 1 à 6 mois.

La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet d'une procédure particulière décrite à l'article 3.1.7.3.1.3. Il y a Notification, à l'issue de cette procédure, si l'écart est confirmé être supérieur à Max [3% de la puissance apparente du générateur (Sn alternateur pour une machine synchrone) ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de la tension nominale du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), pour les limites liées à la tension.

Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de la puissance apparente du générateur ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Responsable de Programmation un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la ZEC RST.

Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une ZEC RPT correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, la part de réglage indisponible est calculée par accord entre les Parties après une analyse conjointe.

3.1.7.2.3.3 Part de réglage indisponible

Pour un écart égal à x % de Qmax(ZEC RST) et Qmin(ZEC RST) :

Ecart en absorption :

x <30% : 2 %

30%≤ x <60% : 5 %

60%≤ x < 90% : 8 %

x > 90% : 11 %

Ecart en fourniture :

x <30% : 3 %

30%≤ x <60% : 10 %

60%≤ x < 90% : 17 %

x > 90% : 22 %

Pour un écart x exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone :

1%< x < 2% : 13 %

2% < x < 3% : 20 %

3% < x < 4% : 26 %

x > 4% : 33 %

Si une ou plusieurs performances ne sont pas respectées, les cumuls de Part de Réglage Indisponibles entre U4, U5 et U6 sont limités à 33%.

3.1.7.2.3.4 Précisions

U4 est un critère statistique.

La ZEC RST est définie conformément à l'article 3.5.

Les écarts qui correspondent à des limitations introduites par des erreurs de représentation des diagrammes dans le RSCT ne seront pas notifiés mais seront néanmoins signalés au Responsable de Programmation.

Sur les groupes hydrauliques, la ZEC RST peut dépendre de la consigne de puissance active Pc0 ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

3.1.7.2.4 Performances statique RST et RSCT : réactif fourni en sortie du générateur(U5)

Le présent article ne s'applique pas aux installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque.

3.1.7.2.4.1 Principes

La performance est estimée au stator pour une machine synchrone.

Pour le RST en mode APR : la puissance réactive fournie au stator est conforme à la valeur attendue k.Qr

Pour le RST en mode Uc ou ΔUc : un critère est en cours d'étude et sera précisé lors d'une prochaine révision des Règles.

Pour le RSCT : il n'y a pas de critère de contrôle adapté au RSCT

3.1.7.2.4.2 Critère de Contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié

Définition de l'écart : L'écart élémentaire est la différence algébrique entre la valeur attendue (kQr(P)) et la valeur de la puissance réactive en sortie du générateur (au stator pour une machine synchrone), calculée par RTE, sur la base des mesures réalisées par RTE au Point de Connexion. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur calculée est plus petite que la valeur attendue.

Notification si le temps passé en écart élémentaire, d'amplitude supérieure au maximum entre 5% de Qr déclaré et 2 Mvar, est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en RST du Groupe de Production concerné sur la période d'observation.

La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et exclut les périodes où le Groupe de Production est en butée RST

3.1.7.2.4.3 Part de réglage indisponible

Temps passé en écart élémentaire >10% : 16%.

Si une ou plusieurs performances ne sont pas respectées, il n'y a pas de cumul de Part de Réglage Indisponibles entre U5 et U6 : la part de réglage indisponible est de 16 % si les deux performances ne sont pas respectées.

Seuil d'alerte par RTE : temps passé en écart élémentaire > 7%

3.1.7.2.4.4 Précisions

U5 est un critère statistique.

Le contrôle suppose que le niveau k envoyé par RTE est bien celui reçu par le dispositif RST au niveau du Groupe de Production

Sur les groupes hydrauliques, la consigne kQr peut dépendre de la consigne de puissance active Pc0 ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

3.1.7.2.5 Temps de réponse au RST (U6a)

Le présent article ne s'applique pas aux installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque.

3.1.7.2.5.1 Principes

Le présent article s'applique aux Groupes de Production en RST limités en vitesse de variation de la puissance réactive

Pour garantir les performances du RST en termes de temps de réponse et de stabilité :

- lorsque les variations de la consigne l'exigent, la pente de variation maximale en RST est conforme à la valeur déclarée pour le Groupe de Production concerné dans le cadre de la convention locale d'engagement de performances (a minima 6% Qn/minute)
- lorsque le Groupe de Production est sollicité sous la forme d'une rampe dont la pente est en deçà de la pente maximale déclarée, la réponse des groupes doit présenter une erreur de traînage T_r inférieure ou égale à 60 s

3.1.7.2.5.2 Critère de Contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié

La période d'observation exclut les périodes où le Groupe de Production est ou entre en butée RST.

Le contrôle est réalisé à partir d'un état stable en puissance réactive d'environ 10 minutes.

La performance sera contrôlée sur deux types de stimuli :

- Echelon de niveau d'amplitude au moins 0.2.
- Variation de niveau en rampe d'amplitude supérieure ou égale à 0.2 et de pente au moins égale à 2 % Qn/min, issues des fluctuations "naturelles" du niveau.

Contrôle de la pente : Lors d'un échelon ou d'une rampe sollicitant le Groupe de Production au delà de la moitié de la pente maximale : la pente relevée en fonctionnement RST est comprise entre la moitié de la pente maximale et la pente maximale

Contrôle de l'erreur de traînage : Lors d'une rampe sollicitant le Groupe de Production en deçà de la moitié de la pente maximale, l'erreur de traînage temporelle est équivalente à une erreur de traînage en amplitude ε_v évaluée comme suit : soit ε_v la différence entre Q en sortie du générateur (Q_{stator} pour une machine synchrone) et le signal k.Qr : Sur la période calculée à partir de t_0 +T_r où t_0 est l'instant de début de rampe, l'erreur de traînage ε_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à dk/dt.Qr.T_r, où T_r = 60 s. La réponse est considérée comme correcte si ε_v reste inférieure au seuil ci-dessus au moins de 80 % de la durée de la variation.

3.1.7.2.5.3 Part de réglage indisponible

La part de réglage indisponible est de 16 % dès qu'un écart de pente ou de traînage a été observé au moins deux fois sur 3 mois.

Pas de cumul entre U5 et U6 : la part de réglage indisponible est de 16% si les deux performances ne sont pas respectées.

3.1.7.2.5.4 Précisions

Le Responsable de Programmation peut effectuer un essai de conformité par rapport à la spécification du réglage, en complément du contrôle de RTE.

Le Responsable de Programmation s'engage sur le réglage des régulateurs primaires et secondaires de tension de façon à ce que la pente maximale de variation de réactif soit égale à la valeur déclarée.

RTE signale les évolutions de Pccmax liées aux évolutions structurelles de réseau

3.1.7.2.6 Temps de réponse au RST (U6b)

Le présent Article ne s'applique pas aux installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

3.1.7.2.6.1 Principes

Le présent article s'applique aux Groupes de Production en RST non limités par un dispositif physique en vitesse de variation de la puissance réactive.

La pente de variation de réactif doit pouvoir atteindre la valeur maximale de 12% Qn/min.

Pour garantir les performances du RST en termes de temps de réponse et de stabilité, la dynamique de réponse des groupes aux variations de niveau représentée par une constante de temps équivalente Teq qui doit être inférieure ou égale à 60 s.

3.1.7.2.6.2 Critère de Contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié

La période d'observation exclut les périodes où le groupe est ou entre en butée RST.

Le contrôle est réalisé à partir d'un état stable en puissance réactive d'environ 10 minutes.

Compte-tenu que Qr = f(P), le contrôle est réalisé lorsque la puissance active est relativement stable.

La performance sera contrôlée sur deux types de stimuli :

- Echelon de niveau d'amplitude au moins 0,2 demandant une variation d'au moins 5 Mvar.
- Variation de niveau en rampe d'amplitude supérieure ou égale à 0,2 et de pente au moins égale à 2 % Qn/min, issues des fluctuations "naturelles" du niveau et demandant une variation d'au moins 5 Mvar.

Contrôle du temps de réponse : Lors d'un échelon de niveau , le temps de réponse à $\pm$5 % du régime stabilisé est inférieur ou égal à $3.T_{eq}$.

Contrôle de l'erreur de traînage : Lors d'une variation de niveau en rampe, sollicitant le groupe en deçà de la moitié de la pente maximale, l'erreur de traînage temporelle est équivalente à une erreur de traînage en amplitude ε_v évaluée comme suit : soit ε_v la différence entre en sortie du générateur (Q_{stator} pour une machine synchrone) et le signal k.Qr : Sur la période calculée à partir de t_0 +Teq où t_0 est l'instant de début de rampe, l'erreur de traînage ε_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à $dk/dt.Qr.T_{eq}$, où T_{eq} = 60 s. La réponse est considérée comme correcte si ε_v reste inférieure au seuil ci-dessus au moins de 80 % de la durée de la variation.

3.1.7.2.6.3 Part de réglage indisponible

La part de réglage indisponible est de 16 % dès qu'un écart de pente ou de traînage a été observé au moins deux fois sur 3 mois.

Si une ou plusieurs performances ne sont pas respectées, il n'y a pas de cumul des parts de réglage indisponible entre U5 et U6 : la part de réglage indisponible est de 16% si les deux performances ne sont pas respectées.

3.1.7.2.6.4 Précisions

Le Responsable de Programmation peut effectuer un essai de conformité par rapport à la spécification du réglage, en complément du contrôle de RTE.

L'interprétation du critère nécessite la prise en compte de l'effet du Réglage Primaire de Tension.

La consigne k.Qr peut dépendre de la consigne de puissance active Pc0 ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

3.1.7.3 Notification des Défaillances de Réglage et délai de Mise en Conformité

3.1.7.3.1 Notification des Défaillances de Réglage

3.1.7.3.1.1 Envoi

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE, dès qu'il en a connaissance, toute Défaillance de Réglage d'un Groupe de Production, dès lors que cette Défaillance de Réglage ne peut être résolue dans un délai inférieur à 24 h. La Notification précisera si cette Défaillance de Réglage conduit à la défaillance totale ou partielle du réglage considéré ainsi que la cause de cette Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation précise le Début de Défaillance s'il est antérieur à la date de Notification. Sinon, le Début de Défaillance est la date de Notification.

Suite à la réception d'une Notification par le Responsable de Programmation d'une Défaillance de Réglage, RTE accuse réception de cette Notification dans un délai de 8 jours, conformément aux modalités prévues à l'article 3.3.

RTE Notifie, dès qu'il en a connaissance, au Responsable de Programmation, les Défaillances de Réglage non Notifiées par le Responsable de Programmation, en précisant :

- la nature des écarts de performances qu'il aura détectés lors de contrôles,
- la performance à l'origine de la Défaillance de réglage,
- la part de réglage indisponible (en particulier en cas de défaillance partielle du réglage considéré).
- Le Début de Défaillance, cette date ne pouvant être antérieure de plus de 60 jours à la date de Notification par RTE.

Le Responsable de Programmation peut, à sa demande, accéder aux éléments utilisés par RTE pour constater cette Défaillance de Réglage.

L'article 3.3 précise les dispositions opérationnelles relatives à l'envoi des Notifications, déclarations de Défaillance de réglage, dates de Mise en Conformité ainsi qu'à l'envoi des rapports de contrôle trimestriels par RTE.

3.1.7.3.1.2 Contestation

Suite à la réception d'une Notification par RTE (Défaillance de Réglage ou Accusé de Réception de Défaillance de Réglage), le Responsable de Programmation peut, dans un délai d'un mois à compter de la réception de cette Notification, contester la nature de l'écart détecté par RTE. Les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour traiter cette contestation.

Si la Notification par RTE se révèle injustifiée, elle est annulée par RTE conformément aux modalités prévues à l'article 3.3 (clôture de la fiche).

Si la Notification par RTE nécessite d'être corrigée sans être annulée, elle est modifiée conformément aux modalités prévues à l'article 3.3. Si les modifications apportées nécessitent un changement de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, le Responsable de Programmation Notifie une nouvelle Date Prévisionnelle de Mise en Conformité conformément aux dispositions de l'article 3.1.7.3.3.

Si le Responsable de Programmation conteste une Défaillance de Réglage notifiée par RTE au delà d'un mois à compter de la Notification, les Parties conviennent de donner suite ou non à la contestation. Si suite est donnée et que la Notification est totalement ou partiellement injustifiée, elles conviennent d'annuler ou de corriger la fiche correspondant à cette Notification.

Si le différend subsiste après cette discussion, l'article 1.8.6 s'applique.

3.1.7.3.1.3 Cas des Notifications de Défaillance de Réglage détectées sur les performances U1 et U4

Les Parties conviennent de la nécessité de confirmer ensemble toute Défaillance de Réglage détectée par RTE au titre des critères de contrôle U1 et U4 définis dans l'article 3.1.7.2.

Les modalités suivantes sont retenues :

Suite à une détection d'une Défaillance de Réglage au titre du critère de contrôle U1 ou U4, RTE Notifie une fiche d'alerte sur le groupe concerné.

Si le Responsable de Programmation confirme l'écart, RTE Notifie la Défaillance de Réglage qui en résulte.

Sinon, les Parties se rencontrent dans un délai d'un mois pour analyser l'écart détecté, déterminer, pour les Groupes de Production participant au RST/RSCT, si celui-ci affecte la performance U1 ou seulement la performance U4, et confirmer le calcul de l'écart réel entre les valeurs mesurées et la valeur attendue. Suite à cette analyse partagée, et conformément au calcul réalisé, RTE Notifie au Responsable de Programmation la Défaillance de Réglage qui en résulte.

Le Début de Défaillance Notifié par RTE est la date la plus proche entre le début de la période d'observation ayant servi à établir la Défaillance de Réglage et la date correspondant à 60 jours avant la date de Notification de la fiche d'alerte.

3.1.7.3.2 Seuil de Notification

Les Défaillances de Réglage ne sont Notifiées au Responsable de Programmation que si les écarts de performance détectés par RTE excèdent une marge d'erreur significative par rapport à la performance attendue. Les Règles précisent un seuil de Notification et, pour certaines performances, un seuil d'alerte. Les écarts inférieurs au seuil de Notification sont sans conséquence financière. Ils sont néanmoins signalés au Responsable de Programmation s'ils dépassent le seuil d'alerte.

L'article 3.1.7.2 détaille les seuils de Notification et d'alerte associés à chaque performance contrôlée. Ils intègrent :

- les imprécisions de calcul,
- les incertitudes de mesure,
- les imprécisions liées à l'échantillonnage et à la synchronisation des données,
- les imprécisions possibles des données déclaratives (Programme de Marche et contributions programmées).

3.1.7.3.3 Date Prévisionnelle de Mise en Conformité

3.1.7.3.3.1 Proposition du Responsable de Programmation

Suite à la Notification d'une Défaillance de Réglage, le Responsable de Programmation rétablit la conformité de la performance dans les meilleurs délais, dans les conditions définies dans le présent article.

Le Responsable de Programmation Notifie la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité au plus tard un mois après la Notification de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation indique si la Mise en Conformité nécessite l'arrêt du Groupe de Production. Si tel est le cas, la Mise en Conformité est réalisée en principe lors du prochain arrêt programmé, figurant au Planning de Référence prévu au Contrat de Gestion Prévisionnelle, dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité du Groupe de Production. Si le Responsable de Programmation retient une autre date, il Notifie à RTE les raisons du décalage de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en faisant état de ses contraintes.

Dans le cas où la date de l'arrêt programmé, figurant au Planning de Référence, est modifiée avec l'accord des deux Parties, alors le Responsable de Programmation peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en conséquence.

A défaut de Notification dans le délai précité, la Mise en Conformité doit être réalisée dans un délai de 90 Jours à compter de la date de Notification de la Défaillance de Réglage.

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE les éléments techniques et économiques ayant servi à la détermination de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité si celle-ci conduit à un délai supérieur à 90 jours et si RTE lui en fait la demande.

3.1.7.3.3.2 Accord de RTE

RTE Notifie au Responsable de Programmation son accord ou son désaccord sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité proposée, dans un délai de 8 jours à compter de la réception. A défaut, RTE est réputé avoir donné son accord.

En cas de désaccord Notifié par RTE, RTE fait état des risques sur la sûreté et des conséquences sur l'exploitation liées à la Défaillance de Réglage, en prenant en compte les éventuelles autres Défaillances de Réglage du Responsable de Programmation dans les zones proches.

Les Parties s'engagent à définir une Date Prévisionnelle de Mise en Conformité tenant compte des contraintes exposées par les deux Parties.

En cas de désaccord persistant de RTE sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, malgré les éléments techniques apportés par le Responsable de Programmation, les dispositions de l'article 3.1.7.3.6 s'appliquent.

3.1.7.3.3.3 Modification

Le Responsable de Programmation peut modifier une fois la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique et doit la Notifier à RTE au plus tard 15 jours avant la date initialement fixée en motivant les raisons du report. RTE Notifie son accord ou son désaccord selon les dispositions de l'Article 3.1.7.3.3.2.

Si la réalisation d'un essai sur le Groupe de Production, nécessaire au Responsable de Programmation pour respecter la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité Notifiée à RTE, est différée par RTE, alors le Responsable de Programmation peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité pour prendre en compte ce report.

3.1.7.3.4 Mise en Conformité

3.1.7.3.4.1 Envoi

Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Responsable de Programmation la Notifie à RTE, en indiquant notamment le jour de Mise en Conformité. C'est cette dernière date qui est prise en compte pour les calculs d'Abattements et de Pénalités décrits aux articles 3.1.7.4 et 3.1.7.5.

Le jour de Mise en Conformité Notifié par le Responsable de Programmation ne peut être antérieur de plus de 60 jours à la date de la Notification.

3.1.7.3.4.2 Contestation

Suite à la réception d'une Notification de Mise en Conformité, RTE peut, dans un délai d'un mois à compter de la réception de cette Notification, contester la Mise en Conformité en fournissant les éléments d'analyse correspondant. Les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour traiter cette contestation.

Si la contestation de RTE s'avère fondée la Mise en Conformité Notifiée par le Responsable de Programmation est considérée comme erronée et elle n'est pas prise en compte pour les calculs d'Abattements et de Pénalités décrits aux articles 3.1.7.4 et 3.1.7.5.

3.1.7.3.5 Incidents graves ou retrait d'exploitation de longue durée

Les incidents graves sont les incidents nécessitant l'arrêt non-programmé d'un Groupe de Production pour une période excédant 4 mois ou nécessitant des réparations d'un montant estimé par le Responsable de Programmation supérieur aux seuils suivants :

500 k€ pour les Groupes de Production dont la Pmax est supérieure ou égale à 100 MW ;

200 k€ pour les Groupes de Production dont la Pmax est inférieure à 100 MW.

Le retrait d'exploitation est de longue durée lorsque le Groupe de Production est arrêté pour une durée supérieure ou égale à 1 an (il peut s'agir d'un arrêt définitif du groupe).

En cas d'incident grave ou de retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production, revêtant les caractéristiques de la force majeure, l'article 1.8.1 s'applique pour le Groupe de Production concerné.

En cas d'incident grave ou de retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production ne revêtant pas les caractéristiques de la force majeure, les Parties s'engagent à se concerter pour examiner le maintien ou non du groupe concerné dans l'Annexe 5 et préciser, en fonction des cas :

- la date de retrait effective du Groupe de Production de ces Annexes ;
- la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité des Groupes de Production ; Cette date convenue entre les Parties est alors celle retenue dans le cadre de l'application des articles 3.1.7.3.3, 3.1.7.3.4 et 3.1.7.4.

En cas de désaccord persistant sur les suites à donner à un incident grave, les dispositions de l'article 1.8.6 s'appliquent.

3.1.7.3.6 Audit indépendant

Si, au vu des éléments présentés par le Responsable de Programmation, RTE considère que ce dernier ne fait pas ses meilleurs efforts pour mettre en conformité un ou plusieurs Groupes de Production faisant l'objet de Défaillances de Réglage entraînant des risques sur la sûreté ou des conséquences pour l'exploitation inacceptables pour RTE (en particulier en cas d'un nombre élevé de Défaillances de Réglage simultanées ou d'un désaccord persistant sur des Dates Prévisionnelles de Mise en Conformité), RTE peut demander la tenue d'un audit indépendant afin de vérifier si le Responsable de Programmation s'est conformé aux bonnes pratiques en matière de maintenance des matériels conditionnant les performances des réglages de fréquence et tension dans le respect de ses obligations contractuelles vis-à-vis de RTE.

Les deux Parties s'accordent sur le choix de l'auditeur.

L'auditeur Notifie le résultat de l'audit aux deux Parties. Si l'audit conclut à des manquements et négligences de la part du Responsable de Programmation, ce dernier soumet sous trois mois, à compter de la Notification, un plan d'actions et de nouvelles propositions de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

Si RTE considère que le plan d'actions proposé ne montre pas que le Responsable de Programmation fait ses meilleurs efforts au regard des manquements et négligences soulevés par l'auditeur, RTE appliquera les pénalités renforcées définies à l'Article 3.1.7.4.4.

Ces pénalités s'appliquent aux Groupes de Production dont les Défaillance de Réglage sont imputables aux manquements du Responsable de Programmation, jusqu'à la disparition des critères ayant motivé la tenue de l'audit indépendant.

Les frais de l'audit sont supportés par le Responsable de Programmation lorsque l'audit conclut à des manquements et négligences de la part de ce dernier. Ils sont supportés par RTE lorsque l'audit conclut à l'absence de tels manquements et négligences.

3.1.7.4 Conséquences financières des Défaillances de Réglage

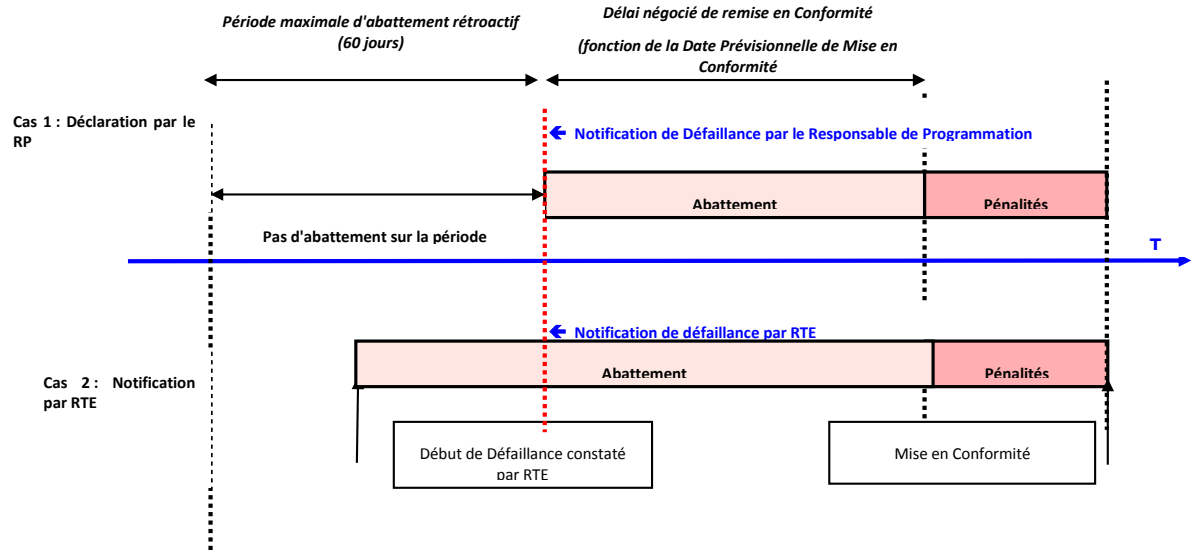
Les Défaillances de Réglage Notifiées peuvent donner lieu à des Abattements de rémunération ou à des Pénalités, dès lors que les écarts de performances dépassent les seuils de Notification précisés dans l'article 3.1.7.2. Les Abattements et Pénalités dépendent de la durée de la Défaillance de Réglage et sont proportionnels à l'importance de l'écart.

Les Abattements s'appliquent du Début de Défaillance jusqu'à sa Mise en Conformité, si cette dernière a lieu avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, ou jusqu'à cette dernière si la Mise en Conformité a lieu à la date prévisionnelle ou au delà.

Les Pénalités s'appliquent si la Mise en Conformité a lieu au-delà de la Date prévisionnelle de Mise en Conformité. La période d'application débute le jour suivant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité et se termine le jour suivant la Mise en Conformité.

L'application de ces Abattements et Pénalités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.

Schéma de principe :



3.1.7.4.1 Période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et Pénalités

La période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités débute au Début de Défaillance et se termine le jour suivant la Mise en Conformité.

Pour une Défaillance de Réglage donnée, Le début de la période de Défaillance de Réglage ne peut toutefois pas précéder de plus de 60 jours le jour de Notification de la Défaillance de Réglage.

3.1.7.4.1.1 Période de Défaillance : cas particuliers

Pour les performances contrôlées à l'aide de critères statistiques reposant sur une période d'observation (performances U1, U4, U5), si l'analyse ne permet pas d'identifier précisément le début de l'écart, une analyse rétroactive au pas mensuel est réalisée. En pareil cas, le Début de Défaillance est le jour suivant la fin de la dernière période d'observation pour laquelle la performance a été respecté ;

Lorsque RTE identifie une date de fin d'écart alors que le Responsable de Programmation n'a pas Notifié à RTE la Mise en Conformité, la date de Mise en Conformité est la date de fin de l'écart observé par RTE (pour les performances contrôlées à l'aide de critères statistiques, la date de fin d'écart est le jour suivant la date de la fin de la dernière période d'observation rétroactive pour laquelle la performance n'a pas été respectée). Dans ce cas, RTE Notifie au Responsable de Programmation, conformément aux dispositions de l'article 3.3, une date de Mise en Conformité qui est la date de fin d'écart.

Pour les performances contrôlées par des critères non statistiques, reposant sur un nombre d'écarts observés et sur une période d'observation définis à l'article 3.1.7.2 (performances U6), le Début de Défaillance est le jour où le nombre d'écart observé a dépassé le seuil de Notification pendant la période d'observation ;

Lorsque RTE ou le Responsable de Programmation identifient un événement postérieur au dernier écart mentionné dans la Notification, où la performance a été respectée, alors la date de Mise en Conformité est celle de cet événement. Dans le cas où le Responsable de Programmation n'a pas Notifié à RTE la Mise en Conformité, RTE Notifie au Responsable de Programmation, conformément à l'article 3.3, cette date de Mise en Conformité ;

Lorsque RTE ou le Responsable de Programmation identifient un événement postérieur au premier écart mentionné dans la Notification et antérieur au dernier écart mentionné dans la Notification, où la performance a été respectée, alors les Parties conviennent de l'analyse à mener pour entériner ou infirmer la Notification faite par RTE.

Pour l'ensemble des performances définies à l'article 3.1.7.2, la date de début de la période d'observation ne peut être antérieure à la dernière date de Mise en Conformité de la performance concernée.

3.1.7.4.2 Part de réglage indisponible prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités

La part de réglage indisponible permet de quantifier l'importance de l'écart et est utilisée pour calculer le montant des Abattements et Pénalités prévues aux Articles 3.1.7.4 et 3.1.7.5. Les modalités de sa détermination sont précisées à l'article 3.1.7.2.

Pour un Groupe de Production, lorsque plusieurs performances sont en écart pour un même type de réglage, la part de réglage indisponible est la somme des coefficients de part de réglage indisponible prévus à l'article 3.1.7.2, limitée à :

- 100 % pour le réglage primaire de la tension,
- 33 % pour le réglage secondaire de la tension.

Si un Groupe de Production participant simultanément au réglage primaire et secondaire de la tension est défaillant au titre de la performance U1 sans être simultanément défaillant au titre de la performance U4, les Parties conviennent de la part de réglage indisponible à appliquer pour le calcul des Abattements et Pénalités dans ce cas particulier.

3.1.7.4.3 Montant de l'Abattement

L'Abattement est calculé différemment suivant que la Défaillance de Réglage affecte la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension ou que seul le Réglage Secondaire est affecté.

Les Défaillances de Réglage affectant la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension, quel que soit le type de réglage auquel participe effectivement le groupe (RPT, RST ou RSCT), correspondent aux écarts portant sur la performance U1. Dans ce cas, l'Abattement est calculé mensuellement, pour les mois où la Défaillance de Réglage est constatée, en appliquant la formule suivante :

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x %def x (PFj + PVj)

Jdef est le nombre de jours en écart dans le mois,

%def est la part de réglage indisponible,

PFj est la Part Fixe du Groupe de Production défaillant calculée sur une journée (en Euros),

PVj est la rémunération moyenne journalière du Groupe de Production défaillant, au titre de la part variable, dans le mois considéré (en Euros). Pour les Groupes de Production asservis au RST, au RSCT, ou assurant un réglage secondaire via la transmission d'une télévaleur manuelle de consigne de tension, la part variable utilisée dans les formules ci-dessus comprend la majoration de 50 % de la rémunération variable prévue dans cet Article.

Les Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la tension sans réduire la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension correspondent aux écarts sur les performances U4, U5 et U6. Elles comprennent en particulier les limitations portant sur les variations possibles de la tension stator, les limitations par rapport à la zone d'engagement contractuelle en RST, ainsi que les dysfonctionnements du contrôle-commande de prise en compte du signal envoyé par RTE, qui relèvent de la performance U4. Dans ce cas, l'Abattement est calculé mensuellement, pour les mois où la Défaillance de Réglage est constatée, en appliquant la formule suivante :

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x %def x PVj

Si un Groupe de Production est indisponible pour participer au RST/RSCT et que la télésignalisation relative au réglage secondaire est simultanément en position « hors service », l'Abattement est pris en compte dès le calcul de la rémunération mensuelle en application de l'article 3.1.4.3.2 (la majoration de 50% de la part variable de la rémunération du Groupe de Production n'étant pas appliquée). Dans ce cas la part de réglage indisponible est réputée nulle jusqu'à la Date prévisionnelle de Mise en Conformité et aucun Abattement complémentaire n'est appliqué au titre du présent article.

3.1.7.4.4 Montant de la Pénalité

Si, à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 3.1.7.3.3, la Mise en Conformité n'a pas été réalisée, l'Abattement prévu au 3.1.7.4.3 est remplacé par une Pénalité au delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

Pour le réglage de la tension, il existe deux niveaux de pénalité :

- la pénalité courante, qui s'applique lorsque le Responsable de Programmation peut présenter à RTE des éléments de justification du non respect de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, montrant que ce non respect est indépendant de sa volonté et n'est pas dû à une négligence de sa part ;
- La pénalité renforcée, dans le cas contraire.

D'autre part, la pénalité renforcée s'applique dans les conditions prévues à l'Article 3.1.7.3.6 lorsque RTE considère que le plan d'actions proposé ne montre pas que le Responsable de Programmation fait ses meilleurs efforts au regard des manquements et négligences soulevés par l'auditeur.

3.1.7.4.4.1 Pénalité courante

Pour les Défaillances de Réglage affectant la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 3.1.7.4.3) :

Pénalité mensuelle (en Euros) = 5 x Jpen x %def x (PFj + PVj)

Jpen est le nombre de jours en écart dans le mois, au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 3.1.7.3.3,

Les autres termes conservant les définitions données à l'article 3.1.7.4.3

Pour les Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la tension sans réduire la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 3.1.7.4.3) :

Pénalité mensuelle (en Euros) = 5 x Jpen x %def x PVj

3.1.7.4.4.2 Pénalité renforcée

Pour les Défaillances de Réglage affectant la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 3.1.7.4.3) :

Pénalité mensuelle (en Euros) = 10 x Jpen x %def x (PFj + PVj)

Jpen est le nombre de jours en écart dans le mois, au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 3.1.7.3.3,

Les autres termes conservant les définitions données à l'article 3.1.7.4.3.

Pour les Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la tension sans réduire la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 3.1.7.4.3) :

Pénalité mensuelle (en Euros) = 10 x Jpen x %def x PVj

3.1.7.4.4.3 Montant maximal des Pénalités

RTE ne peut exiger du Responsable de Programmation des Pénalités dépassant un montant maximal pour le réglage de la tension.

Le montant maximal exigible sur une période de 12 mois pour un réglage donné est égal à la rémunération que le Responsable de Programmation aurait perçu en l'absence de défaillance, pour l'ensemble des Groupes de Production décrits dans l'Annexe 5 comme participant au réglage de la tension.

La première période de 12 mois commence à la date de la première application d'une Pénalité. Si, à l'issue de cette première période, il subsiste des Défaillances de réglage qui n'ont pas été mises en conformité dans les délais prévus, le montant maximal des Pénalités s'applique pour la période des 12 mois suivants.

3.1.7.5 Conséquences financières des indisponibilités des Groupes de Production situés en zone sensible

3.1.7.5.1 Abattement de la rémunération pour les indisponibilités dépassant un délai convenu

Lorsque le Responsable de Programmation déclare à RTE, pour un des Groupes de Production participant au réglage de la tension, situé en zone sensible vis à vis du réactif, une Indisponibilité Programmée ou une Indisponibilité Fortuite d'une durée supérieure à un seuil d'indisponibilité égal à D jours calendaires, la rémunération de la part fixe au titre du réglage de la tension est suspendue de la façon suivante :

- Si la durée de l'Indisponibilité Programmée ou de l'Indisponibilité Fortuite est comprise entre D+1 et D+60 jours, la rémunération de la part fixe est suspendue pour la période comprise entre le D+1ème jour calendaire suivant le début de l'indisponibilité et le jour suivant le jour de mise à disposition effective du Groupe de Production.
- Si la durée de l'Indisponibilité Programmée ou de l'Indisponibilité Fortuite est supérieure à D+60 jours la rémunération de la part fixe est suspendue pour la période comprise entre le 1er jour calendaire suivant le début de l'indisponibilité et le jour suivant le jour de mise à disposition effective du Groupe de Production.
- Si le cumul des Indisponibilités Programmées et des Indisponibilités Fortuites au cours d'une année civile dépasse un seuil égal à DT jours calendaires, la rémunération de la part fixe est suspendue pour le nombre de jours dépassant ce seuil.

Le seuil d'indisponibilité D est fixé à 60 jours calendaires à l'exception des cas d'Indisponibilité Programmée supérieure à 60 jours et relevant des cas particuliers précisés ci-après. Dans ces derniers cas, D est égal à la durée prévisionnelle des travaux programmés déclarée au Planning de Référence en vigueur au début de l'arrêt (intégrant la prolongation d'arrêt annoncée pour les Groupes de Production Nucléaire, et la période d'essai pour les Groupes de Production thermique à flamme).

Les cas particuliers précités sont les suivants :

Pour les Groupes de Production nucléaire : visite annuelle ou visite décennale ou visite exceptionnelle pour remplacement de générateur de vapeur ;

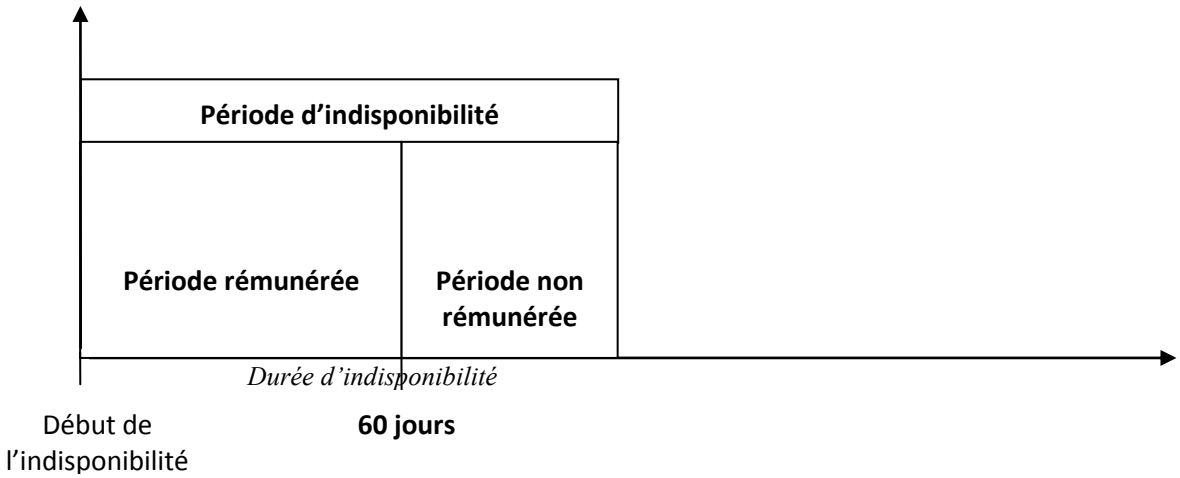
Pour les Groupes de Production Thermique à Flamme : visite décennale ou travaux de rénovation de contrôle commande ;

Pour les Groupes de Production Hydraulique : vidange décennale d'un barrage de la vallée hydraulique à laquelle le Groupe de Production appartient ou travaux de rénovation d'ampleur (contrôle commande, démontage de groupe…).

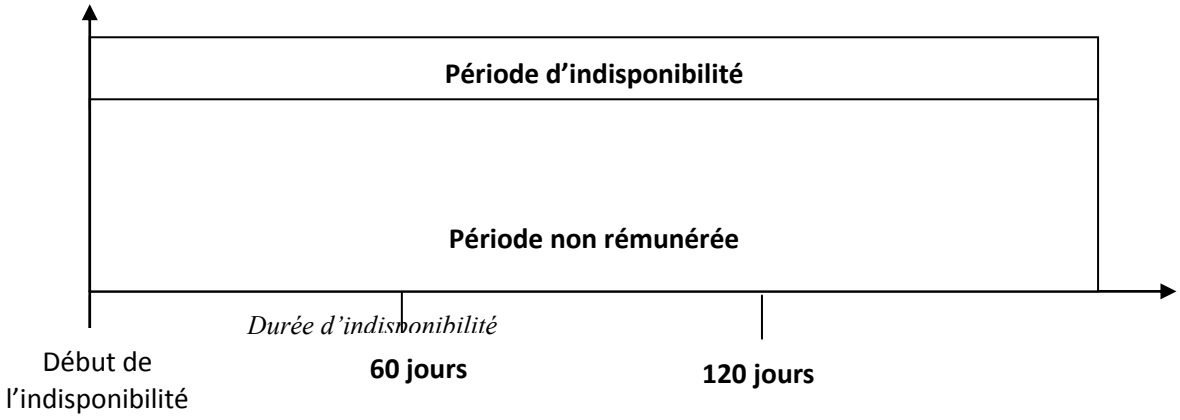
Si la date de retour à la disponibilité du Groupe de Production, annoncée par le Responsable de Programmation, ne convient pas à RTE, les deux Parties se rapprochent en vue de définir une nouvelle date.

Si un Groupe de Production subit plusieurs Indisponibilités Programmées et Indisponibilités Fortuites au cours d'une année civile, le seuil d'indisponibilité DT est égal au plus grand seuil d'indisponibilité D s'appliquant aux Indisponibilités subies (en tenant compte des exceptions décrites ci-avant), majoré de 30 jours (soit 90 jours hors des cas particuliers précisés ci-dessus).

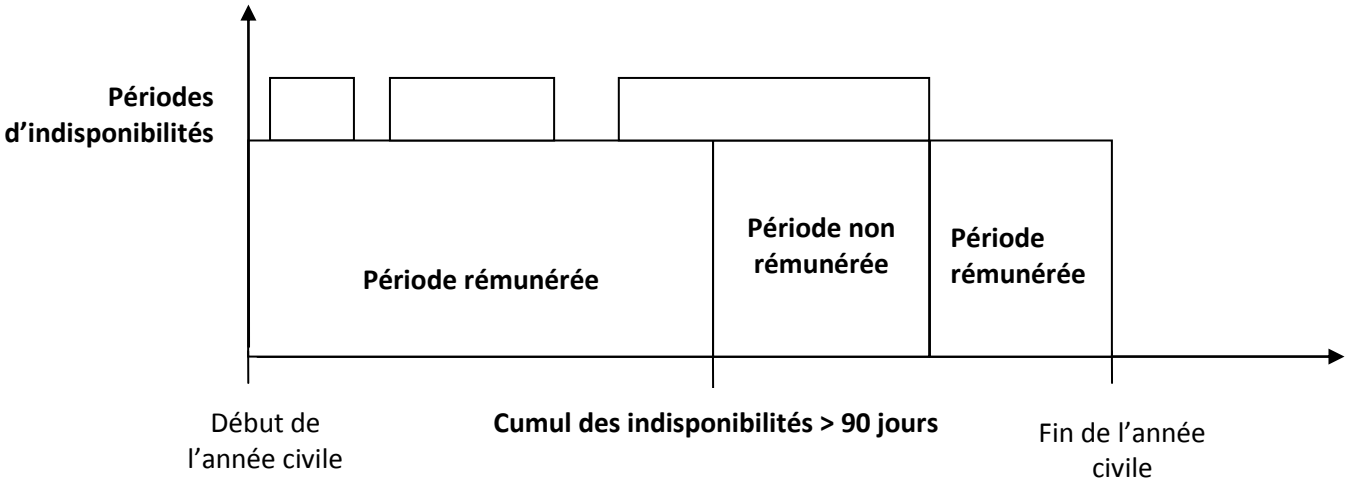
- Exemple de Groupe de Production indisponible 3 mois (cas général où le seuil est de 60 jours)



- Exemple de Groupe de Production indisponible 6 mois (cas général où le seuil est de 60 jours).



- Exemple de Groupe de Production cumulant des indisponibilités supérieures à 90 jours (cas général où le seuil D est de 60 jours pour chaque indisponibilité).



3.1.7.5.2 Règle de non cumul pour un Groupe de Production en Défaillance de Réglage et simultanément indisponible

Dans le cas où un Groupe de Production est en Défaillance de Réglage à la date de début de son Indisponibilité, les dispositions particulières suivantes s'appliquent durant la période d'Indisponibilité :

- les modalités d'Abattement de la rémunération prévues à l'Article 3.1.7.4.3 s'appliquent (indisponibilités dépassant un délai convenu) ;

- aucune Pénalité n'est appliquée au titre de l'Article 3.1.7.4.4 sur la période comprise entre la date de début de l'Indisponibilité et la date de retour à la disponibilité du Groupe de Production.

- si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est postérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production, l'Abattement prévu dans l'Article 3.1.7.4.3 continue de s'appliquer jusqu'à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité ;

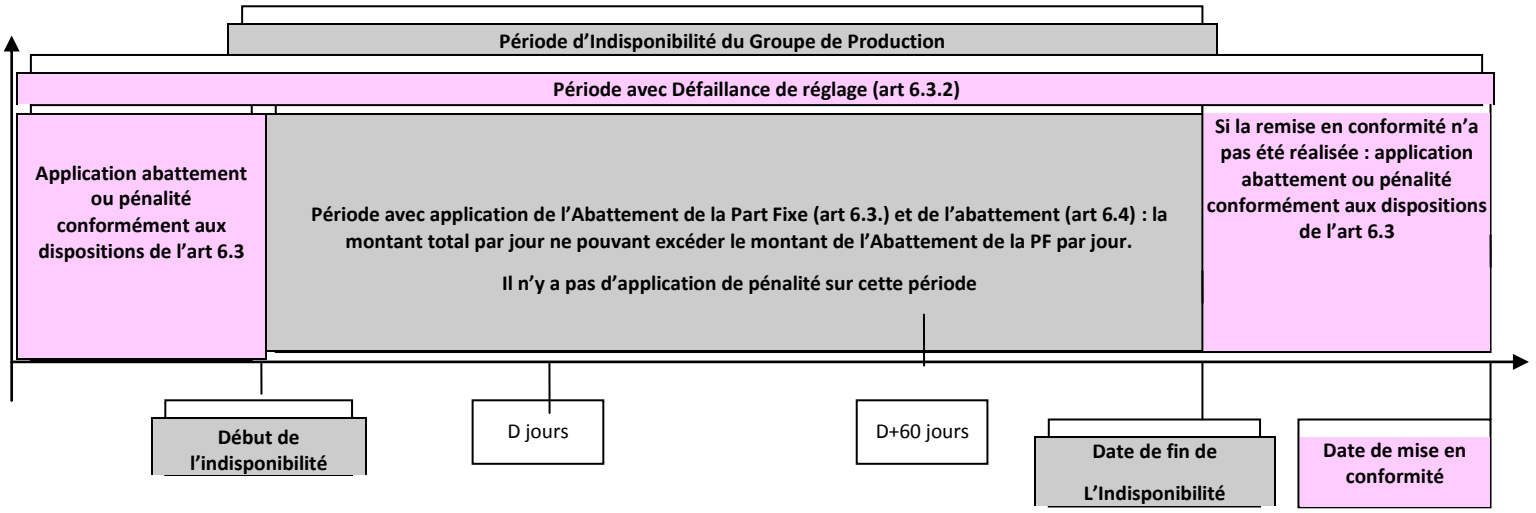
- si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est antérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production et que la Mise en Conformité n'a pas été réalisée à cette date, alors un Abattement de la rémunération au titre de ce réglage est appliqué, selon les termes de l'Article 3.1.7.4.3, depuis la date de début jusqu'à la date de fin de l'indisponibilité ;

- la somme des Abattements appliqués ne pourra dépasser par jour le montant de l'Abattement de la Part Fixe du Groupe de Production, ramenée à une journée ;

Si RTE lui en fait la demande, le Responsable de Programmation lui Notifie les éléments techniques justifiant l'Indisponibilité Fortuite du Groupe de Production donnant lieu à application du paragraphe précédent. Si RTE est en désaccord sur cette justification, il sera fait application des dispositions de l'article 1.8.6. Dans ce cadre et dans l'hypothèse où la faute ou négligence du Responsable de Programmation est rapportée, les dispositions de l'Article 3.1.7.4.4 s'appliquent, en remplacement des Abattements prévus dans le présent Article 3.1.7.5, sur la période comprise entre la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité Notifiée et la date de Mise en Conformité effective du réglage.

Dans le cas d'incident grave ou retrait d'exploitation de longue durée tel que défini à l'article 3.1.7.3.5, les dispositions spécifiques de l'article 3.1.7.3.5s'appliquent.

Exemple de Groupe de Production indisponible et pour laquelle les Règles de non cumul s'appliquent (Mise en Conformité d'une Défaillance de Réglage non réalisée à la date de début d'indisponibilité).



La compensation synchrone caractérise la capacité d'un Groupe de Production à être couplé au RPT sans fournir de puissance active (dans ce mode de fonctionnement, le Groupe de Production consomme de l'énergie active), mais en fournissant/absorbant de la puissance réactive selon les besoins du RPT.

3.2.1 Contribution du Responsable de Programmation au service de compensation synchrone

Les Groupes de Production aptes à fonctionner en compensateur synchrone et participant au réglage de la tension sont listés dans l'Annexe 6.

Le Responsable de Programmation peut modifier la liste des Groupes de Production aptes à fonctionner en compensateur synchrone et participant au Réglage de la Tension figurant dans l'Annexe 6, sous réserve de l'accord de RTE. Cette modification a notamment lieu dans les cas suivants :

- Raccordement d'un nouveau Groupe de Production,
- Nouvelle aptitude d'un groupe déjà raccordé,
- Retrait du service ou retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production,
- Incident grave tel que défini à l'article 3.1.7.3.5.

La modification est Notifiée par le Responsable de Programmation. Sauf avis contraire de la Partie destinatrice, elle prend effet à l'expiration d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification.

3.2.2 Rémunération complémentaire liée au fonctionnement en compensateur synchrone

Pour chacun des Groupes de Production aptes à fonctionner en compensateur synchrone et participant au réglage de la tension RTE verse au Responsable de Programmation :

- une rémunération égale au surcoût de la facture d'accès au RPT aux Points de Connexion des Groupes de Production concernés. Ce surcoût est calculé comme la somme :
    - de la part fixe du prix annuel et de la contribution tarifaire sur l'acheminement (CTA) payés par le Responsable de Programmation pour la sur-souscription de Puissance Souscrite, cette sur-souscription étant égale à la différence entre le besoin de Puissance Souscrite résultant du fonctionnement en compensation synchrone et le besoin évalué hors fonctionnement en compensation synchrone ;
    - de la part variable payée annuellement par le Responsable de Programmation, pour les heures de fonctionnement en compensateur synchrone pendant lesquelles le Point de Connexion ou le Point de Regroupement est en soutirage pur. L'énergie soutirée par chaque Groupe de Production est égale à 2,8% Pmax des groupes hydrauliques et 1,5% Pmax des groupes thermiques.
    - de la redevance de regroupement si un tel regroupement est nécessaire au fonctionnement en compensation synchrone.
- une rémunération des coûts spécifiques associés au fonctionnement en compensateur synchrone. Ces coûts spécifiques sont précisés pour chaque Groupe de Production en Annexe 6.

La rémunération des coûts spécifiques est calculée sur la base d'un prix de remboursement de l'énergie active soutirée égal à 47,3 €/MWh pour les groupes hydrauliques et à 57,6 €/MWh pour les groupes thermiques. Si ce prix ne couvre pas a priori les coûts engendrés lors des périodes prévisionnelles de marche en compensation synchrone d'un Groupe de Production, les Parties peuvent convenir en Annexe 6 d'un prix spécifique pour ce Groupe de Production.

La rémunération du surcoût de la facture d'accès au RPT est payée mensuellement par RTE.

La rémunération des coûts spécifiques est payée trimestriellement par RTE en fonction des durées de fonctionnement réellement constatées.

L'article de révision des prix 3.1.4.4 s'applique aux coûts fixes spécifiques associés au fonctionnement en compensateur synchrone.

3.2.3 Traitement a posteriori

3.2.3.1 Données à adresser à RTE

Le Responsable de Programmation transmet à RTE, par messagerie électronique, au plus tard le 3ème lundi des mois de janvier, avril, juillet et octobre les durées de fonctionnement en compensateur synchrone réellement constatées sur le trimestre précédent pour les Groupes de Production mentionnés dans l'Annexe 6.

3.2.3.2 Données à adresser au Responsable de Programmation

RTE peut contester par Notification les données mentionnées à l'article 3.2.3.1, dans un délai de 15 jours calendaires à compter de la date de réception de ces données.

RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données de calcul de la rémunération spécifique aux compensateurs synchrones pour le trimestre M à M+2 au plus tard le 3ème lundi du mois M+4.

Le Responsable de Programmation peut contester ces données par Notification dans un délai de 15 jours calendaires à compter de la date de leur réception.

Au-delà de cette date, tout désaccord entre les Parties sera traité suivant une contestation par RTE de la facture transmise par le Responsable de Programmation.

3.2.3.3 Facturation

Le Responsable de Programmation établit la facture trimestrielle conformément à l'article 1.7 sur la base des données de calcul de la rémunération transmises par RTE.

3.2.4 Envoi d'ordres en temps réel

RTE peut demander au Responsable de Programmation une marche en compensateur synchrone d'un Groupe de Production non démarré et déclaré apte à ce fonctionnement en Annexe 6. Pour ce faire, il lui transmet un ordre de marche en compensateur synchrone, selon les modalités fixées dans la Convention d'Exploitation.

3.2.5 Contrôle et pénalités liés au fonctionnement en compensateur synchrone

Cet Article s'applique aux Groupes de Production aptes à fonctionner en compensateur synchrone listés en Annexe 6, en tenant compte des particularités suivantes :

3.2.5.1 Défaillance de Réglage

La notion de Défaillance de Réglage s'applique à l'indisponibilité de la fonction compensateur synchrone. Elle est nommée par la suite « défaillance compensateur synchrone ».

En cas de défaillance compensateur synchrone, la part de réglage indisponible est égale à 100%.

Les performances demandées par RTE au titre du réglage de la tension ne sont pas contrôlées pendant les périodes de fonctionnement des Groupes de Production en compensateur synchrone.

En cas de constat de non-fonctionnement en compensateur synchrone d'un Groupe de Production figurant en Annexe 6, ce défaut n'ayant pas fait l'objet d'une déclaration au préalable par le Responsable de Programmation, RTE Notifie la Défaillance de Réglage en prenant comme Début de Défaillance la date du dernier fonctionnement effectif en compensateur synchrone du Groupe de Production concerné. Cette date ne peut toutefois être antérieure de plus de 60 jours à la date de Notification.

3.2.5.2 Montant de l'Abattement et de la Pénalité

En cas de défaillance compensateur synchrone les dispositions des articles 3.1.7.4.3et 3.1.7.4.4 (Montant de l'Abattement et de la Pénalité) ne s'appliquent pas et sont remplacés par les dispositions suivantes :

L'Abattement est appliqué jusqu'à la Mise en Conformité de la Défaillance de Réglage si cette dernière a lieu avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 3.1.7.3.3, ou jusqu'à cette dernière date si la Mise en Conformité a eu lieu à cette date ou au-delà. Dans ce cas, l'Abattement est calculé mensuellement, pour les mois où la défaillance compensateur synchrone est constatée, en appliquant la formule suivante :

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x FCSj

Jdef est le nombre de jours en défaillance compensateur synchrone dans le mois,

FCSj est la rémunération journalière correspondant au forfait annuel du Groupe de Production en question figurant en Annexe 6 (en Euros), elle est égale à la part fixe de la rémunération divisée par le nombre de jour de l'année.

Si, à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, la Mise en Conformité n'a pas été réalisée, l'Abattement est remplacé par une Pénalité au-delà de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité. La Pénalité est calculée de la façon suivante :

Pénalité mensuelle (en Euros) = 5 x Jpen x FCSj

Jpen est le nombre de jours en défaillance compensateur synchrone dans le mois, au-delà de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

En cas de défaillance compensateur synchrone dans une usine, les coûts fixes (coûts d'investissement et d'exploitation/maintenance liés aux équipements d'air comprimé) restent dus intégralement par RTE dès lors qu'au moins un Groupe de Production n'est pas en défaillance compensateur synchrone dans cette usine. Dans ce cas, ces coûts fixes ne sont pas couverts par les Règles d'Abattement et de Pénalité définies dans le présent article.

3.2.5.3 Montant maximal des Pénalités

RTE ne peut exiger du Responsable de Programmation des Pénalités dépassant un montant maximal.

Le montant maximal exigible sur une période de 12 mois est égal à la rémunération que le Responsable de Programmation aurait perçu en l'absence de défaillance compensateur synchrone, pour l'ensemble des Groupes de Production aptes au fonctionnement en compensateur synchrone en Annexe 6.

La première période de 12 mois commence à la date de la première application d'une Pénalité. Si à l'issue de cette première période, il subsiste des Défaillances de réglage qui n'ont pas été mises en conformité dans les délais prévus, le montant maximal des Pénalités s'applique pour la période des 12 mois suivants.

3.3 Dispositions relatives à l'envoi des Notifications, Dates de Mise en Conformité et à l'envoi du rapport trimestriel de contrôle

3.3.1 Description du Processus

Une Notification d'une Défaillance de Réglage s'accompagne par la création d'un formulaire en Annexe 9.

RTE clôt le formulaire une fois dépassé le délai de contestation de la Mise en Conformité effective ou de la date de retour à la disponibilité, et en envoie copie au Responsable de Programmation.

L'annulation d'un formulaire émis passe obligatoirement par la phase de clôture du formulaire.

La modification d'un formulaire fait l'objet, pour la phase concernée, d'une incrémentation de l'indice du document, à chaque envoi de la fiche par RTE.

Les modalités d'envoi d'une Notification d'une Défaillance de Réglage par le Responsable de Programmation sont les suivantes :

- Le Responsable de Programmation Notifie à RTE ses Défaillances de Réglage en créant le formulaire en Annexe 9et déclare, s'il en a la possibilité la part de Réglage indisponible.
- Dans un délai de 8 (huit) Jours Ouvrés, RTE accuse réception de la déclaration de Défaillance de Réglage et Notifie la part de Réglage indisponible en utilisant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, le Responsable de Programmation accepte ou conteste la Notification par RTE en utilisant le formulaire en Annexe 9.

Les modalités d'envoi d'une Notification d'une Défaillance de Réglage par RTE sont les suivantes:

- RTE Notifie les écarts détectés suite au contrôle ainsi que la part de Réglage indisponible en créant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, le Responsable de Programmation accepte ou conteste la Notification par RTE utilisant le formulaire en Annexe 9.

Les modalités d'envoi d'une Notification de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité sont les suivantes :

- Dans le délai d'un mois à compter de la Notification d'une Défaillance de Réglage, définie à l'article 3.1.7.3.3 le Responsable de Programmation Notifie à RTE la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en utilisant le formulaire en Annexe 9.
- Dans un délai de 5 Jours Ouvrés, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur la date prévisionnelle de Mise en Conformité en utilisant le formulaire en Annexe 9. Le cas échéant, il contacte le Responsable de Programmation pour convenir d'une autre date.

Les modalités d'envoi d'une demande de Modification de la date prévisionnelle de Mise en Conformité par le Responsable de Programmation sont les suivantes :

- Le Responsable de Programmation peut modifier une fois la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique. Il Notifie à RTE cette modification et sa justification 10 Jours Ouvrés avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité initialement fixée.
- Dans un délai de 5 Jours Ouvrés, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur la nouvelle Date Prévisionnelle de Mise en Conformité. L'envoi du formulaire en annexe sur laquelle figure la date modifiée formalise l'accord. En cas de désaccord, RTE contacte le Responsable de Programmation pour convenir d'une autre date.

Les modalités d'envoi d'une Notification de Mise en Conformité sont les suivantes :

- Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Responsable de Programmation Notifie à RTE la date à laquelle elle a été effectuée, en utilisant le formulaire en Annexe 9.

- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, RTE accepte ou conteste la Notification de la Mise en Conformité. L'envoi du formulaire en Annexe 9sur laquelle figure la date de Mise en conformité formalise l'accord. En cas de désaccord, RTE fournit les éléments d'analyse correspondants et la partie « Mise en conformité » de la fiche n'est pas renseignée.
- RTE peut se substituer au Responsable de Programmation dans la déclaration de la date de Mise en Conformité dans les cas prévus à l'article 3.1.7.3.4.

3.3.2 Modalités opérationnelles spécifiques

Les Notifications de Défaillance de Réglage ainsi que les Notifications relatives aux dates prévisionnelles et réelles de Mise en Conformité sont envoyées par messagerie électronique à l'Unité Régionale Système Électrique de RTE qui gère le réseau sur lequel l'Entité de Programmation défaillante est raccordée.

Les documents suivants émis par RTE sont envoyés par messagerie électronique au Responsable de Programmation :

- Notifications de Défaillance de Réglage ;
- Accusé de réception de Notification de Défaillance de Réglage ;
- Confirmation d'accord ou refus de la date prévisionnelle de Mise en Conformité ;
- Déclaration éventuelle par RTE de la date de Mise en Conformité dans les cas prévus au Contrat ;
- Accord ou désaccord sur la Mise en Conformité ; et
- Clôture ou annulation de la fiche.

Les fiches échangées entre les Parties font foi en cas de divergences.

Les fiches d'alerte émises par RTE sont envoyées par messagerie électronique au Responsable de Programmation

Les échanges précédents se feront aux formats « rtf » et « csv » selon les modèles de fiches en Annexe 9:

- Fiche relative à une Notification de Défaillance de Réglage par le Responsable de Programmation ;
- Fiche relative au suivi d'une Défaillance de Réglage ;
- Fiche d'alerte ; et
- Fiche d'information d'indisponibilité supérieure à 60 jours.

3.4 Carte des zones sensibles et normales vis à vis du réactif



Légende :
En jaune (clair) : zone normale
En marron (sombre) : zone sensible

3.5 Diagrammes UQ

Les diagrammes sont envoyés à RTE sous forme papier et sous format informatique selon un cahier des charges défini par RTE.

3.5.1 Critères de construction des diagrammes UQ thermiques

3.5.1.1 Préambule

Cet article précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des tranches thermiques classiques à fournir à RTE.

3.5.1.2 Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du propriétaire de l'installation (alternateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations de production et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Responsable de Programmation ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».
- Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.
- A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérance et sans engagement du Responsable de Programmation au titre des Règles Services Système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels de l'installation de production et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour les matériels, dont notamment la durée de fonctionnement, sont indiquées dans des documents contractuels complémentaires (convention nationale ou locale d'engagement de performances…).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Responsable de Programmation à RTE.

- Les différentes limites et incertitudes
- Les limites prises en compte
- Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :
- LIR, limite de courant rotor
- LAI, limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité
- LIS, limite de courant stator (en fourniture et en absorption)
- LIN, limite d'induction
- Limites de tension stator haute et basse
- Limites de tension réseau haute et basse

- Limites de tension auxiliaire haute et basse

3.5.1.3 Valeurs et incertitudes pour les tranches thermiques classiques

Les valeurs et incertitudes suivantes sont retenues :

- LIR : 1,05 ien avec une bande d'incertitude de 0,03 ien
- LAI (LPQ) : prise en compte de la spécificité du diagramme constructeur (bande d'incertitude équivalente à 2° d'angle interne)
- LIS : pas de bande d'incertitude
- LIN : pas de bande d'incertitude (seulement sur groupes 600 et 700)
- Ustator :
  - Groupes 600/700 : entre 0,95 et 1,05 Usn avec bande d'incertitude de ± 0,005 Usn
  - Groupes 250 : entre 0,95 et 1,07 Usn avec une bande d'incertitude de ± 0,005 Usn
- Uréseau :
  - en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude)
  - en 225 kV, entre 215 kV (*) et 245 kV (*) (pas de bande d'incertitude)
- Uauxiliaire : A priori non dimensionnant

(*) Ces valeurs dépendent de la prise transformateur retenue : 231 à 245 kV sur prise haute ; 222 à 245 kV sur prise moyenne ; 215 à 238 kV sur prise basse.

3.5.1.4 Remarques complémentaires sur les limites de tension auxiliaire :

Sur les tranches thermiques classiques, les limites tension auxiliaire n'apparaissent a priori pas dimensionnantes. Le Responsable de Programmation, en accord avec RTE, se réserve le droit de prendre en compte les limites de tension auxiliaire si l'assertion précédente s'avère ne pas être vérifiée.

3.5.1.5 Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure.

3.5.1.6 Conditions du tracé

3.5.1.6.1 Choix des axes du tracé

Les tracés seront réalisés en retenant :

Abscisse : tension réseau (Point de Connexion ou sortie transformateur principal) exprimée en kV.

Ordonnée : puissance réactive réseau (Point de Connexion ou sortie transformateur principal) exprimée en Mvar.

3.5.1.6.2 Choix des prises du transformateur principal et du transformateur des auxiliaires

Les tracés des diagrammes sont réalisés pour les prises en vigueur du Transformateur Principal et du Transformateur de Soutirage.

Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE, et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3.5.1.6.3 Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

Les tracés sont réalisés aux conditions nominales de refroidissement et à la fréquence 50 Hz.

Puissance active de tracé :

- Les tracés sont réalisés pour les puissances actives suivantes :
- Groupes thermiques : Pc0max, Pcmin, PMD.
- Groupes nucléaires : PMD, Pc0max, Pinter, Pcmin.

Puissance des auxiliaires :

- Pour les groupes thermiques classiques, la puissance active et réactive des auxiliaires n'est pas constante sur la plage de puissance Pcmin/Pc0max de tracé.
- La valeur utilisée pour le tracé est portée sur le tracé.

3.5.1.6.4 Choix du « lieu électrique » de tracé

Les tracés sont réalisés au Point de Connexion. De façon précise, cela signifie :

- ligne courte : tracé au poste de raccordement ;
- ligne longue : tracé en sortie du transformateur principal.

La caractéristique électrique (impédance) de la ligne de raccordement jusqu'au Point de Connexion sera précisée sur le tracé dès qu'elle est non nulle.

3.5.1.6.5 Légende du tracé

Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées sur chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe ;
- la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires pour le tracé ;
- les conditions de refroidissement retenues pour le tracé ;
- caractéristiques transformateurs transformateur principal et TS : n° de la prise et rapport UHTA/UHTB en vigueur ;
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation : impédances ligne de raccordement ;
- les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

3.5.2 Hypothèses de tracé des diagrammes UQ des groupes hydroélectriques

3.5.2.1 Préambule

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des groupes hydrauliques à fournir à RTE dans le cadre des Règles.

3.5.2.2 Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte une partie des matériels de l'installation de production (alternateur, transformateur, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations de production et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Responsable de Programmation ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec application des incertitudes « en moins ».
- Pour les groupes participant au réglage secondaire de la tension (RST), une ZEC correspondant à ce mode de fonctionnement sera délimitée en complément de la ZEC valable en mode de réglage primaire de la tension (RPT) ; des incertitudes spécifiques sont appliquées sur les limites dues aux traitements de la fonction RST dans les automatismes.
- Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux sans la tolérance liée aux réglages et aux modèles.
- A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée à titre indicatif, sans tolérances et sans engagement du Responsable de Programmation au titre des Règles. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels de l'installation de production et de tension réseau, et en particulier aux possibilités de fonctionnement, en mode manuel, jusqu'aux limites d'échauffement de la machine (au-delà de la plage normale de variation de la tension stator définie à l'article 3.5.2.3.2). A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour de l'installation de production, dont notamment la durée de fonctionnement, sont indiquées dans des documents contractuels complémentaires (convention nationale ou locale d'engagement de performances…).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Responsable de Programmation à RTE.

Par ailleurs, RTE exprime le besoin de disposer de diagrammes UQ supplémentaires pour la réalisation de ses études de réseau. Du fait du foisonnement des réglages dans la bande d'incertitude autour de leur valeur théorique (« en plus » ou « en moins »), ces tracés supplémentaires seront réalisés avec les valeurs théoriques des réglages, sans appliquer d'incertitude.

3.5.2.3 Les différentes limites et incertitudes

3.5.2.3.1 Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- LimIf, limite de courant rotor ;
- LPQ limite de réactif absorbé (ou LAI limite d'angle interne, peu répandue) ;
- LimIs, limite de courant stator (en fourniture et en absorption) ;
- Limites de tension stator haute et basse ;
- Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2ème rang pour les groupes participant au RST ;
- Limites de tension réseau haute et basse.

3.5.2.3.2 Valeurs et incertitudes

Il est à noter que compte-tenu de la diversité des installations de production hydraulique et de leurs historiques propres, les valeurs de réglage sont adaptées à chaque installation, voire à chaque groupe d'une même installation.

Les bandes d'incertitudes suivantes sont retenues par rapport aux réglages en vigueur sur les groupes :

- LimIf : 0,05 If_N (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, 0,05 If_N correspond à environ 13 Mvar en sortie transformateur) ;
- A noter que la bande d'incertitude de l'outil de tracé serait à évaluer pour le fonctionnement à faible puissance, Pmin ou 0 MW.
- LPQ limite de réactif absorbé : 5% sur les coefficients α et β de la droite de limitation d'équation $Q/SN= \alpha P/S_N- \beta (Us/Us_N)2$ ou $Q/S_N= (\alpha P- \beta)Us/Us_N$; la limitation d'angle interne peut être ramenée à une équation du premier type ;
- LimIs : 0,05 Is_N (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, 0,05 Is_N correspond à environ 20 Mvar en sortie transformateur) ;
- Ustator : 0,005 Us_N ;
- Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2ème rang pour les groupes participant au RST : 0,05 Qr+ et 0,05 Qr-, Qr+ et Qr- étant les valeurs de puissance réactive réglante respectivement en fourniture et en absorption correspondant à la valeur de la puissance active du tracé.

Les plages de variation des tensions stator et réseau retenues sont les suivantes :

- Ustator :

- La plage normale de variation de la tension stator est strictement incluse dans la plage +/-10% autour de Us_N.
- Les régulateurs de tension primaire équipant les groupes hydroélectriques ne possèdent pas d'action intégrale, dans leur grande majorité. Une erreur statique existe donc sur la plage de tension stator réellement parcourue groupe couplé sur le réseau, réduisant la plage théorique de +/-10% UsN réglée groupe à vide. La valeur de l'erreur statique est variable suivant les groupes et dépend des conditions du réseau. A partir d'un bilan effectué sur un nombre significatif de groupes, on peut estimer à +/-8% UsN la plage de tension stator obtenue en moyenne ; cette valeur moyenne est retenue comme hypothèse de tracé.
- Par ailleurs, la prise du transformateur de groupe peut, dans certaines installations du fait de leur historique propre, ne pas être adaptée à la tension moyenne d'exploitation du réseau. L'égalisation de la tension pour le couplage a donc lieu à une valeur de tension stator pouvant être significativement distincte de la tension stator nominale UsN. Pour certains de ces groupes, équipés d'un type de régulateur de tension répandu sur le parc hydraulique, la consigne de tension appliquée après couplage est réglée à cette valeur moyenne d'égalisation, de façon à éviter un transitoire de réactif trop important, consécutif au couplage. Il en résulte que la variation de la tension de consigne, correspondant à +/-8% UsN , sera appliquée autour de cette valeur « d'exploitation » et non pas autour de la valeur de consigne correspondant à UsN. On retiendra pour les tracés des diagrammes la plage de variation de la tension stator réellement parcourue compte-tenu de ce décalage du point milieu.

- Uréseau :
  - en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude) ;
  - en 225 kV, entre 200 kV (*) et 245 kV (pas de bande d'incertitude) ;
  - en 150 kV, la plage de variation est de +/-10% autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 170 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
  - en 90 kV, la plage de variation est de +/-8% autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 100 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
  - en 63 kV, la plage de variation est de +/-8% autour d'une valeur de tension contractuelle (pas de bande d'incertitude) (*).

(*) Les valeurs indiquées sont issues du référentiel technique du RTE publié le 30/06/2005 et restent à préciser. La valeur en 225 kV peut dépendre de la prise transformateur retenue. Pour les réseaux de tension inférieure à 225 kV, la valeur de tension contractuelle, propre à chaque installation, sera précisée dans le contrat d'accès au réseau.

3.5.2.4 Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur est précisée dans les critères du contrôle de performances (Article 3.1.7.2).

3.5.2.5 Conditions du tracé

3.5.2.5.1 Choix des axes du tracé

Les tracés seront réalisés en retenant :

- Abscisse : tension réseau (sortie transformateur principal), ou tension stator (cf. les cas particuliers listés ci-après), exprimée en kV ;
- Ordonnée : puissance réactive réseau (sortie transformateur principal), ou stator (cf. les cas particuliers listés ci-après), exprimée en Mvar.

3.5.2.5.2 Choix de la prise du transformateur d'évacuation

Les tracés des diagrammes sont réalisés pour la prise en vigueur du transformateur d'évacuation d'énergie.

Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3.5.2.5.3 Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

Les deux tracés contractuels sont fournis à P = 0,8 Pmax, correspondant respectivement aux réglages des limitations If et Is avec les seuils valables sur la position « été » et sur la position « hiver » du régulateur de tension (lorsque la fonctionnalité existe et si les seuils sont différents).

Les tracés sont valables à la fréquence nominale 50 Hz.

3.5.2.5.4 Le tracé est réalisé pour chaque groupe

Le tracé est réalisé pour chacun des groupes de la centrale.

3.5.2.5.5 Le tracé représente le domaine en RPT et celui en RST

Pour les groupes participant au RST, le domaine de fonctionnement normal en RST est représenté également, en complément du domaine de fonctionnement normal en RPT.

3.5.2.5.6 Puissance active de tracé

Les tracés contractuels sont réalisés à la valeur de 0,8 Pmax pour le fonctionnement en mode turbine.

Les tracés supplémentaires correspondent à Pmin turbine ou à 0 MW pour les groupes fonctionnant en compensateur synchrone, et à la valeur de puissance fixe soutirée en mode pompe. Ces tracés ont pour but de permettre à RTE d'effectuer ses propres études, ils ne sont pas contractuels.

3.5.2.5.7 Puissance des auxiliaires

La puissance nécessaire au fonctionnement des auxiliaires des centrales hydrauliques est en général soutirée sur le réseau 20 kV ; la puissance soutirée pour alimenter le système d'excitation du groupe est faible et a été négligée : les puissances active et réactive délivrées sur le réseau sont déduites des valeurs en sortie alternateur en tenant compte uniquement des puissances absorbées dans le transformateur d'évacuation et dans les câbles HTA éventuels.

3.5.2.5.8 Choix du « lieu électrique » de tracé

Dans le cas général des groupes blocs, les tracés sont réalisés aux bornes HTB du transformateur d'évacuation. Lorsque plusieurs groupes sont raccordés sur un même jeu de barres HTA, ou sur un transformateur à plusieurs enroulements HTA, les tracés UQ sont réalisés en sortie stator.

3.5.2.5.9 Informations fournies avec le tracé UQ

Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées dans un document accompagnant chaque tracé :

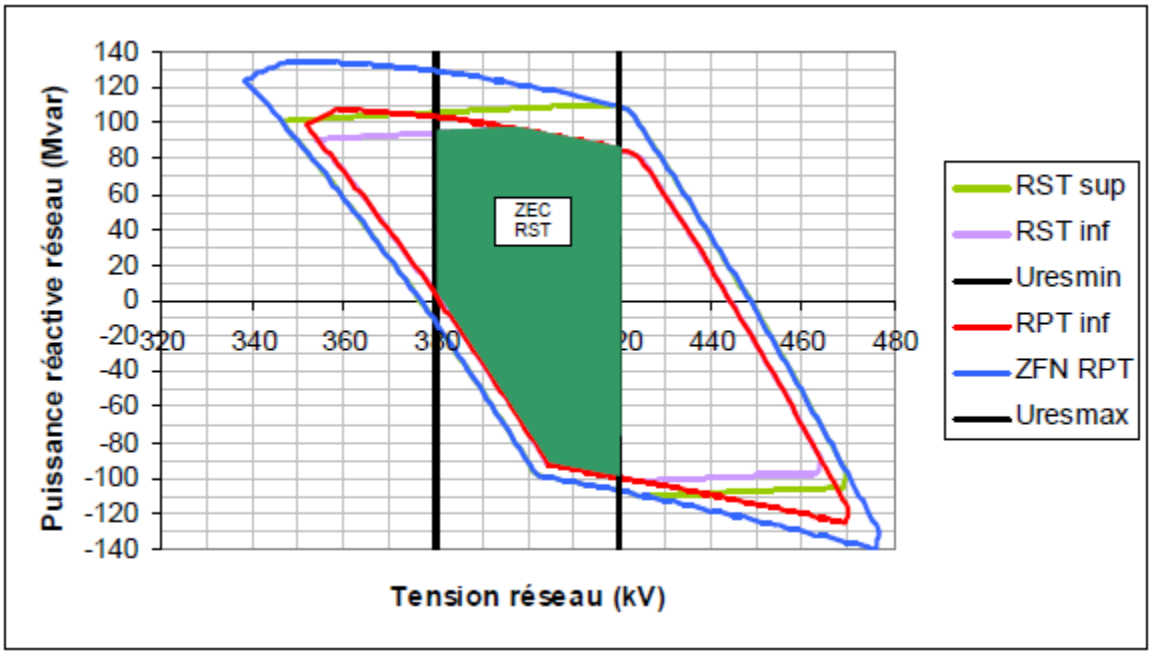
- le nom de la centrale et le n° du groupe ;
- la valeur de puissance active du tracé ;
- caractéristiques alternateur : SN, UsN ;
- caractéristiques transformateur : SN, n° de la prise et rapport UHTA/UHTB en vigueur, réactance de court-circuit, nombre d'enroulements (si N>2 enroulements, les différentes réactances de court-circuit) ;
- la plage de tension stator utilisée pour le tracé ;
- les valeurs de Qr+ et Qr- correspondant à la puissance du tracé ;
- la mention de la position été ou hiver du seuil des limitations If et Is lorsque cette fonction équipe le régulateur de tension ;
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation, utilisées pour les tracés : câbles HTA…

3.5.2.6 Exemple de tracé

Le tracé suivant est donné à titre indicatif pour illustrer les points précédents (groupe de

SN = 250MVA débitant sur le réseau 400kV).

La zone grisée ci-dessous représente la ZEC pour le fonctionnement en RST (zone grisée à titre d'illustration), la ZEC du réglage primaire étant légèrement plus étendue dans ce cas particulier (délimitée par le contour rouge et les droites correspondant à la plage de tension réseau).



3.5.3 Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

3.5.3.1 Préambule

Les Parties spécifient les hypothèses retenues pour définir les différentes zones de tracé des diagrammes UQ des groupes de production d'origine éolienne ou photovoltaïque à fournir à RTE dans le cadre des Règles.

A défaut, la zone d'engagement (ZEC) est prise égale à zone de fonctionnement normal (ZFN) des installations de production des diagrammes UQ transmis à RTE dans le cadre de la Convention d'Engagement de performance (fiche 5 du cahier des charges des capacités constructives).

3.5.3.2 Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels de l'installation de production (générateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- Une zone d'engagement, dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations de production et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Responsable de Programmation ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».

- Une zone de fonctionnement, dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.
- A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérances et sans engagement du Responsable de Programmation au titre des Règles. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels de l'installation de production et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles.

3.5.3.3 Diagrammes UQ fournis par le responsable de programmation et puissance de tracé

Dans le cadre du dossier intermédiaire prévu dans le cahier des charges des capacités constructives, le Responsable de Programmation fournit à RTE les diagrammes UQ aux puissances de tracé qui ont été définies dans ce cahier des charges (ces diagrammes sont généralement fournis pour des valeurs de 100%, 66%, 33% et 5% de Pmax). Ces diagrammes sont ensuite confirmés dans le cadre des essais.

Pour les installations qui bénéficient d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance, le responsable de programmation fournit de plus à RTE le diagramme UQ correspondant à la puissance au-delà de laquelle les capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté.

3.6 Règles relatives aux arrondis

Les Q+ et Q- sont arrondis à un chiffre après la virgule conformément aux valeurs figurant en Annexe 5.

Le coefficient de révision des prix est arrondi à cinq chiffres après la virgule : par exemple, le coefficient de révision des prix pour 2003 est 1,01466.

Le coefficient de révision des prix est appliqué à la rémunération mensuelle de la part fixe et variable de chaque groupe (et non pas globalement à la fin du calcul),

L'affichage de la rémunération mensuelle d'un groupe est arrondi à deux chiffres après la virgule dans le tableau de restitution envoyé par RTE au Responsable de Programmation mais la somme de la rémunération de tous les groupes d'une URSE est faite en conservant la précision machine pour les données élémentaires de rémunération par groupe (mêmes Règles d'arrondi et d'affichage qu'Excel).

4. ANNEXES

ANNEXE 1. ACCORD DE PARTICIPATION AUX RÈGLES SERVICES SYSTÈME

N°___ Participant

ENTRE

_____ [indiquer le nom complet], société _____ [indiquer la forme sociale], au capital de ____ euros, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de ____ [indiquer la ville] sous le numéro ____ [N° SIRET], et dont le numéro de TVA intra-communautaire est : _____, représentée par Mme/M _____ [indiquer le nom et la fonction de signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommé le « Participant »

D'UNE PART,

ET

RTE Réseau de transport d'électricité, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 euros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de NANTERRE sous le n°444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini – TSA 41 000 – 92919 PARIS LA DEFENSE CEDEX, représenté par [……..], en sa qualité de [……..], dûment habilité[e] à cet effet, faisant élection de domicile à [……], ci-après dénommé « RTE »

D'AUTRE PART,

ou par défaut, ci-après dénommés individuellement une « Partie », ou conjointement les « Parties »,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

1.1 Préambule

Le Participant souhaite ou doit adhérer aux Règles relatives à la participation aux Services Système. A cet effet, les Parties se sont rapprochées et ont convenu de ce qui suit :

1.2 Définitions

Tous les mots ou groupes de mots utilisés dans le présent Accord de Participation ayant leur première lettre en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans l'article1.3.

1.3 Objet

Le participant participe (un seul choix possible) :

- ❑ Uniquement au réglage de la fréquence ;
- ❑ Uniquement au réglage de la tension ; ou
- ❑ A la fois au réglage de la fréquence et au réglage de la tension.

Le Participant déclare avoir pleinement connaissance des Règles Services Système, lesquelles peuvent être consultées librement sur le site Internet de RTE : http://www.rte-france.com.

Il déclare les accepter et s'engage à se conformer à l'ensemble des dispositions.

1.4 Documents contractuels liant les parties

Le contrat est composé des pièces suivantes :

- Le présent Accord de Participation et les pièces contractuelles énumérées ci-dessous.

Pièces contractuelles à fournir dans tous les cas :

- Les Règles services système
- Les Règles SI RE/MA/SSY
- Les informations précisant les correspondants (Annexe 2)

Pièces contractuelles à fournir en cas de participation au réglage de la fréquence :

- Le Périmètre de Réserve (Annexe 4)
- Le questionnaire client rempli (Annexe 10) accompagné des informations demandées conformément à l'article 1.2

Pièces contractuelles à fournir en cas de participation au réglage de la tension :

- La liste des Groupes de Production participant au réglage de la tension (Annexe 5)
- La liste des Groupes de Production fonctionnant en compensateur synchrone (Annexe 6)

Pièce contractuelle à fournir en cas de mise à disposition d'une Garantie Bancaire :

- Modèle de Garantie Bancaire (Annexe 7)

Pièce contractuelle à fournir en cas de mode de paiement par prélèvement automatique :

- Autorisation de prélèvement automatique (Annexe 7)

1.5 Déclaration des programmes de production pour les calculs d'Obligation de Réserve

Cet Article ne concerne que les Responsables de Réserve disposant d'Entités de Réserve de type injection dans leur Périmètre de Réserve.

Pour la transmission des programmes de production concernant le calcul des Obligations de Réserve indicatives le Participant choisit de transmettre (un seul choix possible) :

- ❑ Une Chronique par production qu'il prévoit de réaliser à partir des Entités de Réserves Aptes à participer à chacun des Réglages (seule cette option permet au Responsable de Réserve de déclarer ses inaptitudes temporaires)
- ❑ Sa Chronique de production totale

L'option suivante est réservée aux Participants éligibles aux clauses d'inaptitude temporaires.

- ❑ Le participant est éligible aux clauses d'inaptitude temporaire et opte pour la transmission à 16h30 en J-1 à RTE de deux Chroniques de production qu'il prévoit de réaliser à partir des Entités de Réserve aptes, dans lesquelles le Participant peut prendre en compte les inaptitudes temporaires.

1.6 Modalités de paiement

Le Participant opte pour (un seul choix possible) :

- Le prélèvement automatique. Il transmet à RTE une autorisation de prélèvement automatique, dûment complétée et signée, conforme au modèle de l'Annexe 2;
- Le paiement par virement.

1.7 Domiciliation bancaire

Domiciliation bancaire du Participant :

Domiciliation bancaire de RTE :

Compte de paiement :	
Code Banque	30003
Code Agence	04170
Compte	00020122531
Clé	30
Compte de d'encaissement :	
Code Banque	30003
Code Agence	04170
Compte	00020122549
Clé	73

1.8 Entrée en vigueur, durée, suspension et résiliation de l'Accord de Participation

Le présent Accord de Participation prend effet le / / .

Il est conclu pour une durée indéterminée.

Il ne peut être résilié que dans les conditions prévues dans les Règles Services Système.

Fait en deux exemplaires originaux,

Pour RTE :	Pour le Participant :
A…….,	A…….,
Le ____/____/____	Le ____/____/____
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANNEXE 2. FORMULAIRE D'AUTORISATION DE PRÉLÈVEMENT AUTOMATIQUE

J'autorise l'établissement teneur de mon compte (relevé d'identité[5] bancaire ou postal ci-joint) à effectuer sur ce dernier, si sa position le permet, le prélèvement du montant de mes factures vis-à-vis de RTE.

En cas de litige sur un prélèvement, je pourrai en faire suspendre l'exécution par simple demande à l'établissement teneur de mon compte et je réglerai le différend directement avec RTE.

Références Date d'effet du contrat :	Numéro national d'émetteur : 001007
NOM et ADRESSE du titulaire du compte à débiter	ADRESSE du point de livraison (si différente de l'autre ci contre)
…… …… …… ……	…… …… …… ……
DESIGNATION DU COMPTE A DEBITER	NOM et ADRESSE de l'établissement teneur du compte
Etablisst Guichet N° de compte Clé RIB ⌊_____⌋ ⌊_____⌋ ⌊_____⌋ ⌊___⌋ C.C.P. ⌊_____⌋ ⌊_____⌋ Livret ⌊_____⌋	…… …… …… …… ……

[5] Rayer la mention inutile

ANNEXE 3. CORRESPONDANTS

Toute Notification d'une Partie à l'autre au titre des Règles Services Système sera adressée aux interlocuteurs désignés ci-après :

Pour le Participant

A l'attention de

Adresse :

Téléphone :

Télécopie :

Email :

Pour RTE :

A l'attention de

Adresse :

Téléphone :

Télécopie :

Email :

INTERLOCUTEURS TECHNIQUES POUR LE PARTICIPANT :

Interlocuteur pour l'envoi des données, la contestation et la facturation :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des données	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Interlocuteur pour la gestion du périmètre fréquence :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des données	

Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Interlocuteur pour la gestion des périmètres tension :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des données	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Interlocuteur opérationnel (mode nominal et mode secours) :

Interlocuteurs	
Adresse	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

INTERLOCUTEURS TECHNIQUES POUR RTE :

Interlocuteur pour la réception des données, la contestation et la facturation :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des contestations	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Interlocuteur pour la gestion du périmètre fréquence :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des données	

Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Interlocuteur pour la gestion des périmètres tension :

Interlocuteurs	
Adresse d'envoi des données	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Interlocuteur opérationnel :

Interlocuteurs	
Adresse	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Fait en deux exemplaires originaux,

Pour RTE :

A……,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Pour le Participant :

A……,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANNEXE 4. LISTE DES ENTITÉS DE RÉSERVE PARTICIPANT AU RÉGLAGE PRIMAIRE ET AU RÉGLAGE SECONDAIRE DE LA FRÉQUENCE

Groupes de production ou site de soutirage	Pmax (MW) pour les groupes de production	Nom EDR	Apte au réglage primaire	Apte au réglage secondaire	Gain de réglage primaire (MW/Hz) (1)	Asservissement du dispositif de régulation (de puissance, à l'ouverture)	RPmax	RSmax	Réglage max	Dispositif écreteur de type K*Δf	Zone d'insensibilité du dispositif de régulation	Durée max de réglage	Dérogations (2)

(1) Pour les Groupes de Production dont la régulation est basée sur un asservissement à l'ouverture, la valeur fournie correspond au Gain moyen. Le Gain minimal utilisé pour calculer l'écart élémentaire du critère F3 doit être précisé dans la colonne dérogation.

(2) En particulier, cette colonne doit préciser la famille du Groupe de Production vis à vis de la dynamique de réponse du réglage secondaire (pour les Groupes de Production aptes à ce réglage) si T_{eq}> 60s (famille 1) : famille 2 si T_{eq}≤ 100s ; famille 3 pour les Entités de Réserve adaptées aux renvois de tension ou aux réseaux isolés et dont les performances dynamiques sont dégradées par ces réglages.

Fait en deux exemplaires originaux,

Pour RTE :

A……,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Pour le Participant :

A……,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANNEXE 5. GROUPES DE PRODUCTION PARTICIPANT AU RÉGLAGE DE LA TENSION

Groupe de Production	Puissance active maximale retenue pour le calcul de la rémunération Pmax (MW)	Durée forfaitaire annuelle de mise à disposition du réglage (nombre d'heures/an)	Capacité maximale de la ZEC RPT à 33% pour l'éolien et 66% pour le PV		Plage à rémunérer (au Point de Livraison)		Type de réglage Primaire (RPT) ou secondaire (RST, RSCT)	Zone de sensibilité vis à vis du réactif		Coefficient de disponibilité (1)	Dérogations (2)
			Max en fourniture (Mvar)	Max en absorption (Mvar)	Puissance fournie Q+(Mvar)	Puissance absorbée Q-(Mvar)		Normale	Sensible		
XXXXT 1	xxx		+ xxx	- xx	**+ xxx**	**- xxx**	RPT		X	0,xx	

(1) uniquement pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

(2) pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque bénéficiant d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance, préciser en particulier la puissance active injectée au point de livraison au delà de laquelle les capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté pour les installations

Fait en deux exemplaires originaux,

Pour RTE :	Pour le Participant :
A…….,	A…….,
Le ____/____/____	Le ____/____/____
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANNEXE 6. GROUPES DE PRODUCTION APTES AU FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHRONE ET RÉMUNÉRATION FORFAITAIRE ASSOCIÉE

Nom du groupe apte à fonctionner en compensateur synchrone	Pmax (MW)	Rémunération Fixe (€)	Rémunération par heure d'utilisation (€/h)	Dérogation
XXXXXT 1				

Fait en deux exemplaires originaux,

Pour RTE :

A……,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Pour le Participant :

A……,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANNEXE 7. MODÈLE DE GARANTIE BANCAIRE

A renvoyer à l'adresse suivante ; RTE-CNES-SRC, Bâtiment La Rotonde, 204 boulevard Anatole France, 93207

Saint-Denis, France

[_____]6 une société de droit [_____]7, ayant son siège social [_____], représentée par [_____]8 (le "Garant") s'engage par la présente, irrévocablement et inconditionnellement, d'ordre et pour compte de [_____]9, société de droit [_____]10 (numéro d'immatriculation [_____]) (le "Donneur d'Ordre") à payer à RTE Réseau de transport d'électricité, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2.132.285.690 euros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale – 1, terrasse Bellini - TSA 41000, 92919 Paris La Défense Cedex, (le "Bénéficiaire"), indépendamment de la validité et des effets juridiques de l'Accord de Participation au Règles Services Système n° [_____]11 signé par le Donneur d'Ordre (l'"Accord"), selon les modalités ci-dessous et sans faire valoir d'exception ni d'objection, résultant de l'Accord, tout montant jusqu'à concurrence maximale de : ……..[_____]12, intérêts, frais et accessoires compris, (le "Montant Garanti").

La présente Garantie Bancaire s'inscrit dans le cadre de l'article 2321 du Code civil.

La modification ou la disparition des liens ou des rapports de fait ou de droit pouvant exister à ce jour entre le Garant et le Donneur d'Ordre ne pourra nous dégager de la présente garantie.

Toutes les dispositions du présent engagement conserveront leur plein effet quelle que soit l'évolution financière et juridique du Donneur d'Ordre.

La présente Garantie Bancaire pourra être appelée à compter de la date des présentes jusqu'au xx /xx 201X inclus (la "Date d'Échéance").

La demande de paiement devra nous parvenir par lettre recommandée avec demande d'avis de réception (la "Lettre d'Appel en Garantie Bancaire") au plus tard à la Date d'échéance. Toute Garantie Bancaire appelée avant la Date d'échéance doit être payée par le Garant conformément aux dispositions de la « Lettre d'Appel en Garantie Bancaire »).

A défaut d'appel avant la Date d'échéance, la présente Garantie bancaire cessera d'être valable à la Date d'Échéance.

Le Garant s'engage par la présente à effectuer le paiement du Montant Garanti dans les dix (10) Jours Ouvrables suivant la réception de la Lettre d'Appel en Garantie. Il effectuera ce paiement en se conformant aux instructions contenues dans la Lettre d'Appel en Garantie.

Les frais raisonnables et dûment justifiés relatifs à la présente Garantie et notamment les frais, intérêts, taxes et dépenses éventuels de toute nature encourus à l'occasion de la mise en jeu de la dite Garantie seront à la charge du Donneur d'Ordre ou du Garant.

---

[6] Dénomination sociale de l'établissement bancaire émetteur de la Garantie Bancaire
[7] Droit applicable sur le territoire d'établissement du siège social du Garant.
[8] Nom du représentant habilité du Garant
[9] Dénomination sociale du Participant
[10] Droit applicable sur le territoire d'établissement du siège social du Donneur d'Ordre
[11] Numéro et date de prise d'effet de l'Accord de Participation
[12] Montant de la Garantie bancaire

La présente Garantie est soumise au droit français. Pour l'interprétation et l'exécution des présentes, compétence est donnée au Tribunal de Commerce de PARIS.

Fait à …….. , le …/…/201….

Signature du Garant

ANNEXE 8. MODÈLE DE LETTRE D'APPEL EN GARANTIE BANCAIRE

RECOMMANDEE A.R.

[_____]13

[_____]14

Le [_____]15

Objet : Votre Garantie Bancaire

Madame, Monsieur,

Nous nous référons à la Garantie Bancaire que votre établissement bancaire a émise en notre faveur le [_____]16 (la "Garantie").

Les termes débutant par une majuscule et qui ne sont pas définis dans la présente lettre ont le sens qui leur est attribué aux termes de la Garantie.

Nous vous demandons par la présente, d'honorer votre engagement en tant que Garant et de nous payer, sur notre compte n° [_____]17 ouvert dans les livres de [_____]18, la somme de [_____]19 euros.

Nous vous rappelons qu'aux termes de la Garantie Bancaire émise le XXXX, ce paiement doit nous parvenir dans les dix (10) Jours Ouvrables suivant la réception de la présente Lettre d'Appel en Garantie Bancaire.

Par ailleurs, pour votre parfaite information, nous vous précisons qu'à ce jour, le Donneur d'Ordre [_____]20 n'a pas respecté les termes de son Accord de Participation aux Règles Services Système n° (XXXX)21.

[_____]22

[_____]23

13 Raison sociale de l'établissement bancaire ayant émis la Garantie Bancaire à première demande.
14 Adresse de l'établissement bancaire ayant émis la Garantie Bancaire à première demande.
15 Date d'envoi de la Lettre d'Appel en Garantie.
16 Date d'émission de la Garantie Bancaire à première demande.
17 Indiquer le numéro du compte bancaire de RTE.
18 Indiquer la dénomination et l'adresse de la banque auprès de laquelle le compte ci-dessus est ouvert
19 Montant appelé
20 Raison sociale du participant
21 Référence de l'accord de participation
22 Nom, Prénom et titre du signataire
23 Signature

ANNEXE 9. MODÈLES DE FICHES CONCERNANT LES DÉFAILLANCES DE RÉGLAGE ET LES INDISPONIBILITÉS SUPÉRIEURES À 60 JOURS

FICHE RELATIVE AU SUIVI D'UNE DÉFAILLANCE DE RÉGLAGE

TITRE :

2 CHOIX POSSIBLES : NOTIFICATION PAR RTE D'UNE DÉFAILLANCE DE RÉGLAGE
OU
ACCUSÉ DE RÉCEPTION PAR RTE D'UNE DÉFAILLANCE DE RÉGLAGE

URSE :	
N° DE LA FICHE : 10	Responsable de Programmation ou Responsable de Réserve :
Indice : 3	Code du groupe ou de l'EDR : ABCDET 1
	N° dossier RP RR :

Date de déclaration :

Date de Notification :

Ouverture de la fiche le :	Date de génération de la fiche :

Description de l'écart de performance ou de la défaillance de réglage :

Réglage concerné : *choix entre RPF, RSFP, RegUQ, RST/RSPF, CS*

Sur quoi porte l'écart : *choix entre U1,U4,U5,U6,F2,F3,F4,F5,F6*

Limitation en fourniture au point de livraison en MVAR :

Limitation en absorption au point de livraison en MVAR :

Date de début d'écart : *12/04/05* Part de réglage indisponible 1 en % :

Date de modification 1 : *23/08/05* Part de réglage indisponible 2 en % :

Date de modification 2 : *15/09/05* Part de réglage indisponible 3 en % :

Description de l'écart : aspect technique et aspect contractuel

Limitation à 110 Mvar pour 300 Mvar attendus

A partir du 23/08/05 limitation à 150 Mvar pour 300 Mvar attendus

A partir du 15/09/05 limitation à 250 Mvar pour 300 Mvar attendus

Début de la période d'observation :

Fin de la période d'observation :

Impact sur la rémunération : oui/non

Rédacteur : Fonction : Date :

ACCEPTATION PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION OU RESPONSABLE DE RESERVE

(accord par défaut en l'absence de réponse dans un délai d'un mois à compter de la Notification)

Acceptation : *oui/non*

Motif du refus :

Responsable RTE : Fonction : Date :

PROPOSITION DE RÉSORPTION DE L'ÉCART PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION OU RESPONSABLE DE RESERVE

Date prévisionnelle de Mise en Conformité :

(90 jours par défaut en l'absence de réponse du Responsable de Programmation ou Responsable de Réserve dans un délai d'un mois à compter de la Notification)

La Mise en Conformité nécessite l'arrêt du groupe : *oui/non*

Commentaires :

Responsable RP ou RR : Fonction : Date :

ACCEPTATION DE LA PROPOSITION PAR RTE

Accord par défaut en l'absence de réponse dans les 8 jours à compter de la Notification de la date prévisionnelle de Mise en Conformité

Acceptation : *oui/non*

Motif du refus :

Responsable RTE : Fonction : Date :

MODIFICATION DE LA DATE PREVISIONNELLE DE MISE EN CONFORMITE PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION OU RESPOSABLE DE RESERVE (NECESSITE D'ORDRE TECHNIQUE)

Envoi par le Responsable de Programmation ou le Responsable de Réserve au plus tard 15 jours avant la date initialement fixée

Date prévisionnelle de mise en Conformité modifiée :

La Mise en Conformité nécessite l'arrêt du groupe : *oui/non*

Justification :

Responsable RP ou RR : Fonction : Date :

MODIFICATION DE LA DATE PREVISIONNELLE DE MISE EN CONFORMITE SUITE AU REPORT D'UN ESSAI PAR RTE

Date prévisionnelle de Mise en Conformité après report :

Commentaires :

Essai reporté :

Responsable RP ou RR ou RTE suivant le cas *:* Fonction : Date :

MISE EN CONFORMITE

Date contractuelle de Mise en Conformité (1) :

Commentaires :

Responsable (2) : Fonction : Date :

(1) : Date réelle de Mise en Conformité à l'exception de deux cas particuliers. Premier cas : la date prévisionnelle est reportée suite à un report d'essai demandé par RTE et le groupe est mis en Conformité à la date prévisionnelle après report : la date contractuelle de Mise en Conformité est la date prévisionnelle (avant report). Deuxième cas : le RP ou RR demande le retrait du groupe suite à l'application de la clause incident grave : la date contractuelle de Mise en Conformité est la date de suppression du groupe des annexes des Règles.

(2) RP, RR ou RTE suivant le cas

CLÔTURE DE LA FICHE PAR RTE

Responsable RTE : Fonction : Date :

FICHE D'ALERTE

(PERFORMANCE ANORMALE VIS-A-VIS DES SERVICES SYSTEME)

URSE :	
N° DE LA FICHE : 10	Responsable de Programmation ou de Réserve:
Indice : 3	Code du groupe ou de l'EDR : ABCDET 1
Date de l'alerte :	
Ouverture de la fiche le :	Date de génération de la fiche :

DESCRIPTION DE L'ÉCART DE PERFORMANCE OU DE LA DÉFAILLANCE DE RÉGLAGE

Réglage concerné : *choix entre RPF, RSFP, RegUQ, RST/RSPF, CS*

Sur quoi porte l'écart : *choix entre U1,U4,U5,U6,F2,F3,F4,F5,F6*

Limitation U1/U4 en fourniture : *oui/non*

Limitation U1/U4 en absorption : *oui/non*

Date de début d'écart : *12/04/05*

Description de l'écart :

Limitation à 290 Mvar pour 300 Mvar attendus

Début de la période d'observation :

Fin de la période d'observation :

Cet écart n'a pas d'impact sur la rémunération

Rédacteur : Fonction : Date :

SUITE DONNÉE PAR L'EXPLOITANT

Date éventuelle de Mise en Conformité :

La mise en conformité nécessite l'arrêt du groupe :

Commentaires :

Responsable RP ou RR : Fonction : Date :

CLÔTURE DE LA FICHE PAR RTE

Responsable RTE : Fonction : Date :

FICHE D'INFORMATION INDISPONIBILITE > 60 JOURS

GROUPE DE PRODUCTION PARTICIPANT AU REGLAGE DE LA TENSION ET SITUE EN ZONE SENSIBLE

OU GROUPE APTE AU FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHRONE

URSE :	
N° DE LA FICHE : 10	Responsable de Programmation :
Indice : 3	Code du groupe : ABCDET 1
Date d'envoi par RTE de l'information :	
Ouverture de la fiche le :	Date de génération de la fiche :

Groupe de production en zone sensible : *oui/non*

Groupe apte au fonctionnement en compensateur synchrone : *oui/non*

DESCRIPTION DE L'INDISPONIBILITÉ

Date de début d'indisponibilité : *12/09/2005*

Date de fin d'indisponibilité : *18/02/2006*

Seuil d'abattement (1) : *0*

(1) : Cas particuliers où le seuil d'abattement est supérieur à 60 jours (visite décennale, remplacement GV, vidange décennale, travaux de rénovation du contrôle-commande,...)

Commentaires :

Groupe annoncé indisponible pour révision

CONSÉQUENCES FINANCIÈRES INDICATIVES (AU DELÀ DU SEUIL CONTRACTUEL)

Abattement groupe en zone sensible (€/jour) : *25*

Abattement groupe apte au fonctionnement en compensateur synchrone (€/jour) : *0*

Les montants exacts seront calculés lors de la facturation trimestrielle

Rédacteur : Fonction : Date :

REMARQUES DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Responsable RP ou RR :	Fonction :	Date :

CLÔTURE DE LA FICHE PAR RTE

Responsable RTE :	Fonction :	Date :

ANNEXE 10. QUESTIONNAIRE CLIENT

Ce questionnaire est destiné à vérifier la fiabilité du demandeur.

Le Responsable de Réserve dispose d'un droit d'accès et de rectification portant sur les données à caractère personnel transmises lors de la réponse à ce questionnaire. A cette fin, le Responsable de Réserve contacte son correspondant RTE dont les coordonnées figurent en Annexe 2.

	1. INFORMATIONS GÉNÉRALES	
1.1	Nom de la société :	
1.2	Adresse du siège social :	
1.3	Code EAN / n° TVA intracommunautaire :	
1.4	Nom des représentants légaux :	
1.5	Téléphone (standard) :	
1.6	Site Internet :	
1.7	Statut de la société :	

1.8	Date de création :	
1.9	Lieu et numéro d'immatriculation de la société :	
1.10	Objet social déclaré :	
1.11	Nombre de salariés :	
1.12	Capital social :	
1.13	Total du bilan de la société	
1.14	Qui sont les principaux actionnaires ?	Fournir la liste des actionnaires détenant directement ou indirectement plus de 10% de la société (sociétés, actionnaires, personnes physiques)
1.15	Information sur l'évolution de la structure d'actionnaires et des fonds propres au cours des 3 dernières années :	

1.16	Certification obligatoire des comptes selon la législation en vigueur	☐non ☐oui
1.17	Société en charge de la certification des comptes	Préciser le nom et les coordonnées de l'organisme de certification
1.18	Nom et domiciliation de la banque du Responsable de Réserve :	

	2. ACTIVITES	
2.1	Activités principales de la société :	☐ Activités financières ou assurances ☐ Activités industrielles ☐ Activités commerciales et de trading ☐ Collectivité locale ou organisme public ☐ Consommateur d'énergie ☐ Autres (à préciser) : …
2.2	Description détaillée des activités :	
2.3	Expérience sur le marché de l'électricité	Nombre d'années : Fournir une description détaillée de l'expérience :
2.4	Comment la société est-elle organisée ?	Décrire les structures dédiées à l'activité de marché (organisation, nombre de personnes, outils informatiques utilisés, etc.)

2.5	Est-elle membre d'une ou de plusieurs associations professionnelles ?	☐non ☐oui Si oui, merci de préciser :
2.6	Description de l'activité sur le marché français	Bourse : ☐oui ☐non Gré à Gré (OTC) : ☐oui ☐non Interconnexions : ☐oui ☐non si oui, préciser sur quelles frontières Mécanisme d'Ajustement : ☐oui ☐non Autres : à préciser…
2.7	Est-elle active sur d'autres marchés énergétiques, de marchandises ou financiers ?	☐non ☐oui Si oui, préciser lesquels et dans quels pays :

2.8	Est-elle titulaire d'un autre de contrat de responsable d'équilibre en France ?	☐non ☐oui
2.9	Fournit-elle des réserves primaires ou secondaires dans un autre pays ?	☐non ☐oui Si oui, préciser lesquelles et depuis quand:
2.10	Description de la typologie de la clientèle et si possible fournir des noms :	
2.11	Description des différents types d'actifs de fourniture de réserve :	

3. MOTIVATIONS		
3.1	Raisons pour lesquelles la société souhaite accéder au dispositif de Responsable de Réserve :	
3.2	Estimation de l'activité globale sur le marché français des réserves primaires et secondaires	Fournir une estimation :

Je déclare que toutes les réponses fournies dans ce questionnaire sont exactes et qu'aucune information requise n'a été omise.

J'accepte de répondre ultérieurement aux éventuelles questions complémentaires de RTE.

Fait à …

Le ../../20..

Nom et signature du représentant légal de la société (*) :

(*) : Fournir un justificatif des pouvoirs de représentation de la société (exemple : extrait Kbis) et une copie d'un document officiel attestant de l'identité du représentant légal de la société (exemples : passeport, carte nationale d'identité, etc.).