Le réseau de transport d'électricité

Règles du Mécanisme de Capacité

Version XX en vigueur au [jour] [mois] [année]

SOMMAIRE

A. Introduction 6

A.1. Définitions 6

A.2. Préambule 20

B. Dispositions générales 21

B.1. Cadre juridique 21

B.2. Entrée en vigueur et révision des Règles 22

B.3. Responsabilité 24

B.4. Force majeure 25

B.5. Règlement des différends 25

B.6. Arrondis 26

B.7. Droit et langue applicables 26

B.8. Propritété intellectuelle 26

B.9. Confidentialité 27

B.10. Données personnelles 28

C. Paramètres du Mécanisme de Capacité 29

C.1. Rapport de paramétrage 29

C.2. Paramètres définis dans les Règles du Mécanisme de Capacité 31

C.3. Notification des dates 33

C.4. Pays autorisés à participer au Mécanisme de Capacité dans le cadre d'une Procédure Approfondie 33

D. Modalités de participation et de gestion des Périmètres 34

D.1. Modalités relatives au Contributeur à la taxe de répartition des coûts du Mécanisme de Capacité 34

D.2. Modalités de participation du Titulaire de Périmètre de Certification 39

E. Certification 42

E.1. Principes de la certification 42

E.2. Processus de certification 43

E.3. Contenu d'une Demande de Certification 45

E.4. Caractéristiques d'une EDC 47

E.5. Périmètre de Sites d'une EDC 53

E.6. Calcul du Volume Certifié 58

E.7. Modification d'une EDC certifiée 59

F. Contractualisation 60

F.1. Modalités de contractualisation avec RTE 60

F.2. Enchères 63

F.3. Marché Secondaire 67
G. Contrôle de la disponibilité 70
G.1. Principes généraux du contrôle de la disponibilité 70
G.2. Respect des seuils d'émissions de gaz à effet de serre 70
G.3. Méthode Standard 71
G.4. Méthode Normative 93
H. Règlement financier du TPC 96
H.1. Rémunération du TPC 96
H.2. Pénalités liées à l'Ecart du TPC 96
H.3. Frais de gestion des TPC 98
I. Calcul et régularisation de la Quote-part de Contribution 99
I.1. Coût du Mécanisme de Capacité 99
I.2. Puissances de Référence 100
I.3. Quotient 111
I.4. Quote-part de Contribution 111
I.5. Frais de gestion des Contributeurs 113
J. Facturation et paiement 113
J.1. Règlement financier du TPC 113
J.2. Collecte de la Quote-Part de Contribution 116
J.3. Défaut de paiement en cas d'erreur de compte bancaire 118
K. Indicateurs et publications 119
L. Modalités relatives aux missions des GRD 120
L.1. Objet 120
L.2. Obligations générales des Parties 120
L.3. Contractualisation entre RTE et le GRD 120
L.4. Modalités relatives à la certification 121
L.5. Modalités relatives au contrôle de disponibilité des EDC contractualisées 123
L.6. Modalités relatives aux calculs des Quote-parts de Contribution 127
M. Dispositions particulières 132
M.1. Effacements indissociables de la fourniture (EIF) 132
M.2. EDC à Contractualisation Pluriannuelle 132
M.3. EDC localisées en Belgique 132
M.4. EDC localisées en France participant à d'autres Mécanismes de Capacité 136
M.5. Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion 137
N. Dispositions transitoires 139
N.1. Calcul de la Contribution estimée au titre de la PL 2026-27 139

N.2. Prise en compte du dispositif AOLT 139
N.3. Mandats de délégation de l'Exploitant au TPC acceptés pour la certification de la PL 26-27 141
ANNEXES 142
ANN-I. Calcul des coefficients de contrainte de stock 142
ANN-II. Méthode de calcul du gradient selon la méthode par delta 148
ANN-III. Méthode de lissage de la température 151
ANN-IV. Paramètres du mecanisme 152
ANN-V. Modèle de conditions particulières entre RTE et un GRD 153
ANN-VI. Déclaration de mandat entre un GRD et un tiers 156
ANN-VII. Formulaire de demande de conclusion d'un Accord de Participation au Mécanisme de Capacite en qualité de TPC 158
ANN-VIII. Accord de Participation au Mécanisme de Capacite en qualité de TPC 161
ANN-IX. Mandat de délégation de l'Exploitant au TPC pour la certification de Sites de Soutirage 165
ANN-X. Mandat de délégation de l'Exploitant au TPC pour la certification de Sites d'Injection ou de Stockage 167
ANN-XI. Déclaration sur l'honneur pour les Sites de Soutirage Disposant d'une puissance souscrite ≤ 36 KVA ou pour les Sites de Soutirage Soutirage Disposant d'une puissance souscrite ≤ 250 KW rattachés à une EDC de plus de 1 000 Sites 169
ANN-XII. Déclaration sur l'honneur pour les Sites d'Injection ou de Stockage disposant d'une puissance souscrite ≤ 36 kVA 170
ANN-XIII. Déclaration de la qualite de TPC en tant qu'Exploitant ou acheteur obligé des Sites 171
ANN-XIV. Mandat de délégation de l'Acheteur Obligé au TPC pour la certification de Sites d'Injection sous obligation d'achat 172
ANN-XV. Formulaire d'identification d'un Groupe de Calendrier Fournisseur à Période Mobile 174
ANN-XVI. Engagement de respect des limites d'émissions de CO2 des EDC certifiées au titre du Mécanisme de Capacité pour les Sites raccordés au RPD 175
ANN-XVII. Attestation de respect des limites d'émissions de CO2 des EDC certifiées au titre du Mécanisme de Capacité pour le contrôle de disponibilité 177
ANN-XVIII. Mandat d'auto-facturation de RTE pour le compte du TPC 179
ANN-XIX. Mandat de prélèvement SEPA 182
ANN-XX. Formulaire d'identification des Contributeurs 185
ANN-XXI. Formulaire de déclaration du périmètre d'un Contributeur 187
ANN-XXII. Accord de rattachement d'un consommateur au périmètre d'un Contributeur 188
ANN-XXIII. Accord de retrait d'un consommateur au périmetre d'un Contributeur 190
ANN-XXIV. Accord de rattachement d'un Acheteur de Pertes à un périmètre de

Contributeur 191
ANN-XXV. Formulaire d'identification d'une EDC AOLT 193
ANN-XXVI. Accord de délégation du signataire du contrat AOLT au TPC 194
ANN-XXVII. Accord de délégation du « Fournisseur de Capacité » du mécanisme de remuneration de capacite belge à un TPC 195

A. Introduction

A.1. Définitions

Tous les mots ou groupes de mots utilisés dans les présentes Règles ayant leur première lettre en majuscule ont la signification qui leur est donnée ci-dessous.

Termes	Définitions
Accord de Participation	Contrat conclu entre RTE et un Participant par lequel ce dernier s'engage à respecter les Règles du Mécanisme de Capacité. Chaque Accord de Participation est conforme au modèle joint en Annexe des Règles.
Acheteur de Pertes	Gestionnaire du Réseau Public de Transport ou Gestionnaire de Réseau de Distribution situé sur le territoire métropolitain continental se fournissant en électricité pour compenser ses pertes.
Acheteur Obligé d'Electricité ou Acheteur Obligé	Selon le cas : - Electricité de France ou une Entreprise Locale de Distribution responsable de la fourniture d'énergie dans sa zone de desserte, chargés de conclure un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par des Installations de Production qui en font la demande, dans les conditions définies aux articles L.311-10 et L.314-1 du code de l'énergie ; - ou un organisme agréé tel que mentionné à l'article L.314-6-1 du code de l'énergie auquel un contrat d'achat peut être cédé en application de ce même article.
Acompte	Les Acomptes s'entendent des sommes versées par les Contributeurs au titre de la quote-part de Contribution, en application des articles L. 322-6 et et L.322-8 du code des impositions sur les biens et services.
Acteur	Peut être un Participant, un Gestionnaire de Réseau, un Utilisateur ou un Fournisseur d'Electricité.
Acteur d'Ajustement	Participant ayant signé un Accord de Participation aux Règles relatives au Mécanisme d'Ajustement permettant de déposer des offres sur le Mécanisme d'Ajustement.
Acteur Obligé	Partie soumise à l'Obligation de Capacité au sens des Règles du Mécanisme de Capacité publiées par arrêté le 5 octobre 2023.
Agrégat	EDC ou regroupement d'EDC. Un Agrégat d'Injection ne peut contenir que des EDC d'Injection ; un Agrégat de Soutirage ne peut contenir que des EDC de Soutirage. Toutes les EDC d'un Agrégat doivent être rattachées au même TPC.

	Un Agrégat peut être journalier ou annuel. À défaut d'une précision explicite, un Agrégat désigne un Agrégat annuel.
An ou Année	Année civile débutant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre.
Année de Livraison ou AL	Période de 12 Mois débutant au 1er janvier d'une année AL, et finissant au 31 décembre d'une année AL, au sens des Règles du Mécanisme de Capacité publiées par arrêté le 5 octobre 2023.
Annexe	Document fourni en annexe des présentes Règles.
Appel d'Offres Long Terme	Appel d'offres destiné à favoriser le développement de nouvelles Capacités, notamment de stockage et d'effacement, lancé dans le cadre du mécanisme de capacité tel qu'approuvé par la Commission européenne du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aide d'Etat SA.39621.
Article	Division d'un chapitre décrivant une ou plusieurs dispositions des Règles.
Bilan Prévisionnel	Etude prospective de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité qui éclaire les perspectives d'évolutions du système électrique. Sa réalisation est confiée à RTE par l'article L.141-8 du code de l'énergie.
Bloc	Quantité d'énergie déclarée par un Responsable d'Equilibre sur un Pas de Temps. Un Bloc est issu d'un Programme d'Echange de Blocs (PEB), pour une Journée de Livraison.
Calendrier Fournisseur à Période Mobile	Programmation de la grille Fournisseur du Compteur à partir d'un calendrier défini par le Fournisseur et comptabilisant les consommations d'énergie active suivant des postes horosaisonniers définis par le Fournisseur, différents de ceux du TURPE.
Capacité	Ensemble d'un ou plusieurs Site(s)
Capacité d'Ajustement Maximale à la Baisse	Réduction maximale de puissance qu'un Site de Soutirage est en mesure de réaliser lors d'un ajustement au titre du Mécanisme d'Ajustement.
Capacité d'Effacement Maximale à la Baisse	Réduction maximale de puissance qu'un Site de Soutirage est en mesure de réaliser lors d'un effacement de consommation au titre du dispositif NEBCO.
CARD ou Contrat d'Accès au Réseau de Distribution	Contrat au sens de l'article L.111-91 du code de l'énergie, conclu entre un Utilisateur et un GRD pour un Site, et donnant droit au titulaire à accéder au Réseau Public de Distribution. Le CARD peut être associé à une Convention de Service de Comptage.

CART ou Contrat d'Accès au Réseau de Transport	Contrat au sens de l'article L.111-91 du code de l'énergie, conclu entre un Utilisateur et RTE pour un Site, et donnant droit au titulaire à accéder au Réseau Public de Transport.
Chronique	Série de valeurs horodatées au Pas de Temps.
Chronique de Modulation Réalisée à la Baisse	Ensemble de valeurs couvrant un Pas de Temps et au kilowatt des réduction de consommation réalisées par une Entité d'Effacement, établi par RTE.
Code EIC	Système d'identification unique des acteurs et des objets (par exemple : entités, zones, points de mesures, interconnexions…) du système électrique défini par ENTSO-E.
Coefficient d'Observabilité en Méthode Normative	Coefficient calculé par le Gestionnaire de Réseau qui abat le Volume Disponible des EDC certifiées en Méthode Normative selon l'existence et l'état de mise en service de Sites.
Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard	Coefficient calculé par RTE qui abat le Volume Disponible des Agrégats selon le résultat des audits et de la performance des activations.
Commission de Régulation de l'Energie ou CRE	Autorité administrative indépendante chargée de la régulation du secteur de l'énergie en France dont les missions, l'organisation, le fonctionnement, les attributions, ainsi que les pouvoirs d'enquête et de contrôle sont notamment définis aux articles L.131-1 à L.135-16 du code de l'énergie.
Compteur	Dispositif de mesure d'énergie active et/ou réactive associé à une mémorisation par période fixe des énergies mesurées.
Conditions d'Utilisation de l'Offre (CUO) ou Conditions d'Utilisation	Paramètres spécifiés par l'Acteur d'Ajustement que RTE s'engage à respecter dans l'utilisation d'une offre d'ajustement spécifique formulée.
Consommateur ou Consommateur Final	Consommateur au sens de l'article L.331-2 du code de l'énergie.
Consommation Réalisée	Ensemble des mesures en quantité d'énergie électrique regroupant indifféremment sur les Périodes de Pointe d'une Période de Livraison, à différentes maille de contribution, la consommation des sites télerelevés, profilés ou les pertes électriques des gestionnaires de réseau.
Consommation Corrigée	Au sens de l'Article I.2.3.2 des présentes Règles
Contractualisation pluriannuelle	S'entend au sens de l'article L.316-6 du code de l'énergie.
Contrat d'Accès au Réseau ou CAR	Contrat permettant à un Site d'accéder soit directement au Réseau de Transport (CART) ou au Réseau de Distribution (CARD ou contrat unique ou contrat intégré) soit indirectement (Contrat de Service de Décompte).
Contrat d'Obligation d'Achat	Contrat conclu entre un Exploitant de Capacité de Production et un Acheteur Obligé en application du dispositif d'Obligation d'Achat.
Contrat de Service de Décompte	Contrat que peut conclure RTE ou un GRD avec un Producteur ou un Consommateur pour un Site non directement raccordé au Réseau (site en décompte). Ce contrat prévoit la désignation du Responsable d'Equilibre auquel est rattaché le Site en décompte et la description des modalités de comptage et de

	décompte de l'énergie livrée à ce Site en décompte. Le service de décompte peut être contractualisé avec le Gestionnaire de Réseau en tant que Prestations Annexes au sens de l'article L.341-3 alinéa 3, auquel cas le Contrat de Service de Décompte désigne le contrat de prestations annexes.
Contrat Intégré	Contrat conclu entre le Fournisseur historique et un Consommateur. Ce contrat a pour objet de définir tant les modalités de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente que les modalités techniques, juridiques et financières d'accès au Réseau public d'électricité.
Contrat Unique	Contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Consommateur et un Fournisseur unique pour un ou des Points de Livraison.
Contributeur	Le Contributeur au mécanisme de capacité s'entend comme : - La personne autorisée par application de l'article L.333-1 du code de l'énergie, pour les quantités d'électricité qu'elle fournit à des personnes qui les consomment sur le territoire de taxation mentionné à l'article L.322-10 du code des impositions sur les biens et services ; - La personne qui consomme de l'électricité sur le territoire de taxation, y compris pour compenser ses pertes, pour les quantités d'électricité qui ne sont pas fournies par un Fournisseur.
Contribution de l'Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement	Reflète l'apport d'une interconnexion entre la France et un Etat Participant Interconnecté à la réduction du risque de défaillance.
Convention de Service de Comptage	Convention signée entre un GRD et un client titulaire d'un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution (CARD) afin de compter distinctement une partie de l'énergie du site. Cette convention prévoit la désignation du Responsable d'Équilibre auquel est rattachée l'installation qui bénéficie du service de comptage et la description des modalités de comptage.
Convention RTE – GRT Transfrontalier	Convention conclue entre RTE et le GRT Transfrontalier permettant l'application de la Procédure Approfondie. La Convention RTE-GRT Transfrontalier est approuvée par la CRE et homologuée par le Ministre en charge de l'énergie.
Courbe de Charge ou CdC	Chronique de la puissance moyenne d'Injection ou de Soutirage Télérelevé issues de mesures via un Compteur sur un Pas de Temps. La Courbe de Charge peut être celle d'un Site ou d'un ensemble de Sites raccordé au RPT ou au RPD, d'un poste électrique alimentant le RPD depuis le RPT, ou d'une Entité, etc. Chaque valeur de puissance est identifiée à partir de l'Année, du Jour et de l'heure du début du Pas de Temps.
Courbe de Demande	Courbe établie en amont de chaque enchère, qui représente le besoin de couverture en Capacité pour une PL donnée.
Courbe de Réalisation à la Baisse ou à la Hausse	Chronique de puissance moyenne issue de l'application d'un contrôle du réalisé au titre du Mécanisme d'Ajustement ou pour un Calendrier Fournisseur à Période Mobile. Elle résulte de la différence entre une Courbe de Référence et, pour les Sites

	Télérelevés, une Courbe de Charge ou, pour les Sites Profilés, une Courbe Réalisée. Elle sera à la Baisse pour une réduction de la consommation, ou à la Hausse pour une augmentation de la production.
Courbe de Référence	Chronique de puissance moyenne représentant le volume d'électricité que le Site de Soutirage aurait consommé ou que le Site d'Injection aurait produit en l'absence d'Ordre d'Ajustement pour une EDA ou de Modulation pour une EDE ou un panel de sites EIF, conformément aux Règles de Marché de RTE.
Courbe Réalisée	Chronique de puissance moyenne de Soutirage d'un Site Profilé ou d'un ensemble de Sites Profilées issues de l'application d'un Profilage de la consommation, conformément aux Règles de Marché de RTE.
Demande de Certification	Demande préalable à la certification, effectuée auprès d'un Gestionnaire de Réseau.
Durée Minimale d'Utilisation ou Domin	Durée, exprimée en minutes et à une résolution de 5 minutes, pendant laquelle une Offre d'Ajustement activée ne peut être désactivée.
Ecart du TPC	Différence entre la somme du Volume Disponible de chaque Agrégat et le Volume Contractualisé total du TPC sur l'ensemble de ses EDC pour une PL donnée.
Effacement de Consommation ou Effacement ou Modulation de Consommation à la Baisse ou Modulation à la Baisse	Conformément à l'article L.271-1 du code de l'énergie, action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs Consommateurs finals par un Opérateur d'Effacement ou un Fournisseur d'Electricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur le RPT ou RPD d'un ou plusieurs Sites de Soutirage, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou une consommation estimée.
Effacement Indissociable de l'offre de Fourniture ou EIF	Effacement obtenu dans le cadre d'une offre de fourniture définie à l'article R.271-2 du code de l'énergie, caractérisée par des périodes mobiles signalées avec un préavis défini au consommateur, au cours desquelles la part variable du prix de fourniture est significativement plus élevée que le reste de l'année et pour lesquelles une comptabilisation distincte des quantités d'électricité consommées est effectuée.
ELD ou Entreprise Locale de Distribution	Gestionnaire de Réseau de Distribution défini à l'article L.111-52 2 du code de l'Energie.
Elia	Société anonyme, Gestionnaire du Réseau de Transport d'électricité en Belgique
Enchère du Mécanisme de Capacité ou Enchère	Procédure de sélection organisée par RTE pour contractualiser les Capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement pour une PL donnée.
Entité d'Ajustement ou EDA	Unité élémentaire d'ajustement rattachée à un unique périmètre d'ajustement, apte à injecter ou à soutirer sur le Réseau une quantité d'électricité donnée pendant une période

	donnée pour répondre à une demande de RTE visant à assurer l'équilibre du système électrique français. Une EDA est constituée d'un ou plusieurs Groupes de Production et/ou d'un ou plusieurs Sites ou d'un Point d'Echange. Une EDA correspond à un des cinq types suivants : - EDA Point d'Echange, ou - EDA Injection RPT, ou - EDA Injection RPD, ou - EDA Soutirage Télérelevée, ou - EDA Soutirage Profilée. Une EDA doit être qualifiée pour offrir un ou plusieurs types de produits standard.
Entité d'Effacement ou EDE	Unité élémentaire de Modulation de Consommation rattachée à un unique périmètre d'Effacement, apte à réaliser des Modulations de Consommation. Une EDE est constituée d'un ou plusieurs Sites de Soutirage.
Entité de Certification ou EDC	Regroupement de Sites d'Injection ou de Soutirage ou d'Interconnexion faisant l'objet d'une certification pour une Période de Livraison donnée.
ENTSO-E	L'association « European Network of Transmission System Operators for Electricity ».
Etat Participant Interconnecté	État membre de l'Union Européenne dont le réseau électrique est relié par une interconnexion au réseau électrique de la France métropolitaine continentale.
Exploitant d'une Capacité d'Effacement	-Titulaire du Contrat d'Accès au Réseau, du Contrat de Service de Décompte, du Contrat Unique, ou du contrat au tarif de vente réglementé associé au Site de Soutirage ; - Personne morale disposant d'un mandat du titulaire Contrat d'Accès au Réseau, du Contrat de Service de Décompte, du Contrat Unique, ou du contrat au tarif de vente réglementé du Site de Soutirage, pour chaque Site de Soutirage constituant la Capacité d'Effacement.
Exploitant d'une Capacité de Production	Titulaire du Contrat d'Accès au Réseau ou du Contrat de Service de Décompte dont la Capacité de Production fait l'objet, ou son mandataire.
Fournisseur d'Électricité ou Fournisseur	Personne physique ou morale autorisée, au titre de l'article L.333-1 du code de l'énergie, à exercer une activité d'achat pour revente d'électricité aux Consommateurs finals ou aux Gestionnaires de Réseaux pour leurs pertes. Un Fournisseur peut agir en tant que Fournisseur de Secours au sens de l'article L.333-3 du code de l'énergie.
France	France métropolitaine continentale.
Gestionnaire de Réseau de Distribution ou GRD	Personne physique ou morale responsable de l'exploitation, de la maintenance et, si nécessaire, du développement du Réseau de distribution dans une zone donnée et, le cas échéant, de ses interconnexions avec d'autres réseaux, et chargée de garantir

	la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité, conformément à la Directive 2019/944.
Gestionnaire de Réseau de Transport ou GRT ou Exploitant de Système	Personne physique ou morale qui est responsable de l'exploitation, de la maintenance et, si nécessaire, du développement du Réseau de Transport dans une zone donnée et, le cas échéant, de ses interconnexions avec d'autres réseaux, et chargée de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de transport d'électricité, conformément à la Directive 2019/944.
Gestionnaire de Réseau ou GR	Gestionnaire de Réseau de Transport ou Gestionnaire de Réseau de Distribution.
Gradient de Thermosensibilité	Caractérise la sensibilité d'une Consommation aux variations de température.
Groupe d'un Calendrier Fournisseur à Période Mobile ou Groupe à Période Mobile	Le Groupe à Période Mobile permet de simplifier la gestion des ordres de passage en période de pointe mobile en regroupant plusieurs sites rattachés au sein d'un même Calendrier Fournisseur à Période Mobile.
GRT Transfrontalier	L'ensemble des Gestionnaires de Réseau publics de Transport d'un Etat Participant Interconnecté.
Guichet de Certification	Plage de temps durant laquelle le dépôt d'une Demande de Certification complète et conforme par un TPC est autorisé.
Indice de Valorisation EDE	Coefficient déclaré au titre du Mécanisme de Capacité par le TPC via une collecte qui détermine si une valorisation sur le Mécanisme d'Ajustement ou sur le dispositif NEBCO est privilégiée.
Indisponibilité Fortuite du Réseau	Indisponibilité imprévisible et irrésistible d'un ouvrage du RPT ou du RPD 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.
Injection	Énergie assimilée à une production mesurée
Interconnexion	Ensemble de lignes électriques interconnectant le RPT avec le réseau du ou des Exploitants de Système d'un même pays limitrophe.
Interconnexion Régulée	Ensemble de lignes électriques et équipements associés destinés à des échanges transfrontaliers d'électricité et ne s'inscrivant pas dans le cadre dérogatoire régi par l'article 63 du règlement (UE) n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité.
Jour ou Journée ou J	Jour calendaire d'une période de 24 Heures, débutant à 0h00min00s et se terminant à 23h59min59s. 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.3133-1 du code du travail.

Jour Signalé Ecowatt	Jour pour lequel RTE identifie, sur la base d'analyses prévisionnelles, une menace sur la sécurité d'approvisionnement. Ce jour de forte tension sur le système électrique est signalé par RTE via la couleur rouge ou orange du dispositif Ecowatt.
Liaison	Relation entre une EDA ou une EDE et une EDC permettant de constituer un Agrégat afin d'en contrôler la disponibilité.
Marché Secondaire	Marché de gré-à-gré pour l'échange de Volumes Contractualisés sur le Mécanisme de Capacité.
Mécanisme d'Ajustement ou MA	Mécanisme mis en place par RTE, en application de ses missions légales (notamment l'article L.321-10 du code de l'énergie) et statutaires en vue de : - gérer en temps réel l'Equilibre P=C ; - reconstituer les minima requis en Réserves Primaire et Secondaire ; - reconstituer les minima requis en marge; - résoudre les Congestions du RPT.
Mécanisme de Capacité	Mécanisme mis en œuvre par RTE en application des présentes Règles.
Méthode de Certification Normative	Méthode de Certification dérogatoire utilisée pour les EDC dont l'injection à un caractère fatal.
Méthode de Certification Normative ou Méthode de Certification Standard	Méthodologie de calcul du Volume Certifié et du contrôle de la disponibilité spécifique à l'EDC.
Méthode de Certification Standard	Méthode de Certification des EDC appartenant à une filière non soumise ou non éligible à la Méthode de Certification Normative.
Modèle de Versement Contractuel	Conformément à l'article R.271-8 du code de l'énergie, dispositif pour lequel les modalités du versement dû par l'Opérateur d'Effacement ou l'Acteur d'Ajustement au Fournisseur à la suite d'un effacement de consommation d'électricité sont fixées par contrat entre eux et, le cas échéant, le consommateur final du Site de Soutirage. Ce dispositif s'applique dans les conditions prévues par le Chapitre 5 des Rgles de Marché de RTE.
Modèle de Versement Corrigé	Conformément à l'article R.271-8 du code de l'énergie, dispositif pour lequel le versement dû par l'Opérateur d'Effacement ou l'Acteur d'Ajustement au Fournisseur à la suite d'un effacement de consommation d'électricité est assuré par le Consommateur final. Le Fournisseur du Site de Soutirage lui facture, selon les modalités contractuelles en vigueur entre eux et sur la base de la part énergie du prix de fourniture, l'énergie qu'il aurait consommé en l'absence d'effacement. Ce dispositif s'applique dans les conditions prévues par le Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE.
Modèle de Versement Régulé	Conformément à l'article R.271-8 du code de l'énergie, dispositif pour lequel le versement dû par l'Opérateur d'Effacement ou l'Acteur d'Ajustement au Fournisseur à la suite d'un effacement de consommation d'électricité est établi en application de Barèmes Forfaitaires. Ce dispositif s'applique

	dans les conditions prévues par le Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE.
Modulation de Consommation ou Modulation	Une Modulation de Consommation correspond soit à un Effacement de Consommation soit à une augmentation ponctuelle du niveau de soutirage avant ou après une période d'Effacement dans le cadre d'un décalage de consommation, conformément à l'article L.271-1 du code de l'énergie. Dans le cas d'une baisse ponctuelle du soutirage, la Modulation est appelée « Modulation de Consommation à la Baisse » ou « Effacement de Consommation ». Dans le cas d'une augmentation ponctuelle du soutirage, la Modulation est appelée « Modulation de Consommation à la Hausse ».
Effacement de Consommation ou Effacement ou Modulation de Consommation à la Baisse ou Modulation à la Baisse	Conformément à l'article L.271-1 du code de l'énergie, action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs Consommateurs finals par un Opérateur d'Effacement ou un Fournisseur d'Electricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur le RPT ou RPD d'un ou plusieurs Sites de Soutirage, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou une consommation estimée.
Mois	Période débutant le premier Jour et se terminant le dernier Jour d'un des 12 mois d'une Année civile.
NEB RE-Site	Accord conclu entre un RE et un Consommateur en vue de la fourniture de Blocs par le RE à un Site de Soutirage Télérelevé RPT ou RPD du Consommateur. Le Site de Soutirage doit avoir fait l'objet d'un Contrat d'Accès au Réseau de Transport, d'un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou d'un Contrat de Service de Décompte et ne pas être rattaché au périmètre d'équilibre du RE.
Notification d'Échange de Blocs de Consommation ou NEBCO	Dispositif de déclaration auprès de RTE d'une modulation de consommation.
Notification ou Notifier	Échange écrit d'information transmis par une Partie à une autre Partie : - soit par une signification en mains propres contre reçu ; - soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ; - soit par moyen électronique avec accusé de réception.
Obligation de capacité ou Obligation	Obligation faite par l'article L.335-1 du code de l'énergie à chaque Fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses Clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité.
Obligation d'Achat	Dispositif législatif obligeant EDF et les Entreprises Locales de Distribution à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production, à des conditions techniques et tarifaires imposée. Ce dispositif est encadré par les articles L.314-1 et R.314-1 et suivants du du code de l'énergie.
Offre d'Ajustement	Ensemble des conditions techniques et financières auxquelles l'Acteur d'Ajustement propose à RTE une variation de

	l'Injection ou du Soutirage d'une EDA, à la Hausse ou à la Baisse, sur le Mécanisme d'Ajustement.
Opérateur Désigné du Marché de l'Electricité ou NEMO	Opérateur des marchés journalier et infra-journalier de l'électricité tel que défini dans le Règlement (UE) 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.
Opérateur d'Effacement ou OE	Participant ayant signé un Accord de Participation relatif au Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE permettant de valoriser des Modulations de Consommation sur les marchés de l'électricité.
Ordre	Combinaison de prix et de volumes reflétant les conditions économiques souhaitées par un acheteur ou un vendeur sur une Enchère.
Ordre d'Ajustement	Message transmis, au titre du Mécanisme d'Ajustement, par RTE au receveur d'ordre, désigné par l'Acteur d'Ajustement, lui indiquant l'appel, la désactivation d'une offre ou l'annulation d'un ordre.
Organisme Agréé	Conformément à l'article L.314-6-1 du code de l'énergie, organisme agréé par l'autorité administrative qui, lorsqu'un producteur en fait la demande après la signature d'un Contrat d'Obligation d'Achat, peut se voir céder ce contrat.
Participant	Personne morale ayant signé un Accord de Participation avec RTE et remplissant les critères requis pour la ou les qualités mentionnées dans son Accord de Participation.
Partie	RTE, un Participant, ou toute autre personne signataire d'un modèle contractuel en Annexe des Règles.
Pas de Temps	Période de temps qui correspond à la granularité du calcul des écarts d'un Responsable d'Equilibre, conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur.
Pénalité	Compensation financière versée par le Participant à RTE pour ne pas avoir respecté un de ses engagements contractuels.
Périmètre d'un Contributeur ou Périmètre de Contribution	Référentiel de Sites de Soutirage ou d'Acheteurs de Pertes utilisé pour le calcul de la somme due au titre de la Quote-Part de Contribution d'un Contributeur aux coûts du Mécanisme de Capacité.
Périmètre d'un TPC ou Périmètre de Certification	Ensemble des EDC dont un TPC a demandé la certification pour une Période de Livraison donnée, au cours d'un ou plusieurs Guichets de Certification.
Période de Certification	Plage de temps permettant le traitement des demandes de certification déposées pendant le Guichet de Certification.
Période de Contractualisation	PL ou ensemble de PL durant lesquelles le TPC engage la disponibilité d'une EDC vis-à-vis de RTE.
Période de Livraison	Plage de temps constituée de cinq mois consécutifs. Elle débute le 1er novembre de l'Année N-1 et se termine le 31 mars de l'Année N.

Période de Pointe (PP)	Plage de temps représentative du paysage de défaillance du système électrique, s'entend au sens de l'article L.316-4 du code de l'énergie.
Prix de Référence de la Pénalisation des Ecarts (PRPE)	Prix auquel les écarts négatifs du TPC sont pénalisés à l'issue de la PL.
Prix d'Equilibre de l'Enchère	Prix du dernier Ordre de vente accepté dans la combinaison d'Ordres de vente retenue.
Prix d'Equilibre des Flexibilités	Prix du dernier Ordre de vente accepté dans la combinaison d'Ordres retenue associée au Volume Reservé aux Flexibilités.
Prix Plafond Global de l'Enchère	Prix maximum auquel un Ordre peut être soumis sur l'Enchère.
Prix Plafond Intermédiaire (PPI)	Prix constituant un plafond de rémunération pour les capacités existantes ne bénéficiant pas d'une dérogation.
Prix Plafond Transfrontalier	Prix du dernier Ordre de vente de la combinaison d'Ordres de vente pré-sélectionnée, dans le cas de la valorisation d'une Interconnexion en Procédure Approfondie.
Prix Spot de Référence	Le Prix Spot de Référence pour un pas de temps donné, est le prix moyen des prix du marché journalier de l'électricité en France établis par les NEMO désignés en France sur ce pas de temps pondéré des volumes traités par chaque NEMO sur ce pas de temps.
Prix Spot Maximum	Le Prix Spot Maximum pour un pas de temps donné, est le prix maximum du marché journalier de l'électricité en France autorisé par les NEMO désignés par les autorités françaises sur ce pas de temps.
Procédure Approfondie	Procédure de prise en compte explicite des Contributions de l'Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement selon les modalités prévues à l'Article R.316-6 du code de l'énergie.
Profilage de la consommation ou de la production ou Profilage	Méthode utilisée par les GRD pour estimer les consommations ou les productions de Sites Profilés raccordés au RPD. Cette méthode est basée sur la détermination de formes de consommation ou de production de catégorie d'Utilisateurs du Réseau : les Profils.
Programme d'Appel	Ensemble des cinq chroniques de puissance établies conformément aux principes décrits dans le Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE.
Programme d'Echange de Blocs ou PEB	Chronique de puissance déclarées par Pas de Temps pour l'ensemble d'une Journée de Livraison J faisant l'objet d'échange entre deux périmètres d'équilibre ou depuis un périmètre d'équilibre à destination d'un Site de Soutirage.
Programme de Marche Théorique Tracé par RTE	Programme d'Appel modifié de la puissance activée, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

Programme de Modulation Retenu	Chronique journalière au Pas de Temps et au kilowatt de la Modulation de Consommation retenue par RTE pour une Entité d'Effacement. Le Programme de Modulation Retenu est construit sur la base du Programme de Modulation Déclaré, puis Notifié par RTE à l'Opérateur d'Effacement.
Puissance Activable	Puissance sous condition d'un prix d'engagement déclarée par un TPC.
Puissance Attendue	Puissance calculée par RTE que le TPC s'engage à livrer au titre du Mécanisme de Capacité.
Puissance Maximale	Puissance maximale susceptible d'être fournie par une EDA via une Offre d'Ajustement implicite.
Puissance Maximale Offerte à la Hausse	Puissance maximale offerte par un Acteur d'Ajustement pour une EDA via une Offre d'Ajustement à la Hausse explicite.
Puissance de Référence	Puissance moyenne calculée par le GR représentant tout ou partie de la consommation d'un Site, ensemble de Sites ou des pertes d'un réseau de transport ou de distribution pendant les Périodes de Pointe.
Puissance Installée d'un Site	Puissance Installée telle que définie à l'article 3 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. La Puissance Installée d'un Site de Production est aussi la Puissance Installée indiquée dans le Contrat d'Accès au Réseau, le Contrat de Service Décompte du Site de Production ou la Convention de Service de Comptage..
Puissance Offerte	Puissances à la hausse mises à disposition du système calculées par RTE, à partir des puissances déclarées via les mécanismes de marché opérés par RTE ou via les collectes de Puissance Activable.
Puissance Réalisée	Puissance livrée au titre du Mécanisme de Capacité calculée par RTE.
Quote-Part de Contribution	Montant de la taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité attribué à chaque Contributeur.
Quotient	Coût du Mécanisme de Capacité divisé par la Puissance de Référence de l'ensemble des Contributeurs estimée en amont de la PL.
Règles	Ensemble des dispositions du présent document, instituant un cadre au Mécanisme de Capacité, qui sont approuvées par le Ministre chargé de l'énergie après avis de la CRE, aux termes de l'article R.316-2 du code de l'énergie.
Règles de Marché de RTE	Ensemble des règles régissant les mécanismes de marché français de l'électricité mis en place par RTE en application du code de l'énergie ou de la réglementation européenne. Chacune de ces règles est approuvée par la Commission de Régulation de l'Energie.
Règles SI	Règles d'accès au Système d'Information et Applications de RTE disponibles sur le Site Internet RTE.

Rente de Congestion	Ecart de rémunération sur une PL entre les EDC situées en France métropolitaine et les EDC localisées dans un Etat avec lequel RTE applique une Procédure Approfondie de participation transfrontalière.
Réseau de Transport d'Electricité ou RTE	Société anonyme gestionnaire du Réseau Public de Transport français exerçant ses missions conformément, notamment, aux articles L.321-6 et suivants du code de l'énergie.
Réseau Public de Distribution ou RPD	Ensemble des ouvrages définis à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales.
Réseau Public de Transport ou RPT	Ensemble des ouvrages mentionnés à l'article L.321-4 du code de l'énergie et dans le décret n°2005-172 du 22 février 2005 pris pour son application.
Responsable d'Equilibre ou RE	Participant ayant signé un Accord de Participation au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE, ayant la responsabilité financière de ses déséquilibres.
Semaine ou S	Période de 7 Jours calendaires commençant le samedi à 0 heures 00 minutes et 00 seconde et se terminant le vendredi suivant à 23 heures 59 minutes et 59 secondes.
Service d'Echange de Blocs	Service qui permet aux RE de programmer des échanges de Blocs au travers d'accords conclus de gré à gré, ou de programmer des ventes de Blocs à des Sites de Soutirage Télérelevés, et, à RTE de comptabiliser au sein de chaque périmètre d'équilibre les transferts de volumes d'énergie ainsi réalisés.
Services Système Fréquence ou SSYf	Services comprenant le Réglage Primaire et Secondaire de la fréquence définis selon les modalités prévues dans le Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE. Ils peuvent être à la Hausse ou à la Baisse.
Seuil d'Explicitation	Niveau minimum de la Contribution d'une Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement permettant la mise en œuvre d'une Procédure Approfondie
Site	Etablissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini par les articles R.123-220 du code de Commerce ou, à défaut, pour les sites qui sont dépourvus d'un tel numéro, de façon temporaire dans le cas d'un Site raccordé au RPT, par le lieu de production ou de consommation d'électricité. Un Site est soit un Site d'Injection soit un Site de Soutirage soit un Site de Stockage Stationnaire, de façon identique pour l'ensemble des mécanismes de marché auxquels il participe.
Site d'Injection ou Site de Production	Site auquel s'applique l'article L.311-1 du code de l'Energie, 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 de Transport, soit un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec ou sans Convention de Service de Comptage, soit un Contrat de Service de Décompte, soit un Contrat Unique en Injection. Il comprend un ou plusieurs Groupes de Production et, le cas échéant, un ou plusieurs Auxiliaires.
Site de Soutirage	Site appartenant à un Consommateur qui soutire de l'énergie électrique et pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès

	au Réseau de Transport, soit un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution auquel peut éventuellement être rattachée une Convention de Service de Comptage, soit un Contrat de Service de Décompte, soit un Contrat Unique, soit un Contrat Intégré. Ce Site est rattaché à un unique Responsable d'Equilibre.
Site de Soutirage Profilé	Un Site de Soutirage : - raccordé, directement ou indirectement, au RPD ; et - dont la Courbe de Charge de consommation est estimée par Profilage ; ou - raccordé à un GRD appliquant, pour ce Site de Soutirage, des dispositions simplifiées pour la reconstitution des flux et ne disposant pas d'une Installation de Comptage restituant des Courbes de Charges télérelevées.
Site de Stockage	Site associé à une ou plusieurs unités de stockage stationnaires, au sens de la Documentation Technique de Référence, exploitées par le même Utilisateur et pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau de Transport, soit un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution avec ou sans Convention de Service de Comptage, soit un Contrat de Service de Décompte, soit un Contrat Unique, soit un Contrat Intégré.
Site Télérelevé	Site doté d'une Installation de Comptage restituant des Courbes de Charges avec des valeurs mesurées et horodatées au Pas de Temps.
Site Internet de RTE	Site Internet dont l'adresse est : https://www.rte-france.com, ainsi que l'ensemble des sites Internet appartenant à RTE qui y sont référencés.
Soutirage	Énergie correspondant à une consommation mesurée ou une vente déclarée, et comptée négativement pour le calcul de l'Ecart du RE.
Suspension du Mécanisme de Capacité	Suspension administrative du Mécanisme de Capacité pour une Période de Livraison donnée prononcée avant la date de début du Guichet de Certification de cette Période de Livraison par Arrêté du Ministre en charge de l'énergie suite à l'identification de l'absence d'une difficulté d'adéquation des ressources pour cette Période de Livraison.
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 de Marché de RTE.
Température Extrême	Chronique de température utilisée afin de réprésenter l'aléa de thermosensibilité du système électrique pour une Période de Livraison.
Température France Lissée	Chronique de températures utilisée dans le calcul des gradients de thermosensibilité pour une Période de Livraison.
Titulaire de Périmètre de Certification	Personne morale ayant signé un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité avec RTE.
Utilisateur	Personne morale ou physique ayant conclu un Contrat d'Accès au Réseau de Transport, un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution, un Contrat Unique ou un Contrat Intégré permettant l'utilisation, soit en injection soit en soutirage, du RPT ou du RPD.

	Au sens des Règles de Marchés de RTE, un Utilisateur est également une personne physique ou morale ayant conclu un Contrat de Service de Décompte.
Vacances scolaires de Noël	Période définie par arrêté ministériel fixant le calendrier scolaire.
Volume Certifié	Volume en MW calculé par EDC et par PL par le GR, selon la Méthode de Certification qui s'applique à l'EDC.
Volume Contractualisé	Volume en MW représentant l'engagement de disponibilité du TPC vis-à-vis de RTE à la maille d'une EDC, pour une PL et pour la condition de rémunération associée.
Volume Disponible	Volume en MW dont la disponibilité effective a été constatée lors du contrôle de disponibilité du Mécanisme de Capacité pour une PL.
Volume Echangé	Volume en MW faisant l'objet d'une transaction sur le Marché Secondaire entre deux EDC appartenant au périmètre de deux TPC différents.
Volume Enchère	Volume en MW retenu lors d'une Enchère par EDC.
Volume Limite	Volume en MW représentant l'engagement maximal que le TPC peut contractualiser auprès de RTE via les Enchères ou via le Marché Secondaire.
Volume Réservé aux Flexibilité Décarbonées	Part du volume de la Courbe de Demande réservée de façon prioritaire aux EDC des filières « effacement » et « batterie » sur une Enchère.

A.2. Préambule

Le Mécanisme de Capacité constitue le dispositif visant à assurer l'objectif de sécurité d'approvisionnement en France, conformément à l'article L.141-7 du code de l'énergie.

Le Mécanisme de Capacité a été institué par l'article 19 de la Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025, désormais codifié aux articles L.316-1 et suivants du code de l'énergie, ainsi qu'à la section 1, du chapitre II du titre II du livre III, du code des impositions sur les biens et services.

Ses principes de fonctionnement sont déclinés au sein d'un corpus réglementaire formé par le décret n°XXX du XX XX XXXX.

Il a reçu l'approbation de la Commission Européenne au titre du droit des aides d'Etat le XX XX XXXX (décision SA. XXXX).

Le Mécanisme de Capacité est entré en vigueur le XX.XX. 2026, à la suite de la publication du décret XX XXX.

Il repose sur une acquisition directe, par le gestionnaire du réseau public de transport, des capacités correspondant aux besoins du système électrique, auprès des Exploitants de Capacités de Production et de Stockage et d'effacement de consommation. A cette fin, l'article L.316-8 du code de l'énergie dispose que « *tout Exploitant de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation raccordées au réseau public de transport ou de distribution et situées en métropole continentale est tenu d'en demander la certification par le gestionnaire du réseau public d'électricité auquel son installation est raccordée* ».

Ces Capacités sont ensuite sélectionnées « *dans le cadre de procédures concurrentielles, sur la base de critères transparents et non discriminatoires »,* organisées par le gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article L.316-6 du code de l'énergie.

Le gestionnaire couvrira ses coûts par un prélèvement auprès des Contributeurs, lesquels s'entendent des fournisseurs ou des consommateurs n'ayant pas recours à un fournisseur pour leur approvisionnement. L'article L.322-12 du code des impositions sur les biens et services dispose que « *le fait générateur de la taxe est constitué par la fourniture ou la consommation d'électricité par un contributeur au mécanisme de capacité, lorsqu'elle intervient pendant la période de tension de ce système ».*

En participant au Mécanisme de Capacité, les Exploitants de Capacités de production et de stockage et d'effacement de consommation s'engagent à se rendre disponibles, moyennant rémunération, durant les Périodes de Pointe du système électrique français.

Le Mécanisme de Capacité entre effectivement en fonctionnement le 1er novembre 2026 au titre de la Période de Livraison 2026-2027. Il fait suite à un précédent Mécanisme de Capacité, qui reposait sur des principes différents, et qui a couvert dix années de livraison, de l'année de livraison 2017 ouverte le 1er janvier 2017, à l'année de livraison 2026 qui s'est achevée le 31 mars 2026.

A titre transitoire, des procédures afférentes à l'extinction du précédent Mécanisme de Capacité et au lancement du nouveau Mécanisme de Capacité peuvent intervenir de manière concomitante mais elles demeurent et doivent être considérées comme intégralement distinctes l'une de l'autre.

B. Dispositions générales

B.1. Cadre juridique

En droit européen, le Mécanisme de Capacité est régi par les dispositions du Règlement n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, les dispositions du Règlement n°2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.

Les modalités d'approbation et de fonctionnement des Mécanismes de Capacité ont été précisées par la Commission Européenne à travers la Communication portant sur les lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie (2022/C 80/01), ainsi que la Communication portant sur l'encadrement des aides d'Etat visant à soutenir le pacte pour une industrie propre (C/2025/3605).

Le dispositif notifié le 17 novembre 2025 par les autorités françaises, a reçu l'approbation de la Commission Européenne le XX/XX/XXXX qui l'a considéré conforme à l'ensemble de ces dispositions.

En droit français, le fonctionnement du Mécanisme de Capacité est régi par les articles L.316-1 et suivants du code de l'énergie, ainsi qu'à la section 1, du chapitre II du titre II du livre III, du code des impositions sur les biens et services.

L'article R.316-2 du code de l'énergie renvoie le soin de définir différentes dispositions techniques aux présentes Règles de fonctionnement, qui font par conséquent partie intégrante du cadre juridique du dispositif. Elles précisent les conditions techniques, financières et juridiques de participation au Mécanisme de Capacité.

Ces dispositions confèrent en outre mandat à la CRE pour définir par délibération différents paramètres nécessaires au fonctionnement du Mécanisme de Capacité.

B.2. Entrée en vigueur et révision des Règles

B.2.1. Opposabilité

Les Règles sont opposables aux Parties au Mécanisme de Capacité, lesquelles s'entendent des Titulaires de Périmètre de Certification, Gestionnaires de Réseau ou toute autre personne morale signataire d'un modèle de contrat en Annexe des Règles.

Les Règles sont également opposables aux Contributeurs pour les chapitres et dispositions qui concernent l'établissement et le recouvrement de la Quote-Part de Contribution.

B.2.2. Entrée en vigueur

Les Règles sont opposables à l'ensemble des Parties et Contributeurs et ce, dès le lendemain de la publication au Journal Officiel de la République française de leur arrêté d'approbation, ou à toute autre date prévue explicitement dans l'arrêté d'approbation.

Les dispositions définies par délibération par la CRE, ainsi que toute modification ultérieure, sont opposables à l'ensemble des Parties dès le lendemain de la publication au Journal Officiel de la République française de la délibération portant approbation, ou à toute autre date prévue explicitement dans la délibération de la CRE.

B.2.3. Règle de prévalence

En cas de contradiction entre les dispositions des présentes Règles et des Contrats signés en application des Règles, les Règles prévalent sur les Contrats.

B.2.4. Révision

RTE peut établir sur son initiative ou à la suite de la demande d'un ou de plusieurs Participants, un projet de révision des Règles du Mécanisme de Capacité.

Le cas échéant les dispositions du chapitre sont révisées selon la procédure suivante :

1. RTE établit un projet de révision des Règles du Mécanisme de Capacité ;
2. Aux fins de l'élaboration du projet de révision, RTE associe l'ensemble des parties prenantes tout au long de l'élaboration du projet ;
3. RTE Notifie aux Participants le projet de révision ;
4. Dans un délai indiqué dans cette Notification, qui ne peut être inférieur à 1 Mois calendaire, les Participants peuvent Notifier à RTE leurs observations ou contre-propositions ;
5. A l'expiration du délai susmentionné, RTE élabore un nouveau projet de révision des Règles du Mécanisme de Capacité et le Notifie aux Participants, en tenant compte, le cas échéant, des observations et contre-propositions des membres de la CAM et des Participants, étant précisé que RTE peut refuser de les prendre en compte sous réserve de le justifier ;
6. RTE transmet à la CRE et au Ministre en charge de l'énergie le projet de révision, accompagné des résultats de la consultation, et justifie la prise en compte ou non des observations ou contre-propositions reçues lors de la phase de consultation.

Toute disposition dont les Règles prévoient qu'elles sont approuvées selon les modalités de révision prévues au dernier alinéa de l'article R.316-2 du code de l'énergie est soumise à l'avis de la Commission de Régulation de l'Energie. Ces propositions de révision sont approuvées si le Ministre en charge de l'énergie ne s'oppose pas aux modifications proposées dans un délai de 1 Mois après la publication de l'avis de la Commission de Régulation de l'Energie. Ces dispositions entrent en vigueur le lendemain de cette approbation implicite.

L'entrée en vigueur des nouvelles dispositions des Règles est précisée dans l'Arrêté Modificatif. A défaut, cette entrée en vigueur se fait au lendemain de la date de publication de l'arrêté au Journal officiel de la République française.

B.2.5. Suspension du dispositif

Conformément à l'article L.316-3 du code de l'énergie, le Mécanisme de Capacité peut être suspendu par arrêté du Ministre en charge de l'énergie pour une Période de Livraison donnée lorsque ni le Bilan Prévisionnel, ni l'étude d'adéquation des ressources réalisée par ENTSO-E publiés avant la date de début de la Période de Certification n'identifient de Difficulté d'Adéquation des Ressources pour cette Période de Livraison.

En cas de suspension, RTE met à disposition une liste des dispositions des Règles restant applicables durant la Période de Livraison suspendue et précise les processus pratiques qui auront cours durant cette même période.

Conformément aux dispositions de l'article L.316-3 du code de l'énergie, si la Période de Livraison pour laquelle le Mécanisme de Capacité fait l'objet d'une Suspension est comprise dans une Période de Contractualisation Pluriannuelle, la suspension du dispositif s'effectue sans préjudice de l'exécution des contrats conclus.

B.3. Responsabilité

Chaque Partie est responsable, vis-à-vis de l'autre, de l'ensemble des dommages directs et certains à caractère financier ou technique qu'elle lui cause.

Aucune Partie n'est responsable vis-à-vis d'une autre Partie (i) des dommages indirects ou uniquement potentiels, incluant notamment toute perte d'exploitation, de production, de profit ou de revenu, perte de chance, sauf en cas de fraude, faute lourde ou manœuvre dolosive et (ii) des dommages résultant de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de ses obligations en raison d'un événement de force majeure tel que défini à l'Article B.4.

Chaque Gestionnaire de Réseau est responsable vis-à-vis d'une Partie des dommages directs issus de ses données lorsque ses données, nécessaires à la bonne exécution d'un Article des Règles, sont manquantes, erronées ou bien ont été transmises avec retard.

Toute Partie qui estime avoir subi un dommage en informe l'autre Partie par voie de Notification, dans les meilleurs délais et au plus tard dans un délai de 15 Jours Ouvrés suivant son apparition ou, le cas échéant, sa découverte. Cette Notification indique la nature des dommages subis ouvrant droit à une demande d'indemnisation.

Dans un délai de 30 Jours Ouvrés à compter de la date de cette première Notification, la Partie qui estime avoir subi ledit dommage indique à l'autre Partie, par voie de Notification, (i) les fondements légaux et contractuels sur lesquels la demande d'indemnisation est fondée, (ii) des éléments justifiant du dommage subi et (iii), dans la mesure du possible, une estimation détaillée du montant du préjudice subi ou à venir.

A compter de la réception de cette Notification, la Partie récipiendaire disposera d'un délai de 30 Jours Ouvrés afin de se prononcer sur les demandes formulées dans ladite Notification.

En cas de contestation de tout ou partie des éléments mentionnés dans la Notification émise au titre du présent Article, les Parties concernées se concerteront en vue de régler le différend conformément aux dispositions de l'Article B.5.

Chaque Partie prendra à tout moment toutes les mesures raisonnables pour éviter, minimiser et/ou atténuer toute perte ou dommage survenu ou pouvant survenir pour lequel la Partie concernée est en droit (ou prétend être en droit) d'introduire une demande d'indemnisation au motif d'une violation de l'Accord de Participation ou des Règles.

Les Pénalités payées par les Participants à RTE revêtent un caractère libératoire.

B.4. Force majeure

Conformément à l'article 1218 du code civil, un « événement de force majeure » désigne tout événement échappant au contrôle d'une Partie, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion de l'Accord de Participation ou de la signature de tout autre modèle en Annexe des Règles et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées et empêchant directement l'exécution de tout ou partie des obligations légales, règlementaires ou contractuelles de cette Partie, temporairement ou définitivement, dès lors que ledit événement de force majeure ne résulte pas d'une inexécution ou d'une violation par la Partie qui s'en prévaut de ses obligations légales, réglementaires ou contractuelles au titre de l'Accord de Participation.

La Partie qui invoque un événement de force majeure, envoie à l'autre Partie, dans les meilleurs délais et dans un délai de maximum 14 Jours Ouvrés à compter de la connaissance dudit événement de force majeure, une Notification précisant (i) les preuves satisfaisantes au regard de l'existence d'un événement de force majeure, (ii) tous détails quant à la nature de l'événement de force majeure qui affecte directement la Partie, (iii) la date de début de l'événement de force majeure, (iv) les effets de l'événement de force majeure sur l'exécution de ses obligations, (v) les mesures et actions prises par la Partie affectée pour minimiser ces effets et, dans la mesure du possible, (vi) la durée probable et les conséquences prévisibles de l'événement de force majeure.

Les obligations contractuelles des Parties, à l'exception des obligations au titre du présent Article et de l'Article B.10, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure, à compter de sa survenance et jusqu'à ce que la cause et/ou les effets de la situation considérée comme un événement de force majeure ait/aient cessé. 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 en raison de cet événement de force majeure.

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 et devra informer l'autre Partie lorsqu'elle cesse d'être affectée par l'événement de force majeure.

Les Parties conviennent qu'elles devront se concerter dans les meilleurs délais afin de prendre toute mesure raisonnablement possible en vue de poursuivre l'exécution de leurs obligations.

Si un événement de force majeure a une durée supérieure à 30 Jours consécutifs, chacune des Parties peut résilier l'Accord de Participation qui les lie, sans qu'il en résulte un quelconque droit à indemnité pour l'autre Partie, par l'envoi à cette autre Partie d'une Notification par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à la date de réception de ladite lettre.

B.5. Règlement des différends

En cas de différend, portant sur la conclusion, l'interprétation, la résiliation ou l'exécution l'Accord de Participation, de ses avenants et/ou des Règles ou de tout autre Contrat conclu en application des Règles, les Parties s'engagent de bonne foi à rechercher un accord amiable pour parvenir par elles-mêmes à un règlement amiable de tout litige qui pourrait survenir entre elles.

A cet effet, le demandeur Notifie à l'autre Partie l'objet du différend et la proposition d'une rencontre en vue d'organiser une conciliation pour régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord amiable ou de réponse de l'autre Partie à l'issue d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification susvisée, et sauf en cas d'urgence pouvant donner lieu à référé, tout différent sera, sauf si les Parties en conviennent autrement, soumis à la compétence en première instance du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE pour les différends qui relèvent sa compétence dans les conditions prévues aux articles L.134-19 et suivants du code de l'énergie, ou du Tribunal des activités économiques de Paris pour tout autre litige, étant précisé que la saisine par une des Parties du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE ou du Tribunal des activités économiques Paris emportera compétence exclusive de l'organe saisi pour le règlement du différend objet de la saisine tout au long de la procédure, sauf dans le cas où le litige ne relèverait plus de la compétence matérielle de l'organe saisi.

Toute décision rendue par l'organe saisi pourra faire l'objet d'un recours devant la Cour d'appel de Paris.

B.6. Arrondis

La première décimale non significative égale à 0, 1, 2, 3 ou 4 n'incrémente pas la décimale significative.

La première décimale non significative égale à 5, 6, 7, 8 ou 9 incrémente la décimale significative.

B.7. Droit et langue applicables

Les Règles sont régies par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation et l'exécution des Règles est le français.

B.8. Propritété intellectuelle

La signature d'un Accord de Participation ou de la signature de tout autre modèle en Annexe des Règles 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 en application de l'Accord de Participation.

Les Parties à un Accord de Participation 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 l' 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.

B.9. Confidentialité

B.9.1. Nature des informations confidentielles

En application des articles L.111-72, L.111-73, L.111-80 et L.111-81 du code de l'énergie, RTE et le cas échéant les Gestionnaires de Réseau de Distribution sont tenus 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 la loi. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées aux articles R.111-26 et suivants du code de l'énergie.

Chaque Partie reconnaît que toute information qui lui est transmise en relation avec l'Accord de Participation ou de la signature de tout autre modèle en Annexe des Règles, qu'elle soit ou non couverte par les articles R.111-26 et suivants du code de l'énergie, et notamment celles relatives aux données techniques et financières est de nature confidentielle (ci-après les « Informations Confidentielles »), sauf indication contraire expresse des Règles.

B.9.2. Contenu de l'obligation de confidentialité

Les Gestionnaires de Réseau peuvent communiquer à des tiers les informations visées par les articles R.111- 26 et suivants du code de l'énergie dans les hypothèses et selon les conditions définies par ces articles.

En dehors de l'application de ces articles, la Partie destinataire d'une information confidentielle ne peut l'utiliser que dans le cadre de l'exécution d'un Accord de Participation 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.

La même disposition s'applique à un Gestionnaire de Réseau de Distribution destinataire d'information confidentielle relative à un Participant au titre des Règles.

À ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle, et le cas échéant un Gestionnaire de Réseau de Distribution, s'engagent à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'ils mandatent pour participer à l'exécution d'un Accord de Participation, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Ils prennent, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

La transmission d'une information confidentielle par une Partie n'implique aucune cession ou concession d'un quelconque droit sur les informations communiquées au profit de la Partie destinataire, en dehors de ce qui est prévu dans les Règles.

Chaque Partie informe dans les plus brefs délais et par tous moyens l'autre Partie de 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 cette information confidentielle :

- était déjà accessible au public avant sa communication ou a été accessible au public au cours de cet échange sans que la Partie destinataire ait violé ses obligations de confidentialité au titre de l'Accord de Participation ; ou
- était connue de la Partie destinataire avant d'avoir été remise par l'autre Partie ou qu'elle l'a développé de manière indépendante ; ou
- a été reçue par elle en provenance d'un tiers qui n'était pas soumis à une obligation de confidentialité et avait le droit de la communiquer, sans violation des dispositions du présent Article ; ou
- a été libérée de son obligation de confidentialité au regard de cette information par un accord préalable et écrit de la partie émettrice ; ou
- doit être communiquée afin de se conformer à une demande d'une instance juridictionnelle ou arbitrale, si cela est raisonnablement justifié pour permettre à toute Partie d'exécuter et de faire valoir leurs droits respectifs au titre d'un Accord de Participation, ou si cela est nécessaire pour des raisons techniques ou de sécurité ; ou
- doit être communiquée afin de se conformer à une demande d'une autorité administrative, étatique, ou encore d'un régulateur de droit européen ou étranger, dans le cadre de l'exercice de leurs missions ; ou
- doit être communiquée en vertu de la réglementation européenne, de la loi ou des textes réglementaires en vigueur.

B.9.3. Durée de l'obligation de confidentialité

À compter de la résiliation de l'Accord de Participation ou de tout autre modèle en Annexe des Règles, les Parties s'engagent à respecter les dispositions du présent Article pendant une durée de 3 Ans.

B.10. Données personnelles

Dans le cadre de la participation au Mécansime de capacité, chaque Partie, en tant que responsable de traitement indépendant, s'engage au respect des obligations légales et réglementaires lui incombant au titre de la protection des données à caractère personnel, en particulier de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés (ci-après « LIL ») et du règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données (ci-après « RGPD »).

Il est précisé que les données à caractère personnel communiquées entre les Parties concernent uniquement les données nominatives (nom, prénom) ainsi que les coordonnées de contact des personnes dûment habilitées à représenter l'un ou l'autre des Parties dans le cadre de l'Accord de Participation sont communiquées uniquement aux fins de l'exécution et du suivi de ce dernier.

Il est convenu entre les Parties qu'en cas de traitement de données personnelles dans le cadre de l'Accord de Participation, ou de tout autre modèle en Annexe des Règles, qui impliquerait une cotraitance ou une sous-traitance des données personnelles, les Parties s'engagent à procéder à la conclusion d'un accord dédié à ce traitement en conformité avec les articles 26 et 28 du RGPD.

C. Paramètres du Mécanisme de Capacité

C.1. Rapport de paramétrage

L'article R.316-3 du code de l'énergie, dispose que « *pour chaque enchère associée à une période de livraison, la Commission de régulation de l'énergie formule une proposition motivée de courbe de demande sur la base du rapport de paramétrage transmis par le gestionnaire du réseau public de transport, comprenant les paramètres économiques et techniques nécessaires à l'organisation des enchères ».*

Le rapport de paramétrage est issu des études technico-économiques conduites par RTE. Il est transmis à la Commission de régulation de l'énergie et au Ministre chargé de l'énergie au plus tard six Mois avant l'ouverture du Guichet de Certification associé à l'Enchère qu'il vise. Ce rapport est public.

Les Courbes de Demande du rapport de paramétrage traduisent plusieurs niveaux de contractualisation de capacités, selon des scénarios distincts d'évolution du système électrique. Les Courbes de Demande et les paramètres du rapport de paramétrage, tels que mentionnés ci-dessous, sont établis au moyen d'une méthodologie approuvée par le Ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie et formulée sur la base d'un rapport établi par RTE.

A l'issue de l'approbation du Ministre, les paramètres ne sont plus modifiables pour une Période de Livraison donnée.

Le rapport de paramétrage comprend des paramètres économiques déclinés à l'Article C.1.1 et des paramètres techniques déclinés à l'Article C.1.2.

C.1.1. Paramètres économiques

RTE élabore plusieurs projets de Courbes de Demande pour chaque enchère relative à une Période de Livraison sur la base de plusieurs scénarios distincts qui reflètent différentes visions prospectives du système électrique issues du bilan prévisionnel pluriannuel visé à l'Article L. 141-8.

Une Courbe de Demande est définie par trois points :

- Le volume Cref, qui constitue le volume de capacités nécessaires au strict respect du critère de sécurité d'approvisionnement au titre d'une Période de Livraison. Ce volume Cref peut être fractionné en plusieurs Enchères tenues en des temporalités distinctes pour une même Période de Livraison considérée.

- Le volume Cmax constitue le volume de capacités sur-couvert optimalement, compte tenu des conditions économiques de contractualisation.
- Le volume Cmin constitue le volume de capacités sous-couvert optimalement, compte tenu des conditions économiques de contractualisation.

Les volumes Cref, Cmax et Cmin constituant les trois points de la Courbe de Demande évaluée par RTE pour chaque Enchère peuvent être égaux.

Conformément aux dispositions de l'alinéa 3 de l'article L.316-6 du code de l'énergie, le Mécanisme de Capacité peut prévoir des dispositions plus favorables aux installations de stockage et d'effacement. Une part du volume de la Courbe de Demande peut être réservé de façon prioritaire aux EDC des filières « Effacement » et « Batterie » sur une Enchère. Conformément à l'article R.316-25 du code de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie publie par arrêté, au plus tard douze mois avant la date d'ouverture du guichet de certification associé à la dernière enchère de la période de livraison, le volume réservé de façon prioritaire.

Les paramètres suivants sont également définis :

- Le Prix Plafond Global applicable à chaque Enchère d'une Période de Livraison (PL), constituant le prix plafond auquel des Ordres peuvent être soumis aux Enchères organisées par RTE ;
- Le Prix Plafond Intermédiaire applicable à la Période de Livraison, constituant un plafond de rémunération pour les capacités existantes ne bénéficiant pas de dérogation ;
- Les Plafonds de Contractualisation Pluriannuelle correspondant au volume maximum d'Ordres de vente d'EDC à Contractualisation Pluriannuelle pour chaque durée de contractualisation pouvant être retenu sur une Enchère.

C.1.2. Paramètres techniques

Le rapport de paramétrage établit les paramètres techniques suivants :

- Les Contributions des Interconnexions à la Sécurité d'Approvisionnement, conformément à l'article R.316-5 du code de l'énergie, reflètent l'apport des Interconnexions entre la France et les Etats Participants Interconnectés à la réduction du risque de défaillance.
    - Cette Contribution Globale des Interconnexions à la sécurité d'approvisionnement est répartie par Etat Participant Interconnecté. Sa répartition par Etat Participant Interconnecté est déterminée par RTE sur la base d'une étude d'adéquation probabiliste. Elle reflète l'espérance d'import en situation de défaillance en France pour chaque frontière considérée.
    - Les interconnexions avec les Etats non membres de l'UE sont prises en compte implicitement dans la Courbe de Demande centralisée élaborée par RTE.
    - Les interconnexions avec les Etats membres de l'UE sont prises en compte explicitement à travers la Procédure Approfondie dont les conditions d'application sont définies à l'article R.316-6 du code de l'énergie. Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, la contribution de l'Etat membre de l'UE concernée est prise en compte implicitement dans la Courbe de Demande centralisée élaborée par RTE.

- Dans le cas d'une Participation transfrontalière Approfondie, un Seuil d'Explicitation détermine le niveau de Contribution de l'Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement en deçà duquel la contribution sera prise en compte implicitement dans la Courbe de Demande.
- Le R.316-10 du code de l'énergie, prévoit une prise en compte normative des capacités soutenues par des dispositifs de soutien publics tels que des contrats pour différence et localisées dans les autres États membres afin d'assurer la représentativité des Enchères transfrontalières et un niveau de concurrence représentatif des capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement de la France. Pour chaque frontière concernée, le rapport de paramétrage établit le niveau de contribution normatif maximal à la sécurité d'approvisionnement.

- Les Coefficients Filière sont calculés par RTE selon la Méthode de Certification et la filière concernées, sur la base des simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de la PL. Ils permettent de prendre en compte des caractéristiques de commandabilité ou des contraintes techniques diverses dans la contribution à la réduction du risque de défaillance. Les données d'historique des différentes filières de production raccordées sur le Réseau Public de Distribution pourront être mobilisées ex-post par RTE pour établir des retours d'expérience quant aux valeurs de Coefficients Filière définis ex-ante.
- Les abaques des coefficients de contrainte de stock Kj et Kh d'une PL sont le résultat des simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de la PL visant à évaluer la contribution d'un moyen ayant une contrainte de stock journalière ou hebdomadaire sur les Pas de Temps PP à la réduction du risque de défaillance.
- Le vecteur de Température Extrême vise à reflèter l'aléa thermosensible du système, de sorte notamment à faire porter le plus justement l'aléa thermosensible sur les Consommateurs qui le génèrent.

C.2. Paramètres définis dans les Règles du Mécanisme de Capacité

Toute modification de la valeur des paramètres listés à l'Article C.2 est soumise au processus de révision des règles du mécanisme tel que décrit à l'Article B.2.4. Ces paramètres sont stables pendant tout l'exercice lié à une PL, sauf évolution du cadre réglementaire imposant une révision exceptionnelle de leur valeur.

C.2.1. La Période de Livraison

Une Période de Livraison est définie par les paramètres suivants :

- Dates de début et de fin de la Période de Livraison : la Période de Livraison débute le 1er novembre de l'Année N-1 et se termine le 31 mars de l'Année N inclus.
- Période de Pointe journalière : la Période de Pointe comprend tous les Pas de Temps entre 7h00 et 10h00 d'une part, et 17h00 et 20h00 d'autre part.

Si RTE ne propose pas de modification spécifique de ces paramètres, les valeurs proposées pour la dernière Période de Livraison s'appliquent par défaut pour les Périodes de Livraison ultérieures.

C.2.2. Les Périodes de Pointe

RTE se fonde sur des prévisions de consommation nationale résiduelle pour la sélection des Jours de Période de Pointe (PP), de sorte à prévoir les Pas de Temps de plus forte tension pour le système électrique. La consommation résiduelle est définie comme la consommation nette des productions éoliennes et photovoltaïques.

Les Jours de Période de Pointe ne peuvent être sélectionnés que parmi les Jours Ouvrés éligibles de la Période de Livraison, ce qui inclut les vacances scolaires et exclut les Jours fériés nationaux. Une Période de Livraison comprend exactement 22 Jours de Période de Pointe, et 6 d'entre eux sont signalés entre novembre et décembre.

Un Jour de Période de Pointe peut être signalé :

- Le Jour précédent, à 9h30 sur critère de consommation résiduelle ;
- De manière prévisionnelle, dès J-2 avant midi sur critère de consommation résiduelle ;
- Dans le cas où le Jour est identifié comme Jour Signalé Ecowatt rouge ou orange, dans la limite du stock de Jours de Période de Pointe disponible.

Les Jours de Période de Pointe sont rendus publics par RTE.

Les Pas de Temps concernés par un Jour de Période de Pointe sont définis par la Période de Pointe journalière, conformément à l'Article C.2.1. Le Pas de Temps PP, utilisé pour le contrôle de la disponibilité et le calcul de la Quote-part de Contribution, fait référence à chacun de ces Pas de Temps dans la Période de Pointe journalière pour chacun des Jours PP.

Le Pas de Temps est établi en cohérence avec le Pas de Temps de Règlement des Écarts, conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur. Il pourra être modifié selon les modalités d'approbation simplifiées prévues au dernier alinéa de l'article R.316-2 du code de l'énergie.

C.2.3. Autres paramètres

D'autres paramètres nécessaires à la mise en œuvre du mécanisme sont calculés et rendus publics par RTE :

- La Puissance Moyenne Seuil est un critère en kW permettant d'objectiver l'appartenance ou non d'un Consommateur, dont le Site est Télérelevé et raccordé au RPD, à la catégorie thermosensible ou non thermosensible. Elle est établie de sorte que son application respecte des principes de stabilité et de représentativité au regard des valeurs des Gradients de chaque catégorie thermosensible ou non thermosensible, et de représentativité au regard de la valeur du Gradient de l'ensemble des Consommateurs Télérelevés raccordés au RPD.
- La valeur du Seuil d'Explicitation mentionné à l'Article C.1.2.
- Le taux d'incidence des tests d'activation est la pondération appliquée aux tests d'activation lors du calcul du Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard.

La valeur de ces paramètres est disponible à l'Annexe ANN-IV.

C.3. Notification des dates

RTE Notifie les parties prenantes des dates ci-dessous en amont du premier Guichet de Certification et au moins 6 Mois avant l'ouverture de celui-ci. La Notification se fait par l'intermédiaire du Site Internet de RTE et concerne les dates et horaires suivants pour chaque PL :

- Ouverture et fermeture des Guichet de Certification ;
- Fermeture des Périodes de Certification ;
- Ouverture et fermeture du carnet d'Ordres des Enchères ;
- Ouverture et fermeture des périodes de Marché Secondaire.

C.4. Pays autorisés à participer au Mécanisme de Capacité dans le cadre d'une Procédure Approfondie

La Procédure Approfondie s'applique avec un Etat Participant Interconnecté lorsqu'une Convention RTE-GRT Transfrontalier est valable pour une PL. Conformément à l'article R.316-6 du code de l'énergie, une Convention RTE-GRT Transfrontalier est approuvée par la CRE et homologuée par le Ministre chargé de l'énergie avant d'être signée par RTE et le GRT Transfrontalier.

Dès qu'une Convention est conclue avec un gestionnaire de réseau d'un État membre directement interconnecté, la participation directe des Capacités localisées sur le territoire de cet État membre aux Enchères du Mécanisme de Capacité français sera effective dans un délai maximal de 6 Mois à compter de la signature de la Convention par les deux gestionnaires de réseau.

- Dans le cas d'un Etat membre ayant un Mécanisme de Capacité opérationnel, la date de signature de l'accord s'entend comme celle de l'accord permettant à la fois la participation directe des Capacités françaises au Mécanisme de Capacité de cet Etat membre et la participation directe des Capacités de cet Etat membre au Mécanisme de Capacité français.
- Dans le cas d'un Etat membre n'ayant pas de Mécanisme de Capacité opérationnel, la date de signature de l'accord s'entend comme celle de l'accord permettant la participation directe des Capacités de cet Etat membre au Mécanisme de Capacité français.

Les TPC sont autorisés à certifier des EDC localisées dans les pays frontaliers suivants au titre de la mise en œuvre d'une Procédure Approfondie sur la frontière concernée :

- Belgique.

D. Modalités de participation et de gestion des Périmètres

D.1. Modalités relatives au Contributeur à la taxe de répartition des coûts du Mécanisme de Capacité

D.1.1. Différentes catégories de Contributeurs

Conformément à l'article L.322-8 du code des impositions sur les biens et services, le Contributeur au Mécanisme de Capacité s'entend de :

- La personne autorisée par application de l'article L.333-1 du code de l'énergie, pour les quantités d'électricité qu'elle fournit à des personnes qui les consomment sur le territoire de taxation mentionné à l'article L.322-10 du code des impositions sur les biens et services (ci-après dans le « Fournisseur »). En application de l'article L.333-1 du code de l'énergie, doit être considéré comme Fournisseur, au titre des Règles, toute personne morale disposant d'une autorisation administrative lui permettant d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux Consommateurs finals ou GR pour leurs pertes ;
- La personne qui consomme de l'électricité sur le territoire de taxation (ci-après le « Consommateur »), y compris pour compenser ses pertes (ci-après « l'Acheteur de Pertes »), pour les quantités d'électricité qui ne sont pas fournies par un Fournisseur.

Il résulte de ces dispositions qu'un Contributeur de type Fournisseur ne peut transférer à un Contributeur de type Consommateur ou de type Acheteur de Pertes l'obligation de s'acquitter de la Quote-Part de Contribution correspondant à l'énergie qu'il leur a fournie.

En outre, sont à ce titre considérés comme des Contributeurs au Mécanisme de Capacité :

Les producteurs assurant une fourniture d'énergie à travers un contrat de vente directe d'électricité.

- Conformément au R.333-1 du code de l'énergie, un contrat de vente directe d'électricité est défini comme « tout contrat ayant pour objet la vente d'électricité, d'un producteur raccordé au réseau métropolitain continental à un consommateur final à des fins de consommation finale ou à un gestionnaire de réseaux pour ses pertes, sans cession ultérieure ».
- Depuis le 1er juillet 2023, les producteurs d'électricité concluant un contrat de vente directe d'électricité avec un Consommateur final ou un Acheteur de Pertes, doivent être titulaires d'une autorisation administrative conformément aux dispositions prévues à l'article L.333-1 du code de l'énergie.
- Le cas échéant, les producteurs sont considérés comme des Contributeurs au titre de l'électricité directement fournie à un Consommateur ou à un GR.

D.1.2. Déclaration du Contributeur auprès de RTE

Tout Contributeur au Mécanisme de Capacité est tenu d'adresser à RTE le formulaire d'identification figurant en Annexe ANN-XX des Règles. Ce formulaire permet à RTE de recueillir les éléments lui permettant d'établir le montant de la Contribution et de Notifier les montants dûs à chaque Contributeur, conformément à l'article L.322-18 du code des impositions sur les biens et services.

Les personnes morales titulaires d'un Contrat d'Acteur Obligé qui se sont vues Notifier une Obligation estimée au titre de l'Année de Livraison 2024 du Mécanisme de Capacité, sont dispensées de l'obligation d'adresser à RTE le formulaire d'identification figurant en Annexe ANN-XX des Règles. Elles doivent cependant, sur demande de RTE, retourner les documents nécessaires à la mise en œuvre des règlements financiers selon les modalités décrites ci-dessous.

Si un Acteur Obligé sollicité par RTE au titre d'un PL n'est pas soumis à la Contribution car il a s'est vu retirer son autorisation d'achat pour revente telle que prévue à l'article L. 333-1 activité ou prévoit de le faire avant le début de la PL 2026-2027 , il peut demander à RTE de ne pas lui facturer le montant de sa Quote-part estimée. Pour obtenir cette dérogation, le Contributeur doit en faire la demande avant le 30 juin 2026 en apportant toutes les pièces justificatives en appui de sa demande.

Le formulaire de déclaration doit être accompagné des pièces et des informations suivantes :

- L'autorisation d'achat d'électricité pour revente aux Consommateurs finals ou aux Gestionnaires de Réseaux pour leurs pertes dans le cas d'un Fournisseur telle que prévue à l'article L. 333-1 du code de l'énergie ;
- Le Contrat d'Accès au Réseau type Consommateur (CART-C) ou le Contrat de Service de Décompte Consommateur dans le cas d'un Consommateur final qui, pour tout ou partie de sa Consommation, s'approvisionne directement sur les marchés de l'électricité ;
- Le Contrat d'Accès au Réseau type Gestionnaire de Réseau de Distribution dans le cas d'un GR qui s'approvisionne directement sur les marchés de l'électricité ;
- Une copie datant de moins de 3 Mois des inscriptions portées au registre du commerce et des sociétés le concernant ;
- Le mandat de prélèvement SEPA figurant à l'Annexe ANN-XIX ;
- La désignation d'un interlocuteur et de ses coordonnées afin de procéder à la Notification des montants dûs ou de toute autre modalité relative à la gestion de sa Contribution par RTE.

D.1.3. Périmètre d'un Contributeur

Le Périmètre d'un Contributeur est le référentiel de Sites de Soutirage ou d'Acheteurs de Pertes utilisé pour le calcul de la somme due au titre de sa Contribution aux coûts du Mécanisme de Capacité.

D.1.4. Déclaration du Périmètre du Contributeur

Chaque Contributeur doit identifier les Sites de Soutirage qui composent son Périmètre, dans le cas où ces informations ne sont pas déjà précisées dans un autre contrat signé entre le GR et le Contributeur. Cette information est à fournir au GR de raccordement des Sites en utilisant le formulaire en Annexe ANN-XXI, au plus tard le premier Jour du Mois précédant le début de la PL, accompagné des accords de rattachement figurant aux Annexes ANN-XXII et ANN-XXIV pour les Sites ou Acheteurs de Pertes ne figurant pas dans son Périmètre à l'issue de la PL précédente. Chaque accord de rattachement à un GR constitue un sous-périmètre de Sites du Contributeur. Le Contributeur est tenu d'informer RTE et le GR de raccordement de tout changement de situation susceptible de modifier ses obligations et notamment des évolutions concernant la constitution de son périmètre conformément à l'Article D.1.5.

D.1.4.1. Site de Soutirage faisant l'objet d'un Contrat Unique

Un Site de Soutirage raccordé au Réseau d'un GR et faisant l'objet d'un Contrat Unique est obligatoirement rattaché au Périmètre de son Fournisseur, signataire d'un Contrat GRD-F avec le GR auquel est raccordé le Site.

Le Consommateur signataire d'un Contrat Unique, ou son Fournisseur, n'a pas à effectuer de démarche spécifique auprès du GR pour le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du Fournisseur.

Le Consommateur signataire d'un Contrat Unique, ou son Fournisseur, ne sont pas soumis aux dispositions de l'Article D.1.5.

Les changements de Périmètre d'un Site de Soutirage faisant l'objet d'un Contrat Unique s'effectuent en cohérence avec les dates d'effet du Contrat Unique dont le Site de Soutirage fait l'objet.

D.1.4.2. Site de Soutirage ne faisant pas l'objet d'un Contrat Unique

D.1.4.2.1. Cas des Consommateurs ou des Acheteurs de Pertes qui ne sont pas Contributeurs

Un Consommateur ou un Acheteur de Pertes qui ne fait pas l'objet d'un Contrat Unique et qui se fournit intégralement auprès d'un unique Fournisseur est rattaché au Périmètre de son Fournisseur.

Un Consommateur ou un Acheteur de Pertes qui se fournit intégralement auprès de plusieurs Fournisseurs et qui ne fait pas l'objet d'un Contrat Unique choisit le Fournisseur au Périmètre duquel il est rattaché.

Ses autres Fournisseurs demeurent entièrement responsables du paiement de la Contribution liée à la part de consommation d'énergie du Consommateur dont ils assurent la fourniture.

D.1.4.2.1. Cas des Consommateurs ou des Acheteurs de Pertes qui sont Contributeurs

Un Consommateur qui se fournit pour tout ou partie de sa consommation sur les marchés de l'énergie dispose de son propre Périmètre de Contributeur auquel sont rattachés ses Sites de Soutirage, pour la part d'énergie qu'ils consomment en dehors d'un contrat de fourniture.

Un Acheteur de Pertes qui se fournit pour tout ou partie de sa consommation sur les marchés de l'énergie est rattaché à son propre Périmètre de Contributeur, pour la part d'énergie qu'il consomme en dehors d'un contrat de fourniture.

Le(s) Fournisseur(s) éventuel(s) du Consommateur ou de l'Acheteur de Pertes demeure(nt) redevables de la Contribution liée à la part de consommation d'énergie fournie en application de leur contrat de fourniture.

D.1.4.3. Attribution d'une NEB RE-Site

Sur chaque Pas de Temps PP, le Programme d'Echange de Bloc (PEB) d'énergie correspondant à une NEB RE-Site effectuée par le Fournisseur vers un Site de Soutirage d'un Consommateur, conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur, est attribué au Fournisseur en tant que Contributeur pour le calcul de sa Contribution, même si le Site n'est pas inclus dans son Périmètre. Ces PEB sont donc exclus du Périmètre de Contribution du Consommateur.

D.1.4.4. Attribution d'un bloc de vente directe d'électricité

Dans le cas où un Consommateur ou un Acheteur de Pertes a conclu avec un producteur un contrat de vente directe d'électricité au sens de l'article L.333-1 du code de l'énergie, le Contributeur auquel est rattaché le Site ou l'Acheteur de Pertes doit Notifier à RTE :

- Les Pas de Temps PP concernés par la déclaration ;
- L'identification du Site de Soutirage concerné dans le cas d'un Consommateur ;
- La Puissance déclarée pour chaque Pas de Temps PP concerné ;
- L'identité du producteur redevable de la Contribution.

Cette déclaration doit intervenir avant le 1er mai de l'Année N pour la PL concernée. Il est de la responsabilité du Consommateur ou de l'Acheteur de Pertes de s'assurer au préalable que le producteur concerné s'est déclaré comme Contributeur auprès de RTE.

La Puissance concernée est attribuée au Périmètre du Contributeur déclaré par le Consommateur ou l'Acheteur de Pertes, et est exclue du Périmètre de Contribution du Consommateur.

D.1.5. Cas des Sites de Soutirage et des Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre de Contributeur

Avant le début de la Période de Livraison, chaque GR rappelle aux Consommateurs dont les Sites de Soutirage ne sont rattachés à aucun Périmètre de Contributeur, ainsi qu'aux Acheteurs de Pertes qui ne sont rattachés à aucun Périmètre de Contributeur, et qui ne se sont pas déclarés comme Contributeur, leur obligation de se rattacher au Périmètre d'un Contributeur.

A défaut d'un rattachement au Périmètre d'un Contributeur dans un délai d'un Mois après ces rappels, le GR concerné en informe la CRE et RTE et demande au Responsable d'Equilibre du site, tel que défini au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE, de lui communiquer l'identité de son Fournisseur principal en volume d'énergie approvisionnée. Le Responsable d'Equilibre communique cette information au GR concerné et à RTE sous un Mois.

Le GR concerné Notifie ensuite au Site et à ce Fournisseur que le site intégrera par défaut son Périmètre de Contribution. En l'absence de contestation motivée de l'une des parties dans un délai d'un Mois, le site est intégré au Périmètre de Contribution du Fournisseur considéré.

D.1.6. Evolution du Périmètre d'un Contributeur

Dans le cas où le Site de Soutirage ne fait pas l'objet d'un Contrat Unique, les GR prennent en compte l'évolution de la constitution des Périmètres conformément aux modalités ci-dessous.

Les changements de Périmètre par rapport à la liste initiale peuvent avoir lieu jusqu'au dernier Jour de la PL. Les ajouts ou retrait de Sites de Soutirage du périmètre d'un Contributeur doivent être déclarés au GR de raccordement au moyen des formulaires figurant en Annexes ANN-XXII et ANN-XXIII au plus tard un Mois après la date de rattachement.

Le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du nouveau Contributeur prend effet à la date mentionnée dans le formulaire.

Le rattachement du Site de Soutirage au Périmètre du nouveau Contributeur entraîne le retrait du Site de Soutirage du périmètre de l'ancien Contributeur.

Dans le cas où l'électricité achetée par un GR au titre de la compensation de ses pertes n'est pas fournie par un Fournisseur, le GR doit fournir à RTE l'accord de rattachement d'un Acheteur de Pertes figurant en Annexe ANN-XXIV. Dans ce cas, le GR, en tant que Contributeur, doit transmettre les Puissances de Référence conformément aux Articles I.2 et L.6.2.

D.1.7. Notification d'informations sur les Périmètres de Contributeur

Au plus tard un Mois après la fin de la Période de Livraison, chaque GR Notifie aux Contributeurs de type Fournisseur ou de type Consommateur le Périmètre qui leur est attribué, et RTE Notifie aux Contributeurs de type Acheteur de Pertes le Périmètre qui leur est attribué.

D.2. Modalités de participation du Titulaire de Périmètre de Certification

D.2.1. Obligation de certification

Sous réserve de respecter les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre prévus à l'article L.316-9 du code de l'énergie, les Sites suivants doivent faire l'objet d'une certification pour une Période de Livraison donnée :

- Tout Site d'Injection ou de Stockage situé en France en service pendant la Période de Livraison concernée ;
- Tout Site de Soutirage réalisant des effacements de consommation.

Si l'Exploitant d'une Capacité prévoit la fermeture de celle-ci, il transmet au GR auquel est raccordée sa Capacité, avant le début de la Période de Livraison, l'avis de fermeture de Capacité mentionné à l'article R.316-18 du code de l'énergie. Pendant la période de fermeture, le ou les Sites concernés ne peuvent être rattachés à une EDC. Cet avis mentionne :

- La date prévue de la fermeture de la Capacité ;
- Le caractère définitif ou non de la fermeture ;
- La période de fermeture, le cas échéant.

A l'issue de la Période de Livraison, si le Gestionnaire de Réseau auquel le Site est raccordé constate que des Sites en service n'ont pas été rattachés à une EDC, celui-ci Notifie la Capacité non certifiée à la CRE, conformément à l'article R.316-19 du code de l'énergie.

D.2.2. Demande de participation et signature de l'Accord de Participation

Toute personne morale souhaitant acquérir la qualité de Titulaire de Périmètre de Certification (TPC), appelée le « Demandeur » dans le présent Article, doit se rapprocher de RTE qui lui adresse le formulaire de demande figurant en Annexe ANN-VII.

Tout Demandeur s'engage, au titre de la réglementation européenne relative aux aides d'Etat :

(i) à ne pas répondre aux critères de définition des entreprises en difficulté tels que posés par les lignes directrices de la Commission du 31 juillet 2017 (2014/C 249/01) concernant les aides d'État au sauvetage et à la restructuration d'entreprises non financières en difficulté et ;

(ii) à ne pas faire l'objet d'une injonction de récupération non exécutée, émise dans une décision antérieure de la Commission déclarant une aide illégale et incompatible avec le marché intérieur.

Le Demandeur retourne à RTE le formulaire complété, signé et accompagné des pièces suivantes :

- Une copie datant de moins de 3 Mois des inscriptions portées au registre du commerce et des sociétés concernant le Demandeur ou, le cas échéant, tout équivalent pour les sociétés situées hors de France et pour les opérateurs non-inscrits à ce registre ;
- La désignation du signataire dument autorisé à représenter la personne morale ainsi que ses coordonnées ;

- L'indication des coordonnées bancaires du Demandeur que RTE pourra référencer pour mettre en œuvre les réglements financiers liés au Mécanisme de Capacité.

Après réception du dossier complet, RTE signe avec le Demandeur un Accord de Participation en qualité de TPC conformément au modèle figurant en Annexe ANN-VIII.

Tout TPC qui souhaite certifier des EDC composées de Sites raccordés à un Réseau Public de Distribution doit conclure un contrat avec le GRD auquel sont raccordés ces sites, si le GRD prévoit de telles modalités. Ce contrat encadre notamment les modalités de certification (y compris la facturation des frais de certification) des EDC dont il a la charge.

D.2.3. Périmètre d'un Titulaire de Périmètre de Certification

Le Périmètre d'un TPC est constitué de l'ensemble des EDC dont il a demandé la certification pour une Période de Livraison donnée, au cours d'un ou plusieurs Guichets de Certification.

D.2.4. Résiliation de l'Accord de Participation

L'Accord de Participation peut être résilié dans les cas et conditions limitativement énumérés ci-après.

Quelle que soit l'origine de la résiliation :

- les EDC déjà certifiées par le TPC mais non contractualisées à la date de résiliation ne peuvent pas faire l'objet d'une Contractualisation avec RTE ;
- les EDC déjà contractualisées avec RTE ne peuvent faire l'objet d'une rémunération ;
- les Sites rattachés aux EDC certifiées ou contractualisées doivent être détachés par le TPC ou à défaut par le Gestionnaire de Réseau de raccordement.

Nonobstant la résiliation de son Accord de Participation, le TPC reste redevable, à l'égard de RTE de toute somme due au titre des factures établies par RTE relativement à une période antérieure à la résiliation, à savoir le règlement des frais de gestion et des écarts négatifs.

RTE reste redevable, à l'égard du TPC, de toute somme due relative à une période antérieure à la résiliation, à savoir les règlements au titre de la rémunération de la disponibilité des EDC du Périmètre du TPC.

D.2.4.1. Par le TPC

Le TPC peut résilier son contrat avec RTE, sous réserve que les Volumes Contractualisés de l'ensemble des EDC de son Périmètre aient fait l'objet d'un règlement financier définitif selon les modalités définies à l'Article H.2 ou bien après avoir préalablement informé RTE de l'identité du TPC repreneur des EDC n'ayant pas encore fait l'objet d'un règlement financier définitif, conformément au processus de cession défini à l'Article D.2.5.

Le TPC Notifie à RTE son souhait de résiliation de son Accord de Participation par lettre recommandée avec demande d'avis de réception précisant la date de prise d'effet de la résiliation. En tout état de cause, celle-ci ne peut être antérieure à la date limite de recouvrement du règlement financier définitif concernant les EDC de son Périmètre.

Le cas échéant, RTE Notifie au TPC, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, la résiliation effective de son Accord de Participation en qualité de TPC en précisant que cette résiliation fait suite à la demande du TPC et en indiquant la date d'effet de la résiliation. Une copie de cette Notification de la résiliation est adressée dans le même temps aux GRD, dans le cas où le Périmètre du TPC contenait des Sites raccordés au RPD.

D.2.4.2. Par RTE

RTE peut résilier l'Accord de Participation du TPC sans indemnisation dans les cas suivants :

- en cas de non-paiement de toute somme due à RTE à l'expiration d'un délai de trente (30) Jours à compter de la réception d'une mise en demeure restée infructueuse ;
- en cas de manquement grave et répété du TPC aux Règles, à l'expiration d'un délai de dix (10) Jours à compter de la réception d'une mise en demeure restée infructueuse.

Le cas échéant, RTE Notifie au TPC, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, la résiliation effective de son Accord de Participation en qualité de TPC en précisant le motif de la résiliation et en indiquant la date d'effet de la résiliation. Une copie de cette Notification de la résiliation est adressée dans le même temps aux GRD, dans le cas où le Périmètre du TPC contenait des Sites raccordés au RPD.

D.2.5. Cession totale ou partielle de l'Accord de Participation

Le TPC peut céder tout ou partie des droits et obligations découlant de son Accord de Participation en tant que TPC à un tiers, à titre onéreux ou à titre gratuit.

Une cession partielle consiste à transférer une partie des EDC rattachées au Périmètre du TPC cédant au TPC acquéreur.

Pour ce faire, l'ensemble des conditions suivantes doivent être remplies :

(i) Le TPC cédant doit avoir obtenu l'accord préalable et écrit de RTE.

(ii) L'acquéreur potentiel doit (i) être Titulaire d'un Accord de Participation en tant que TPC, ne doit faire l'objet d'aucune procédure de mise en demeure, et ne doit pas avoir gravement manqué à ses obligations de TPC depuis sa qualification. Si le TPC souhaite céder à un tiers tout ou partie de ses droits et obligations découlant de son Accord de Participation en tant que TPC, sans que le tiers soit déjà titulaire d'un Accord de Participation, le tiers en question se rapproche de RTE, préalablement à la demande de cession, pour la signature d'un Accord de Participation en tant que TPC.

(iii) Dans sa Notification, le TPC cédant doit informer RTE des EDC concernées par la cession.

(iv) Le TPC acquéreur doit être l'Exploitant des Capacités concernées par la cession dans le cas d'une EDC d'Injection ou bien disposer d'un mandat de l'Exploitant tel que prévu à l'Annexe ANN-X, ou bien, dans le cas d'une EDC de Soutirage, détenir un Contrat d'Accès au Réseau, un Contrat de Service de Décompte, un Contrat Unique ou bien disposer d'un mandat de l'Exploitant tel que prévu à l'Annexe ANN-IX. Le mandat doit être valable à compter de la date d'effet de la cession.

Dès lors que les conditions (i) à (iv) ci-dessus sont remplies, alors le transfert sera pris en compte sous 10 Jours Ouvrés suivant l'accord transmis par RTE en application de la condition (i).

Entre la date de Notification et la réalisation de la cession par RTE, le TPC cédant continue de porter la totalité de l'engagement contractuel attaché aux EDC cédées. Si la cession a lieu entre la date de certification et la fin de la Période de Livraison, le nouveau TPC porte l'intégralité de l'engagement contractuel lié à l'EDC pour la Période de Livraison considérée quelle que soit la date de transfert des EDC.

En cas de modification du statut juridique du TPC (fusion, absorption, etc.), ce dernier en informe RTE par Notification, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception dans les meilleurs délais et, en tout état de cause, au moins 2 Mois avant la date de prise d'effet de cette modification. L'Accord de Participation est alors cédé à la nouvelle société.

Si la cession partielle concerne des EDC à Contractualisation Pluriannuelle, le TPC acquéreur est engagé vis-à-vis de RTE pour la totalité de la Période de Contractualisation restante. Le TPC acquéreur est également redevable vis-à-vis de RTE des sommes restant dues à la date de la cession au titre des engagements liés à l'EDC pour des PL révolues. RTE règlera au TPC acquéreur les sommes éventuelles dont il est redevable vis-à-vis du TPC cédant à la date de cession.

E. Certification

E.1. Principes de la certification

La certification est matérialisée contractuellement par des regroupements de Sites nommés « Entités de Certification (EDC) ». La certification désigne le processus permettant au TPC de déclarer à RTE les caractéristiques de ses EDC d'Injection ou de Soutirage, pour une PL donnée ou pour plusieurs PL dans le cas d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle, dans la perspective d'offrir leur Volume Certifié sur les Enchères organisées par RTE.

Le TPC constitue l'EDC en identifiant les Sites d'Injection, de Stockage ou de Soutirage qui la composent, conformément à l'Article E.5.2, et en respectant les contraintes de constitution, conformément à l'Article E.5.4. Pour chaque EDC et sur la base des informations fournis par le TPC, un Volume Certifié est calculé. Il représente la contribution anticipée moyenne à la sécurité d'approvisionnement des Sites regroupés au sein de l'EDC durant les Périodes de Pointe.

Les EDC sont référencées par RTE.

E.2. Processus de certification

Le processus de certification d'une EDC diffère selon le type de réseau de l'EDC.

Le TPC doit déposer une Demande de Certification conforme avant la clôture du Guichet de Certification correspondant. Une Demande de Certification conforme contient tous les éléments décrits à l'Article E.3 et permettant au Gestionnaire de Réseau de calculer le Volume Certifié de l'EDC, d'identifier les Sites d'Injection, de Stockage ou de Soutirage rattachés et de contrôler l'ensemble des pièces justificatives fournies.

Le GR est fondé à refuser toute Demande de Certification manifestement incomplète ou non-conforme. Il doit en informer le TPC qui a soumis la Demande de Certification et RTE, dans le cas d'une EDC RPD. Les motifs du refus sont précisés.

E.2.1. Guichet et période de certification

Le Guichet de Certification constitue la seule période durant laquelle un TPC peut demander la création et la certification d'une EDC. Toute Demande de Certification déposée en dehors d'une telle période est réputée irrecevable et ne peut donner lieu à la certification d'une EDC.

RTE organise un Guichet de Certification en amont de chaque Enchère relative à la PL, avec une anticipation suffisante pour permettre le traitement de l'ensemble des demandes de certification par les Gestionnaires de Réseaux concernés.

A sa discrétion, le GR destinataire de la Demande de Certification peut demander au TPC de compléter ou de corriger sa demande après la clôture du Guichet de Certification. Le TPC doit répondre à la sollication du GR dans les meilleurs délais et dans tous les cas, au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin de la Période de Certification.

E.2.2. Création d'une EDC

Les EDC sont toujours créées à l'initiative du TPC dans le système informatique mis à disposition par RTE et selon les principes décrits dans les Règles SI. La création d'une EDC en dehors de la période d'ouverture du Guichet de Certification de la PL correspondante est interdite.

La création de l'EDC nécessite uniquement la fourniture des informations suivantes :

- Période de Livraison ;
- Type : Injection ou Soutirage ;
- Réseau : RPD, RPT ou aucun ;
- Localisation de l'EDC : France ou autre pays frontalier concerné ;
- Gestionnaire de Réseau de référence de l'EDC ou son représentant désigné dans le cas des EDC contenant des Sites raccordés à plusieurs GRD.

Dans le cas des EDC RPD, cette dernière information permet d'identifier l'entité chargée de transmettre à RTE les informations nécessaires à la finalisation du processus de certification.

E.2.3. Soumission de la Demande de Certification d'une EDC

Une Demande de Certification doit contenir les éléments précisés à l'Article E.3.

E.2.3.1. Certification d'une EDC RPT

Dans le cas d'une EDC raccordée au RPT, après avoir créé l'EDC, le TPC doit adresser la Demande de Certification à RTE selon les étapes suivantes :

- Le TPC doit paramétrer l'EDC en déclarant les informations administratives et techniques obligatoires décrites à l'Article E.3, accompagnées le cas échéant des documents et justificatifs nécessaires.
- Le TPC doit déclarer les Sites qu'il souhaite rattacher et leur date de rattachement. Si l'EDC n'est pas en service, la fourniture d'un périmètre de Sites n'est pas nécessaire au moment de la Demande de Certification.
- Le TPC doit demander et confirmer électroniquement le calcul du Volume Certifié réalisé par le système informatique de RTE sur la base des paramètres renseignés.

L'EDC est considérée comme certifiée avec l'ensemble de ses caractéristiques, une fois le contrôle final assuré par RTE.

E.2.3.2. Certification d'une EDC RPD

Dans le cas d'une EDC RPD raccordée à un unique GRD, après avoir créé l'EDC auprès de RTE, le TPC doit adresser sa Demande de Certification au GRD concerné, conformément à l'Article E.3.

Dans le cas spécifique des EDC RPD contenant des Sites raccordés à plusieurs GRD, après avoir créé l'EDC, le TPC doit adresser sa demande à l'intermédiaire désigné à cet effet par les GRD, sans que cela ne constitue une remise en cause du principe de responsabilité des GRD de raccordement tel que prévu dans à l'alinéa 10 de l'article L.322-8 du code de l'énergie.

Le TPC doit transmettre au GRD de référence ou au représentant désigné par les GRD dans le cas où l'EDC contient des Sites raccordés à plusieurs GRD :

- L'identifiant unique de l'EDC.
- Les informations obligatoires décrites à l'Article E.3, accompagnées le cas échéant des documents et justificatifs nécessaires.
- Les Sites qu'il souhaite rattacher et leur date de rattachement. Si l'EDC n'est pas en service, la fourniture d'un périmètre de Sites n'est pas nécessaire au moment de la certification.
- Pour les EDC de Soutirage EIF, le ou les Groupes de Calendrier Fournisseur à Période Mobile associés le cas échéant.

Chaque GRD concerné contrôle les informations fournies par le TPC et calcule le Volume Certifié. Une fois l'EDC certifiée, le GR transmet l'ensemble des paramètres et le Volume Certifié à RTE.

Dans le cas d'une EDC contenant des Sites raccordés à plusieurs GRD, les informations agrégées concernant les EDC certifiées par les GRD sont transmises à RTE par l'intermédiaire d'un représentant désigné par les GRD.

E.2.3.3. Certification d'une EDC localisée dans un pays frontalier

Dans le cas d'une EDC localisée dans un pays frontalier dûment autorisé, après avoir créé l'EDC, le TPC doit adresser la Demande de Certification à RTE selon les étapes suivantes :

- Le TPC doit paramétrer l'EDC en déclarant les informations obligatoires décrites à l'Article E.3, accompagnées le cas échéant des documents et justificatifs nécessaires.
- Le TPC doit déclarer les Sites qu'il souhaite rattacher et leur date de rattachement. Les Sites doivent être en service et bénéficier d'un identifiant contractuel octroyé par le Gestionnaire de Réseau de rattachement.
- Le TPC doit confirmer électroniquement le calcul du Volume Certifié réalisé par le système informatique de RTE sur la base des paramètres renseignés.

L'EDC est considérée comme certifiée avec l'ensemble de ses caractéristiques, une fois le contrôle final assuré par RTE.

Les dispositions particulières concernant la Certification des EDC localisées dans un pays frontalier sont décrites à l'Article M.3.

E.2.3.4. Certification d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle

Les modalités spécifiques de certification des EDC à Contractualisation Pluriannuelle sont décrites à l'Article M.2.

E.3. Contenu d'une Demande de Certification

E.3.1. Eléments administratifs et techniques

Lors de la Demande de Certification, et après avoir créé l'EDC auprès de RTE conformément au processus de certification décrit à l'Article E.2, le TPC déclare l'ensemble des caractéristiques administratives et techniques de l'EDC mentionnées à l'Article E.3, à l'exception du Volume Certifié qui est calculé par le GR, et, le cas échéant, le périmètre de Sites, conformément à l'Article E.5, en utilisant pour cela les identifiants précisés à l'Article E.5.2.

Le cas échéant, le TPC doit fournir également les éléments suivants :

- L'attestation de dérogation à l'application du Prix Plafond Intermédiaire fournie par la CRE.

- Dans le cas d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle, le TPC doit apporter les justificatifs permettant d'attester qu'il a bien reçu l'autorisation de la CRE de solliciter ce type de contractualisation pour l'EDC identifiée dans la Demande de Certification et les Sites rattachés ou à rattacher, pour la Période de Contractualisation demandée.
- Les éléments administratifs requis pour une Demande de Certification de Sites localisés dans un pays frontalier, dans le cas où ils diffèrent des éléments ci-dessus, sont précisées à l'Article M.3.
- Dans le cas d'une EDC Obligation d'Achat pour laquelle le TPC demande une certification selon la Méthode Normative dans le cadre des modalités prévues à l'Article E.4.8.2, le TPC fournit, à la demande du GR, une copie de son contrat d'Obligation d'Achat ou toute autre preuve. En cas de transmission d'une copie du contrat d'Obligation d'Achat, le GR concerné garantit la confidentialité telle que définie par l'article R.314-13 du code de l'énergie.
- Dans le cas d'une EDC d'Injection de la filière hydraulique souhaitant agréger des Sites d'Injection avec une Puissance Installée supérieure ou égale à 100 MW situées dans la même vallée hydraulique, le TPC doit apporter les justificatifs nécessaires à la demande du GR.
- Les mandats nécessaires, conformément à l'Article E.5.3.
- L'attestation d'engagement de respect des émissions de gaz à effet de serre, conformément à l'Article E.3.2.

E.3.2. Respect des seuils d'émission de gaz à effet de serre

L'article L.316-9 du code de l'énergie prévoit des limites d'émission de gaz à effet de serre que doit respecter toute Capacité pour être certifiée.

Dans le cas où les Sites de l'EDC ne relèvent pas des catégories concernées par la présomption de respect des plafonds d'émission de gaz à effet de serre prévue au deuxième alinéa de l'article D.316-15-1, le TPC s'engage à respecter les plafonds d'émissions applicables pour les Sites de l'EDC concernée.

Le respect des seuils d'émissions doit être conforme à la méthodologie définie par l'opinion n°22/2019 du 17 décembre 2019 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, sous réserve, le cas échéant, des dispositions des alinéas 4 et 5 de l'article D.311-7-2 du code de l'énergie.

Dans le cas d'une certification d'une EDC raccordée au RPT ou d'une EDC localisée dans un pays frontalier, l'engagement du TPC est acquis par confirmation électronique lors du processus de confirmation du calcul du Volume Certifié de l'EDC visé respectivement aux Articles E.2.3.1 et E.2.3.3. Le TPC reconnait que le dépassement des seuils d'émissions ou l'absence d'envoi des documents justificatifs visés à l'Article G.2, avant l'échéance emporte la nullité du Volume Disponible de l'EDC concernée.

Dans le cas d'une certification d'une EDC raccordée au RPD et en l'absence de procédure électronique équivalente, le TPC doit transmettre au GRD de référence ou au représentant désigné par les GRD dans le cas où l'EDC contient des Sites raccordés à plusieurs GRD, l'engagement de respect des émissions de gaz à effet de serre, conformément au document figurant en Annexe ANN-XVI.

L'année de référence du calcul des émissions s'entend comme la période démarrant le premier Jour suivant le dernier Jour de la précédente PL, et terminant le dernier Jour de la PL considérée.

Par dérogation, dans le cas où l'évaluation des émissions d'une EDC Obligation d'Achat par le TPC déposant la Demande de Certification dépend d'informations détenues exclusivement par l'Exploitant du Site, l'engagement de respect des émissions de gaz à effet de serre n'est pas obligatoire.

E.4. Caractéristiques d'une EDC

E.4.1. Liste de caractéristiques d'une EDC

Une EDC est caractérisée par :

- Un code unique d'identification ;
- Une Période de Livraison ;
- Un type de réseau ;
- Un GR de référence ou un représentant désigné identifié par son code EIC;
- Un type technique (Injection, Soutirage) ;
- Une filière ;
- Le caractère en service, si applicable ;
- Le caractère Obligation d'Achat, si applicable ;
- La Méthode de Certification ;
- Des paramètres de certification décrits à l'Article E.4.10 : puissance anticipée, énergies de contrainte de stock ;
- Un encadrement de rémunération, si applicable ;
- Une Contractualisation Pluriannuelle et la Période de Contractualisation, si applicable ;
- Le TPC identifié par son code EIC ;
- Le périmètre des Sites d'Injection, de Soutirage ou de Stockage, qui la constituent, et les informations permettant de les identifier tel que décrit dans l'Article E.5 ;
- La localisation de l'EDC ;
- Le caractère thermosensible pour les EDC de Soutirage, si applicable ;
- Le caractère Effacement Indissociable de l'Offre de Fourniture (EIF) pour les EDC de Soutirage, si applicable ;
- Un Volume Certifié.

E.4.2. Code de l'EDC

Une référence unique est attribuée à l'EDC par RTE lors de la demande de création de l'EDC par le TPC.

Le code de référence est établi de sorte à identifier :

- La Période de Livraison ;
- Le type Injection ou Soutirage ;
- Le type de réseau de raccordement RPT, RPD ou aucun.

E.4.3. Type de réseau d'une EDC

Une EDC est composée de Sites respectant une des configurations ci-dessous :

- Une EDC RPT contient uniquement des Sites raccordés au RPT ;
- Une EDC RPD contient uniquement des Sites raccordés à un unique GRD ;
- Une EDC multi-GRD contient uniquement des Sites raccordés à plusieurs GRD.

Toute autre configuration de Sites est interdite.

Une EDC de Soutirage EIF doit contenir des Sites raccordés à un unique GR.

La caractéristique « type de réseau » de l'EDC n'est pas renseignée si l'EDC contient des Sites raccordés dans un pays frontalier autorisés à participer au Mécanisme de Capacité français dans le cas de la Procédure Approfondie.

E.4.4. Type technique d'une EDC

Une EDC peut être de type technique Injection ou Soutirage en fonction des Sites qui la composent :

- EDC d'Injection : l'EDC contient uniquement des Sites d'Injection ou de Stockage ;
- EDC de Soutirage : l'EDC contient uniquement des Sites de Soutirage.

Toute autre configuration de Sites est interdite.

E.4.5. Filière d'une EDC

La filière d'une EDC est déterminée par la filière des Sites qui la composent.

Les différentes filières possibles pour les EDC sont les suivantes :

- Batterie ;
- Bioénergies Autre ;
- Bioénergies Biogaz et Biomasse ;
- Effacement ;
- Energies marines ;
- Eolien en mer ;
- Eolien terrestre ;
- Géothermie ;
- Hydraulique Autre ;

- Hydraulique Fil de l'eau ;
- Hydraulique Pompage turbinage ;
- Nucléaire ;
- Solaire ;
- Stockage d'hydrogène ;
- Thermique CCG ;
- Thermique Charbon ;
- Thermique Cogénération Fioul ;
- Thermique Cogénération Gaz ;
- Thermique non renouvelable Autre ;
- Thermique TAC Fioul ;
- Thermique TAC Gaz ;
- Autre.

Une EDC de type technique Soutirage appartient obligatoirement à la filière « Effacement ».

Une EDC peut être certifiée dans la filière « Autre » uniquement si elle ne peut pas être caractérisée par une filière de la liste ci-avant.

E.4.6. EDC en service

Au moment de la Demande de Certification, les Sites certifiés dans les EDC peuvent être « en service » ou « en projet ».

Lors de la Demande de Certification, une EDC en service doit contenir une liste initiale d'au moins un Site et ne contenir que des Sites en service pour la Période de Livraison concernée. Un Site en service correspond à un Site faisant l'objet d'un Contrat d'Accès au Réseau ou d'un Contrat de Service de Décompte ou de tout contrat relatif à l'accès au réseau en vigueur pendant la Période de Livraison concernée, en Injection ou en Soutirage.

Une EDC peut ne pas être déclarée en service si le TPC n'est pas en mesure d'identifier, au moment du dépôt de la Demande de Certification, le ou les Sites qui contribueront à la puissance disponible de l'EDC pendant la PL.

Une EDC qui n'est pas déclarée en service au moment du dépôt de la Demande de Certification peut être certifiée sans liste initiale de Sites.

Un Site d'Injection ou de Stockage qui n'est pas en service peut être certifié dans une EDC « en projet » si :

- Le premier terme du règlement financier a été perçu par le Gestionnaire de Réseau dans le cadre de la proposition de raccordement du Site ; et
- Il dispose d'une convention de raccordement ou d'un contrat valide et référencé chez le Gestionnaire de Réseau, le cas échéant.

Au moment du dépôt de la Demande de Certification, une EDC d'Injection ne doit pas être déclarée en service si elle contient au moins un Site qui n'est pas en service. Par ailleurs, il n'est pas autorisé de rattacher à une même EDC d'Injection des Sites qui sont en service et des Sites qui ne sont pas en service.

Les Sites mis en service pendant la PL doivent être rattachés à une EDC dès qu'ils sont en mesure d'offrir leur disponibilité au système électrique.

A la fin de la Période de Livraison concernée au plus tard, toute EDC certifiée doit contenir uniquement des Sites en service, y compris si elle n'a pas été déclarée en service au moment du dépôt de la Demande de Certification.

Une EDC de la filière « Effacement » disposant de la caractéristique EIF ne doit pas être déclarée en service.

Conformément aux dispositions spécifiques prévues à l'Article M.2, les EDC à Contractualisation Pluriannuelle peuvent contenir des Sites ou des projets de Sites ne remplissant pas encore les conditions ci-dessus au moment de leur certification. Dans ce cas, l'EDC à Contractualisation Pluriannuelle ne doit pas être certifiée « en service ».

Une EDC localisée dans un pays frontalier ne peut contenir que des Sites en service.

E.4.7. EDC Obligation d'Achat

Une EDC avec la caractéristique Obligation d'Achat ne contient que des Sites d'Injection faisant l'objet d'un contrat d'Obligation d'Achat.

Tous les Sites faisant l'objet d'un Contrat d'Obligation d'Achat signé avant la fin d'une Période de Livraison doivent être rattachés par le TPC pour la Période de Livraison concernée à une EDC portant la caractéristique Obligation d'Achat, à partir de la date d'entrée en vigueur dudit contrat.

Dans le cas d'un Site sortant d'Obligation d'Achat avant la fin de la Période de Livraison, que cette sortie soit effective à la date prévue du Contrat d'Obligation d'Achat ou anticipée par rapport à celle-ci, l'Acheteur Obligé doit informer le Gestionnaire de Réseau de la sortie du Site de l'EDC à la date de résiliation du Contrat d'Obligation d'Achat. Le nouveau TPC mandataire du Site à sa sortie d'Obligation d'Achat peut rattacher le Site à une EDC de son Périmètre dès le Jour suivant cette date. Le transfert du Site d'une EDC à l'autre suite à une sortie d'Obligation d'Achat ne modifie en rien les engagements de disponibilité respectifs liés aux deux EDC.

E.4.8. Méthodes de Certification

E.4.8.1. Principes généraux

Une EDC d'Injection ou de Soutirage est caractérisée par une Méthode de Certification Standard ou Normative. A chacune des deux Méthodes de Certification correspond une méthodologie de calcul du Volume Certifié et de contrôle de disponibilité spécifique.

Dans le cas où l'EDC est éligible à la Méthode Normative, le TPC doit préciser la Méthode de Certification choisie au moment de la Demande de Certification. Le choix de la Méthode de Certification pour une Période de Livraison donnée ne peut pas être modifié après le dépôt de la Demande de Certification auprès du Gestionnaire de Réseau.

E.4.8.2. Méthode de Certification Normative

Les EDC soumises à la Méthode de Certification Normative sont les EDC des filières : solaire, éolien terrestre, éolien en mer et énergies marines.

Les EDC éligibles à la Méthode Normative sont les EDC de la filière fil de l'eau et les EDC en Obligation d'Achat (hors filières solaire, éolien terrestre, éolien en mer et énergies marines).

S'agissant des Sites d'Injection des filières hydrauliques, les Sites de Puissance Installée inférieure à 1 MW sont présumés appartenir à la filière fil de l'eau et les EDC constituées de ces Sites sont ainsi éligibles à la Méthode Normative.

Les EDC en Obligation d'Achat, hors filières solaire, éolien terrestre, et éolien en mer et énergies marines, souhaitant être certifiées selon la Méthode Normative devront transmettre, à la demande du GR, lors de la Demande de Certification une copie du Contrat d'Obligation d'Achat ou toute autre preuve au GR concerné. En cas de transmission d'une copie du contrat d'Obligation d'Achat, le GR concerné garantit la confidentialité telle que définie par l'article R.314-13 du code de l'énergie.

En l'absence de justification valable avant la date de clôture du Guichet de Certification, les EDC en Obligation d'Achat (hors filières solaire, éolien terrestre, éolien en mer et énergies marines) sont soumises à la Méthode Standard.

Les dispositions concernant la Méthode Normative pourront faire l'objet d'évolutions dans de futures versions des Règles du Mécanisme de Capacité, pour refléter, le cas échéant, l'évolution de la typologie des Acteurs et du contexte économique.

E.4.8.3. Méthode de Certification Standard

Toutes les EDC qui ne sont ni soumises, ni éligibles à la Méthode Normative, et qui ne sont pas des EDC d'Interconnexion, sont soumises à la Méthode de Certification Standard.

E.4.9. Localisation d'une EDC

La localisation de l'EDC correspond au pays dans lequel l'ensemble des Sites d'Injection, de Stockage ou de Soutirage qui la composent sont raccordés. Chaque EDC est caractérisée par une unique localisation.

La liste des pays frontaliers éligibles à la participation au Mécanisme de Capacité français selon la Procédure Approfondie pour les Sites implantés sur leur territoire est précisée à l'Article C.4.

E.4.10. Paramètres de certification d'une EDC

Les paramètres de certification d'une EDC sont les caractéristiques d'une EDC déclarées par le TPC qui permettent au Gestionnaire de Réseau de calculer son Volume Certifié, pour une filière et une Méthode de Certification données. Ils sont déclarés lors de la Demande de Certification et peuvent être modifiés uniquement lors d'un Guichet de Certification, conformément à l'Article E.7.

Ces paramètres de certification correspondent aux informations suivantes :

- La puissance anticipée :
    - Pour les EDC en Méthode Standard, elle correspond à la puissance anticipée disponible de l'EDC, $P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL)$. Elle est déclarée par le TPC comme la meilleure estimation, à la date de déclaration considérée, de la puissance moyenne qui sera mise à disposition du système électrique par l'ensemble des Sites rattachés à l'EDC pendant les Pas de Temps PP de la PL concernée. Elle est exprimée en MW avec une précision de 0,001 MW.
    - Pour les EDC en Méthode Normative, elle correspond à la puissance anticipée installée de l'EDC, $P_{Intallée}^{anticipée}(EDC, PL)$. Elle est déclarée par le TPC comme la meilleure estimation, à la date de déclaration considérée, de la puissance installée moyenne des Sites rattachés à l'EDC pendant les Pas de Temps PP de la PL concernée. Elle est exprimée en MW avec une précision de 0,001 MW. La puissance installée au sens de ce paragraphe des Règles, s'entend comme la puissance de raccordement du Site.
- Les énergies maximales de stock journalière et hebdomadaire certifiées de l'ensemble des Sites composant l'EDC dans le cas où l'EDC certifiée en Méthode Standard a été déclarée « Avec contrainte de stock » :
    - $Emax_j^{certifiée}(EDC, PL)$: l'énergie maximale journalière certifiée exprimée en MWh égale à l'estimation de l'énergie maximale activable sans interruption de l'Injection ou du Soutirage à la maille de l'EDC d'Injection ou de Soutirage concernée, pendant les Pas de Temps PP, en moyenne sur un Jour PP de la PL ;
    - $Emax_h^{certifiée}(EDC, PL)$: l'énergie maximale hebdomadaire certifiée déclarée en MWh, égale à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant les Pas de Temps PP, en moyenne sur 5 Jours Ouvrés consécutifs de la PL.

Dans le cas des EDC multi-GRD avec contrainte de stock, la puissance anticipée disponible de l'EDC doit être répartie par le TPC entre les différents GRD de raccordement concernés. Les énergies de stock doivent être réparties de façon proportionnelle à la puissance anticipée disponible déclarée pour chaque GR.

E.4.11. Volume Certifié d'une EDC

Le Volume Certifié d'une EDC a une valeur contractuelle et représente la contribution anticipée moyenne à la sécurité d'approvisionnement des Sites regroupés au sein de l'EDC durant les Périodes de Pointe de la PL concernée. Il est calculé par le Gestionnaire de Réseau de rattachement de l'EDC sur la base des informations fournies par le TPC et des paramètres du Mécanisme de Capacité pour la PL concernée pendant la Période de Certification, conformément à l'Article E.6.

Par dérogation, le Volume Certifié d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle est fixe pendant toute la Période de Contractualisation de l'EDC et calculé conformément à l'Article M.2.

Une fois l'EDC certifiée, le Volume Certifié de l'EDC ne peut être modifié que lors d'un Guichet de Certification ultérieur pour la même PL, et seulement dans le cas où le TPC anticipe une meilleure disponibilité de son EDC. Toute modification des paramètres de conduisant à une diminution du Volume Certifié est interdite.

La valeur du Volume Certifié s'exprime en MW et est arrondie à 0,1 MW.

E.4.12. Encadrement de rémunération

Conformément aux dispositions de l'article R.316-23, le Mécanisme de Capacité peut prévoir un encadrement de la rémunération de certaines EDC. Cette rémunération ne pourra pas dépasser le niveau du Prix Plafond Intermédiaire applicable à la PL.

Les TPC sont autorisés à ne pas déclarer un encadrement de rémunération de leur EDC au moment du dépôt de la Demande de Certification dans les cas suivants :

- L'EDC est une EDC de Soutirage localisée en France métropolitaine continentale ;
- L'EDC est une EDC qui sollicite une Contractualisation Pluriannuelle ;
- Le TPC est en mesure de fournir l'attestation de dérogation délivrée par la CRE.

E.4.13. Contractualisation Pluriannuelle

Les dispositions particulières applicables aux EDC à Contractualisation Pluriannuelle sont décrites à l'Article M.2.

E.5. Périmètre de Sites d'une EDC

E.5.1. Les Sites certifiés

Un Site certifié est un Site d'Injection, de Soutirage ou de Stockage qui est rattaché par le TPC au périmètre d'une EDC certifiée dans l'objectif de contribuer à la puissance disponible anticipée de l'EDC pendant les Pas de Temps PP de la PL concernée. Un Site peut être rattaché au périmètre d'une EDC par le TPC à tout moment et jusqu'au dernier Jour de la PL inclus, sans que cela ne vienne modifier les engagements contractuels pris par le TPC au titre de l'EDC concernée. A la fin de la PL, le périmètre de Sites rattachés à l'EDC doit être cohérent avec son Volume Contractualisé.

A titre dérogatoire, un Site d'Injection raccordé au RPD et rattaché à une EDC d'Injection certifiée en Méthode Normative peut également être rattaché à une EDC de Soutirage dans le cas où le Site réalise des effacements de consommation, et sous réserve que le Site ne participe pas au Mécanisme d'Ajustement dans une EDA d'Injection.

Les Sites composant le périmètre d'une même EDA ou d'une même EDE ne peuvent être rattachés à des EDC appartenant au périmètre de TPC différents.

Les Sites certifiés sont localisés en France métropolitaine continentale ou bien dans un pays frontalier membre de l'Union Européenne dont la liste est précisée à l'Article C.4.

Le périmètre de Sites certifiés d'une EDC de Soutirage EIF est constitué à partir d'un ou des plusieurs cas de rattachement suivants :

- D'un ou plusieurs Groupes d'un ou plusieurs Calendriers Fournisseur à Période Mobile. Dans ce cas, les Sites ne sont pas directement rattachés au périmètre de l'EDC, mais via les Groupes de Calendriers Fournisseur à Période Mobile correspondants qui sont rattachés à l'EDC.
- A titre dérogatoire, de Sites de Soutirage avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA en CARD-S ou dont le compteur n'est pas compatible avec le service de gestion des Calendriers Fournisseur à Période Mobile. Dans ce cas, les Sites sont directement rattachés au périmètre de l'EDC selon les modalités générales de rattachements s'appliquant aux autres EDC de Soutirage.

E.5.2. Identifiants des Sites

En ce qui concerne la constitution en Sites de l'EDC, le TPC doit fournir les informations d'identification suivantes :

- Le ou les Groupes de Calendrier Fournisseur à Période Mobile associés aux EDC de Soutirage EIF identifiés à l'aide du formulaire en Annexe ANN-XV ;
- Pour les Sites raccordés au RPD, la référence du Site est le numéro de référence du Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou de la Convention de Service de Comptage associée à un contract actif ou au Contrat de Service de Décompte tels que :
    - le numéro de Point de Relève et Mesure ou de Point De Livraison pour les Sites de Soutirage ou d'Injection ;
    - le numéro de contrat CARD lorsque le Site dispose d'un contrat conclu directement avec le GRD ;
- Pour les Sites raccordés au RPT, la référence est le numéro de code décompte. L'utilisateur accède à ce code décompte (ou code site) auprès de son interlocuteur RTE habituel. Le code décompte comporte généralement 6 chiffres et démarre par 5XXXXX. Les plus anciens peuvent comporter 4 chiffres ou un ensemble de lettres et de chiffres sur 10 caractères maximum.

Lorsque la référence utilisée par les Gestionnaire de Réseau n'est pas connue du TPC, les GR mettent à la disposition du TPC qui en fait la demande, les moyens lui permettant d'obtenir la référence utilisée, à partir des informations suivantes :

- Pour les Sites raccordés au RPT : le numéro de SIRET.
- Pour les Sites raccordés au RPD :
    - le numéro de SIRET ; ou

- l’adresse postale, constituée des éléments suivants : le numéro de voie ; le nom de la voie ; le complément d'adresse (résidence, bâtiment, escalier, étage, emplacement à l'étage...) ; le code postal ; la commune.

Lorsque les éléments ci-dessus ne permettent pas au TPC d’identifier la référence du Site de Soutirage, le GRD peut, pour y parvenir, demander à l’Exploitant une ou des informations complémentaires parmi les éléments suivants :

- le nom de l’Utilisateur du réseau (nom pour une personne physique, raison sociale avec nom du Site et numéro de SIRET pour une personne morale) ;
- et/ou le matricule du Compteur ;
- et/ou le nombre de cadrans du Compteur.

Lorsque le TPC en fait la demande, pour les Sites de Soutirage raccordés au RPD, le GRD met à sa disposition un accès aux informations permettant l’identification du Site de Soutirage par sa référence.

E.5.3. Déclaration de mandats

Le TPC de l’EDC concernée doit être l’Exploitant des Capacités ou bien son mandataire pour la PL concernée.

Pour chaque Site faisant l’objet d’une demande de rattachement et dont le TPC n’est pas l’Exploitant, le TPC doit joindre les documents suivants à toute demande de rattachement de Site, que celle-ci intervienne pendant la Période de Certification ou à tout autre moment prévu à l’Article E.5.5 :

- Le mandat de l’Exploitant pour chaque Site d’Injection ou de Stockage concerné, exclusivement selon le modèle fourni en Annexe ANN-X. Dans le cas des Sites disposant d’une puissance souscrite inférieure à 36 kVA, une déclaration sur l’honneur à disposer de tels mandats peut se substituer à la fourniture du mandat, mais exclusivement selon le modèle fourni en Annexe ANN-XII.
- Le mandat du titulaire du contrat d’accès au réseau pour chaque Site de Soutirage concerné, exclusivement selon le modèle fourni en Annexe ANN-IX. Dans le cas des EDC Soutirage auxquelles sont rattachés des Sites de Soutirage disposant d’une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou bien des EDC Soutirage auxquelles sont rattachés plus de 1000 Sites de Soutirage dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW, le TPC peut fournir une déclaration sur l’honneur respectant strictement le modèle figurant en Annexe ANN-XI.
- Dans le cas où le TPC est lui-même l’Exploitant des Sites rattachés, le TPC doit fournir le formulaire en Annexe ANN-XIII.

Dans le cas d’une EDC de Soutirage EIF, le TPC doit être le Fournisseur des Sites de Soutirage concernés. Les éléments suivants se substituent au mandat ou à la déclaration sur l’honneur mentionnés ci-dessus :

- Pour les Sites rattachés à un Groupe d’un Calendrier Fournisseur à Période Mobile, le Calendrier Fournisseur à Période Mobile est déclaré par le TPC au GR à l’aide du formulaire en Annexe ANN-XV ;
- Pour les Sites en contrat CARD-S, le contrat de fourniture liant le TPC aux Sites concernés.

Dans le cas où le TPC est l'Acheteur Obligé des Sites rattachés à une EDC Obligation d'Achat, ce dernier n'est pas tenu de fournir le mandat des Exploitants des Sites concernés. Dans le cas contraire, le TPC doit fournir le mandat octroyé par l'Acheteur Obligé des Sites disponible en Annexe ANN-XIV.

Les mandats ne respectant pas le format requis sont refusés.

Si le TPC n'est pas en mesure de justifier sa qualité de mandataire d'un ou plusieurs Sites rattachés à une EDC certifiée, le GR peut retirer le ou les Sites concernés de la Demande de Certification. Dans tous les cas, le ou les Sites concernés sont exclus de la composition de l'EDC lors des procédures de contrôle de la disponibilité.

En cas de conflit entre plusieurs TPC concernant un mandat de certification, et si la date de fin du mandat ne permet pas de régler le litige, c'est le mandat dont la date de signature est la plus récente qui est considéré par le GR comme valide.

E.5.4. Règles d'agrégation de Sites selon leur Puissance Installée

E.5.4.1. Sites d'Injection et de Stockage

Une Capacité d'Injection ou de Stockage de Puissance Installée supérieure ou égale à 100 MW doit constituer exactement une EDC, à l'exception des installations de production hydraulique dont la Puissance Installée est supérieure ou égale à 100 MW qui peuvent s'agréger à d'autres installations de production hydraulique situées dans la même vallée hydraulique. Pour pouvoir bénéficier de cette dérogation, le TPC devra, lors de sa Demande de Certification, apporter une justification.

Une Capacité d'Injection ou de Stockage de Puissance Installée supérieure ou égale à 1 MW et strictement inférieure à 100 MW peut :

- Soit constituer exactement une EDC.
- Soit s'agréger avec une ou plusieurs Capacités de Puissance Installée inférieure à 100 MW pour constituer une EDC. Cette EDC peut alors avoir une Puissance Installée agrégée supérieure à 100 MW.

Une Capacité d'Injection ou de Stockage de Puissance Installée strictement inférieure à 1 MW doit s'agréger avec une ou plusieurs Capacités d'Injection ou de Stockage de Puissance Installée inférieure à 100 MW pour constituer une EDC de Puissance Installée totale supérieure ou égale à 1 MW. Cette EDC peut alors potentiellement avoir une Puissance Installée agrégée supérieure à 100 MW.

S'agissant des EDC Obligation d'Achat dont les Sites sont raccordés au réseau d'une ELD ou dont le signataire du Contrat d'Obligation d'Achat est un Organisme Agréé le seuil d'agrégation de 1 MW défini ci-dessus ne s'applique pas.

S'agissant des EDC à Contractualisation Pluriannuelle, les seuils d'Agrégation ci-dessus ne s'appliquent pas.

E.5.4.2. Sites de Soutirage

Un Site de Soutirage de Puissance Disponible supérieure ou égale à 100 MW doit constituer exactement une EDC.

Un Site de Soutirage de Puissance Disponible supérieure ou égale à 1 MW et strictement inférieure à 100 MW peut :

- Soit constituer exactement une EDC.
- Soit s'agréger avec des Sites de Soutirage de Puissance Disponible déclarée inférieure à 100 MW pour constituer une EDC. Cette EDC peut alors avoir une Puissance Disponible agrégée supérieure à 100 MW.

Un Site de Soutirage de Puissance Disponible strictement inférieure à 1 MW doit s'agréger avec un ou des Sites de Soutirage de Puissance Disponible inférieure à 100 MW pour constituer une EDC de Puissance Disponible totale supérieure ou égale à 1 MW. Cette EDC peut alors avoir une Puissance Disponible agrégée supérieure à 100 MW.

S'agissant des EDC à Contractualisation Pluriannuelle, les seuils d'Agrégation ci-dessus ne s'appliquent pas.

Dans le cas des EDC de Soutirage EIF, un Groupe de Calendrier à Période Mobile concernant des Sites de Soutirage raccordés en basse tension disposant d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA doit contenir au moins 500 Sites. Aucune autre contrainte d'agrégation n'est appliquée aux EDC de Soutirage EIF.

E.5.5. Gestion du périmètre des Sites certifiés

Un même Site d'Injection, de Soutirage ou de Stockage ne peut être présent que dans une seule EDC du type technique correspondant, y compris si le Site est rattaché par l'intermédiaire d'un Groupe de Calendrier Fournisseur à Période Mobile, chaque Jour d'une Période de Livraison donnée, à l'exception des Sites éligibles à la dérogation décrite à l'Article E.5.1.

Jusqu'au dernier Jour de la Période Livraison concernée inclus, un TPC est autorisé à déplacer les Sites d'une EDC à une autre EDC de son périmètre sans que cela ne modifie les engagements contractuels pris par le TPC pour chacune des EDC concernées, tant que cela ne nuit pas à la prise en compte du résultat d'un test d'activation conformément à l'Article G.3.5, et sous réserve de respecter les contraintes de constitution des EDC décrites à l'Article E.5. La filière des Sites doit rester cohérente avec la filière de l'EDC à tout moment.

Les entrées et sorties de Sites du périmètre d'une EDC, quelle qu'en soit leur motivation et y compris dans le cas où le détachement d'un Site est la conséquence d'une fermeture de Capacité motivé par l'avis de fermeture mentionné à l'article R.316-18 du code de l'énergie, ne viennent en aucun cas modifier les engagements contractuels pris par le TPC au titre de chaque EDC concernée.

Si un TPC perd la qualité de mandataire d'un ou plusieurs Sites certifiés avant la fin de la PL concernée, il doit en informer le Gestionnaire de Réseau concerné ou son représentant le cas échéant, et demander le détachement du ou des Sites de l'EDC à la date effective de fin du mandat. La demande doit être effectuée dans les meilleurs délais et dans tous cas, avant la fin du Mois concerné. Le détachement est effectif le lendemain de la date de fin du Mandat concerné.

Dans le cas où le TPC n'effectuerait pas la demande de détachement du Site dans les délais impartis, le Gestionnaire de Réseau concerné peut procéder lui-même au détachement sous réserve d'en informer le TPC concerné.

Dans le cas des EDC de Soutirage EIF, le rattachement d'un ou plusieurs Groupes de Calendrier Fournisseur à Période Mobile à une EDC doit être réalisé au moment de la certification de l'EDC. Le rattachement du ou des Groupes de Calendrier Fournisseur à Période Mobile à une EDC n'est pas modifiable une fois l'EDC certifiée. Concernant les Sites de Soutirage avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA en CARD-S ou dont le compteur n'est pas compatible avec le service de gestion des Calendriers Fournisseur à Période Mobile, le périmètre de l'EDC de Soutirage EIF peut évoluer selon les modalités ci-dessus.

Dans le cas des EDC d'Injection à Contractualisation Pluriannuelle, la gestion du périmètre des Sites d'Injection ou de Stockage est décrite à l'Article M.2.

E.6. Calcul du Volume Certifié

E.6.1. Coefficient Filière

Le Coefficient Filière est utilisé dans le calcul du Volume Certifié et Volume Disponible. La valeur de ce coefficient est sans unité, et comprise entre 0 et 1. Pour une même filière, il peut prendre une valeur différente selon la Méthode de Certification de l'EDC

E.6.2. Calcul selon la Méthode Standard

Le Volume Certifié d'une EDC certifiée selon la Méthode Standard pour une PL est calculé selon la formule suivante :

$$V_{Certifié}(EDC, PL) = P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL) \times K_j^{certifié}(EDC, PL) \times K_h^{certifié}(EDC, PL) \times C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$$

Où :

- $P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL)$: puissance anticipée disponible pour l'EDC et la PL concernée telle que déclarée par le TPC lors de la Demande de Certification (MW), conformément à l'Article E.3 ;

- $K_j^{certifié}(EDC, PL)$: coefficient de stock journalier certifié pour l'EDC et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Annexe ANN-I ;
- $K_h^{certifié}(EDC, PL)$: coefficient de stock hebdomadaire certifié pour l'EDC et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Annexe ANN-I ;
- $C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$: Coefficient Filière en Méthode Standard pour la filière de l'EDC et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Article E.6.1.

E.6.3. Calcul selon la Méthode Normative

Le Volume Certifié d'une EDC certifiée selon la Méthode Normative pour une PL est calculé selon la formule suivante :

$$V_{Certifié}(EDC, PL) = P_{installée}^{anticipée}(EDC, PL) \times C_{Filière}^{Normative}(filière(EDC), PL)$$

Où :

- $P_{installée}^{anticipée}(EDC, PL)$: puissance anticipée installée pour l'EDC et la PL concernées telle que déclarée par le TPC lors de la Demande de Certification (MW), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $C_{Filière}^{Normative}(filière(EDC), PL)$: Coefficient Filière en Méthode Normative pour la filière de l'EDC et la PL concernées (sans unité).

E.7. Modification d'une EDC certifiée

E.7.1. Principes

La modification d'une EDC certifiée n'est possible que pendant un Guichet de Certification. La modification d'une EDC certifiée permet à un TPC qui anticipe une hausse de sa disponibilité anticipée d'augmenter le Volume Certifié de son EDC.

Toute modification d'une EDC certifiée entrainant une diminution de son Volume Certifié est interdite.

E.7.2. Caractéristiques pouvant être modifiées

Les paramètres de certification d'une EDC certifiée pouvant être modifiés lors d'un Guichet de Certification ultérieur sont les suivants :

- Les énergies maximales journalière et hebdomadaire ;
- La puissance anticipée disponible ou la puissance anticipée installée selon la Méthode de Certification.

E.7.3. Modification d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle

Les dispositions particulières s'appliquant aux EDC à Contractualisation Pluriannuelle sont décrites à l'Article M.2.

F. Contractualisation

F.1. Modalités de contractualisation avec RTE

F.1.1. Principes généraux

Le TPC doit constituer ses engagements de disponibilité en transformant le Volume Certifié en Volume Contractualisé ($V_{Contractualisé}$). Pour cela, le TPC doit d'abord participer à l'Enchère (ou à la présélection dans le cas d'une EDC localisée dans un pays frontalier) qui suit le Guichet de Certification de la PL concernée à hauteur du Volume Limite (V_{Limite}) de chaque EDC. La certification (ou la recertification à la hausse) d'une EDC lors d'un Guichet de Certification engage le TPC à participer à l'Enchère associée à ce guichet qui le suit directement. Une EDC est retenue à une Enchère à hauteur de son Volume Enchère ($V_{Enchère}$), qui vient alimenter son Volume Contractualisé avec la condition de rémunération associée.

Une fois cette première étape de contractualisation réalisée et après l'ouverture du Marché Secondaire, le TPC peut, sous certaines conditions, augmenter ou diminuer le Volume Contractualisé de l'EDC, via la déclaration de Volumes Échangés ($V_{Echangé}$) sur le Marché Secondaire. Ces échanges sur le Marché Secondaire ne modifient pas le Volume Contractualisé total de toutes les EDC au titre de la PL.

RTE Notifie chaque TPC au titre de chaque Période de Livraison, de l'état de ses Volumes Contractualisés avec la condition de rémunération associée. Cette Notification s'effectue à titre privé par l'intermédiaire du Site Internet de RTE.

Dans le cas où la Procédure Approfondie de participation transfrontalière s'applique pour une Interconnexion donnée, les EDC localisées dans le pays frontalier concerné peuvent participer à l'Enchère et au Marché Secondaire. Lorsque deux Enchères sont organisées pour la PL concernée, cette participation n'est possible que pour l'Enchère la plus lointaine de la PL. Si la signature de la Convention RTE – GRT Transfrontalier intervient après la clôture du Guichet de Certification relative à l'Enchère la plus lointaine de la PL considérée, la participation devient possible pour l'Enchère la plus proche.

L'Enchère peut comporter un Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées dont la valeur est publiée par arrêté du ministre au plus tard 12 Mois avant le Guichet de Certification de l'Enchère la plus proche de la PL.

F.1.2. Volume Contractualisé

Le Volume Contractualisé en MW pour la condition de rémunération associée $c_rému$, l'EDC et la PL concernées, est calculé comme la somme des Volumes Enchères et des Volumes Échangés correspondants, tel que :

$$V_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL) = \sum_{c_rému} \left[V_{Enchère}(c_rému, EDC, PL) + V_{Echangé}(c_rému, EDC, PL)\right]$$

Où :

- $V_{Enchère}(c_rému, EDC, PL)$: Volume Enchère pour la condition de rémunération associée, l'EDC et la PL concernées (MW) ;
- $V_{Echangé}(c_rému, EDC, PL)$: Volume Echangé pour la condition de rémunération associée, l'EDC et la PL concernées (MW).

Le Volume Contractualisé total en MW pour l'EDC et la PL concernées sera le résultat de la somme des Volumes Contractualisés pour chaque condition de rémunération associée, tel que :

$$V_{Contractualisé}(EDC, PL) = \sum_{c_rému} V_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)$$

Le Volume Contractualisé total en MW pour le TPC et la PL concernés est constitué de la somme des Volumes Contractualisés totaux en MW pour chacune des EDC de son périmètre, tel que :

$$V_{Contractualisé}(TPC, PL) = \sum_{EDC \in TPC} V_{Contractualisé}(EDC, PL)$$

F.1.3. Condition de rémunération

La condition de rémunération associée à chaque Volume Contractualisé, Volume Enchère et Volume Echangé d'une EDC pour une PL donnée est déterminée par 2 facteurs :

- L'Enchère à laquelle le volume est associé ;
- Le type de rémunération appliqué.

Le type de rémunération est défini selon les cas suivants :

- Dans le cas où le volume a été contractualisé lors d'une Enchère et est associé à une EDC non soumise à l'encadrement de rémunération, conformément à l'Article E.4.12, le type de rémunération associé à ce volume est « Général ».
- Dans le cas où le volume a été retenu en priorité lors d'une Enchère avec Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées :

- S'il est associé à une EDC non soumise à l'encadrement de rémunération, le type de rémunération associé à ce volume est « Flexibilité » ;
- S'il est associé à une EDC soumise à l'encadrement de rémunération, le type de rémunération associé à ce volume est « Encadrement Flexibilité ».

- Dans tout autre cas, le type de rémunération associé à ce volume est « Encadrement », notamment si le volume a été contractualisé :
  - lors d'une Enchère et est associé à une EDC soumise à l'encadrement de rémunération, conformément à l'Article E.4.12 ;
  - lors d'une Enchère et est associé à une EDC située dans un pays frontalier et préselectionnée dans les conditions décrites à l'Article F.2.5.3 ;
  - suite à un échange sur le Marché Secondaire, conformément à l'Article F.3.

La condition de rémunération détermine le prix de rémunération de chaque Volume Contractualisé, Volume Enchère et Volume Echangé selon les modalités suivantes pour une Enchère donnée :

- Le type de rémunération est « Général » : Le Volume Contractualisé est rémunéré au Prix d'Equilibre de l'Enchère ;
- Le type de rémunération est « Encadrement » : Le Volume Contractualisé est rémunéré au prix minimum entre le Prix d'Equilibre de l'Enchère et le Prix Plafond Intermédiaire de la PL ;
- Le type de rémunération d'une EDC localisée dans un pays frontalier est « Encadrement » : Le Volume Contractualisé est rémunéré au prix minimum entre le Prix Plafond Transfrontalier de l'Enchère, le Prix d'Equilibre de l'Enchère et le Prix Plafond Intermédiaire de la PL ;
- Le type de rémunération est « Flexibilité » : Le Volume Contractualisé est rémunéré au Prix d'Equilibre des Flexibilités Décarbonées de l'Enchère ;
- Le type de rémunération est « Encadrement Flexibilité » : Le Volume Contractualisé est rémunéré au prix minimum entre le Prix d'Equilibre des Flexibilités Décarbonées de l'Enchère et le Prix Plafond Intermédiaire de la PL.

Si l'un de ces prix n'est pas applicable à l'Enchère correspondante, il n'est pas pris en compte pour déterminer le prix de rémunération. Le Prix Plafond Intermédiaire étant appliqué au niveau de la PL, il est toujours applicable selon les cas susmentionnés.

F.1.4. Volume Limite

Chaque EDC certifiée dispose d'un Volume Limite qui représente le volume maximal que le TPC peut contractualiser avec RTE, que ce soit via les Enchères ou via le Marché Secondaire selon les modalités de l'Article F.1.

Le Volume Limite d'une EDC est mis à jour à l'issue de chaque Enchère et de chaque transaction sur le Marché Secondaire.

A partir du 5ème Jour Ouvré suivant la clôture du carnet d'Ordres de l'Enchère la plus proche de la PL, cette contrainte n'est plus applicable.

Le Volume Limite est calculé pour une PL et à un instant donnés de la manière suivante :

$$V_{Limite}(EDC, PL) = \max\{0; V_{Certifié}(EDC, PL) - V_{Contractualisé}(EDC, PL)\}$$

Où :

- $V_{Certifié}(EDC, PL)$: Volume Certifié pour l'EDC et la PL concernées (MW), conformément à l'Article E.6 ;
- $V_{Contractualisé}(EDC, PL)$: Volume Contractualisé total pour l'EDC et la PL concernées (MW), conformément à l'Article F.1.2.

F.2. Enchères

F.2.1. Détermination du besoin via la Courbe de Demande

Pour chaque PL, RTE est en charge de contractualiser auprès des TPC le volume nécessaire afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français aux Pas de Temps PP selon une méthodologie approuvée par la CRE.

RTE organise au maximum 2 Enchères pour chaque Période de Livraison. Pour chaque Enchère, le besoin est exprimé sous la forme d'une Courbe de Demande décroissante en fonction des prix. Le besoin en capacité prend notamment en compte la Contribution des Interconnexions entre la France et les pays frontaliers ainsi que, le cas échéant, le volume déjà contractualisé par l'intermédiaire des EDC à Contractualisation Pluriannuelle. Chaque Courbe de Demande est décrite dans le rapport de paramétrage visé à l'Article C.1 et rendue publique par RTE sur son Site Internet avant chaque Enchère.

Sur décision des pouvoirs publics, la Courbe de Demande peut faire apparaître un Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées tel que décrit à l'Article C.1. Dans le cas où deux Enchères sont organisées pour la PL concernée, ce Volume Réservé est pris en compte uniquement lors de l'Enchère la plus proche de la PL.

Dans le cas où la Procédure Approfondie de participation transfrontalière s'applique et que le volume total des EDC présélectionnées de l'Etat participant interconnecté est inférieur à la Contribution de l'Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement, alors la Courbe de Demande est ajustée à la baisse via la prise en compte de cet écart.

F.2.2. Conditions d'éligibilité au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées

La participation au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées est ouverte exclusivement aux EDC des filières Batterie et Effacement dont les Sites respectent les conditions ci-dessous :

- Les Sites de Soutirage ne doivent pas recourir à l'autoproduction à partir d'installations de production thermique, y compris à partir de biocarburants, ni réaliser des Modulations de Consommation à la Baisse générant une augmentation de la consommation de gaz naturel du Site ou un report de consommation électrique supérieur à 150% de la Puissance Réalisée.

- Les Sites de Soutirage ne doivent pas être rattachés à un contrat AOE ou AOFD.
- Les Sites de Stockage ne doivent pas être rattachés à un contrat AOFD ou AOLT et ne pas présenter un rendement inférieur à 67%.

Le non-respect de ces conditions emporte l'annulation de la rémunération de l'EDC concernée.

F.2.3. Déroulement de l'Enchère

Les TPC accèdent à une Enchère pour la soumission des Ordres de vente concernant les EDC certifiées de leur périmètre par l'intermédiaire des outils SI mis à disposition par RTE à cet effet et dont les conditions d'utilisation sont décrites dans les Règles SI.

Le carnet d'Ordres pour l'Enchère concernée ouvre au plus tard 3 Jours Ouvrés après la fin de la Période de Certification. La soumission d'Ordres est possible uniquement pendant la période d'ouverture du carnet d'Ordres de l'Enchère concernée. Aucun Ordre ne peut être soumis après la clôture du carnet d'Ordres de l'Enchère concernée.

L'Enchère se déroule en aveugle et le TPC ne peut visualiser les Ordres des autres TPC pendant la période d'ouverture du carnet d'Ordres.

Les Ordres restent modifiables jusqu'à la clôture du carnet d'Ordres.

F.2.4. Soumission des Ordres de vente

Toute EDC certifiée dont le Volume Limite est strictement supérieur à zéro doit faire l'objet d'un Ordre de vente sur l'Enchère de la PL concernée qui suit la Période de Certification au cours de laquelle l'EDC a été certifiée.

Dans le cas où le volume accepté à l'Enchère est inférieur au Volume Limite, le TPC est libre de soumettre un Ordre de vente sur la seconde Enchère dans le cas où une telle Enchère est organisée.

Un seul et unique Ordre peut être soumis par EDC certifiée pour chaque Enchère.

Chaque Ordre est caractérisé de la façon suivante :

- Un Ordre comprend un ou plusieurs couples [prix ; volume] permettant au TPC de décrire les conditions de contractualisation souhaitées de l'EDC. Le prix associé à chaque volume représente le prix minimum à partir duquel le TPC souhaite vendre le volume correspondant.
- Les volumes et les prix associés à chaque couple sont positifs ou nuls.
- Le prix est exprimé avec une précision de 0,01 €/MW et le volume est exprimé avec une précision de 0,1 MW.
- Le prix doit être compris entre 0 € par MW et le Prix Plafond Global de l'Enchère.
- Les couples [prix ; volume] sont classés par prix croissant : chaque volume associé à un couple doit être supérieur ou égal au volume du couple qui le précède dans le classement.

- Le volume soumis est divisible par défaut, mais peut contenir un volume indivisible qui constitue le volume minimal proposé à la vente pour cette EDC. Si un Ordre comporte une quantité indivisible, le Volume Enchère retenu de l'EDC concernée ne peut être strictement inférieur à la quantité indivisible.
- Les EDC des filières Batterie ou Effacement peuvent indiquer au moment de la soumission de l'Ordre leur choix de participer au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées.

Un Ordre est conforme s'il comprend un couple dont le volume est strictement égal au Volume Limite, sauf dans le cas où le Volume Certifié a déjà fait l'objet d'un Ordre lors de l'Enchère précédente.

Seuls les Ordres conformes constituent la Courbe d'Offre de l'Enchère. La Courbe d'Offre pour une Enchère donnée est une courbe [prix ; volume] constituée de l'agrégation de tous les Ordres déposés par les TPC, classés par ordre croissant de prix.

Dans le cas où la Procédure Approfondie de participation transfrontalière s'applique, RTE soumet au cours de la préselection des Ordres issus des EDC localisées dans le pays frontalier, un Ordre de vente à prix nul (0 €/MW), égal au niveau de contribution normatif évalué pour la frontière considérée. Ce niveau de contribution normatif est égal au niveau de contribution normatif maximal tel que défini à l'Article C.1.2, dont est déduit le Volume Certifié des EDC localisées dans le pays frontalier concerné qui présentent des Sites certifiés bénéficiant déjà d'un dispositif de soutien public.

F.2.5. Sélection des Ordres de vente

F.2.5.1. Cas général

L'objectif d'une Enchère est de déterminer un Prix et un volume d'Équilibre de telle sorte à maximiser le volume contractualisé aux meilleures conditions économiques possibles pour les acheteurs et les vendeurs, compte tenu des préférences exprimées dans les Ordres. Pour cela, l'Enchère procède à une maximisation de la fonction de bien-être social, définie comme la somme du surplus du consommateur et du surplus du producteur. Le surplus du consommateur représente la différence entre le Prix d'Equilibre de l'Enchère et le prix auquel l'acheteur est prêt à acheter. Le surplus du producteur représente la différence entre le Prix d'Equilibre de l'Enchère et le prix auquel le vendeur est prêt à vendre.

Le Prix d'Equilibre de l'Enchère correspond au prix du dernier Ordre de vente accepté dans la combinaison d'Ordres retenue, classés par ordre de prix croissant. Les Ordres inclus dans la combinaison d'Ordres retenue sont contractualisés avec RTE. Un Ordre retenu peut être contractualisé partiellement. Le volume d'équilibre de l'Enchère est la somme des Volumes Contractualisés sur l'Enchère de toutes les EDC retenues.

A titre dérogatoire :

- un Ordre dont le prix est inférieur au Prix d'Equilibre de l'Enchère peut ne pas être retenu si cette situation permet d'obtenir un meilleur bien-être social de l'Enchère ;
- un Ordre d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle peut ne pas être retenu si la somme des volumes d'Ordres des EDC à Contractualisation Pluriannuelle pour une durée de contractualisation dépasse un Plafond de Contractualisation Pluriannuelle telle que défini à l'Article F.2.5.4 .

Dans le cas où plusieurs Ordres sont soumis au Prix d'Equilibre et que la somme des volumes soumis est supérieur à la demande, tous les Ordre retenus font l'objet d'une réduction uniforme de leur volume par l'utilisation d'une règle de pro-rata calculée comme le rapport entre le volume de demande et la somme des volumes offerts au Prix d'Equilibre. Dans le cas où parmi les Ordres concernés figurent un ou plusieurs Ordres dont la quantité indivisible est supérieure au volume alloué après application du pro-rata, le ou les Ordres concernés sont rejetés totalement et le volume correspondant est alloué aux Ordres dont les volumes offerts sont divisibles au Prix d'Equilibre.

Le résultat de l'Enchère peut conduire à la détermination d'un volume d'équilibre inférieur ou supérieur à la demande exprimée au Prix d'Equilibre si la combinaison d'Ordres retenue permet de maximiser le bien-être social de l'Enchère.

Le Volume Contractualisé d'une EDC sur une Enchère est égal à son Volume Enchère, c'est-à-dire au volume en MW retenu sur l'Enchère pour l'EDC concernée et la condition de rémunération associée, conformément à F.1.3

Les résultats de l'Enchère sont publiés dès leur validation par RTE.

F.2.5.2. Cas d'une Enchère avec Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées

Dans le cas où un Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées est associé à une Enchère, RTE retient en priorité les Ordres des EDC des filières « Batterie » et « Effacement » ayant indiqué leur choix de participer au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées, dans un ordre croissant de prix et dans la limite du Volume Réservé.

Si la combinaison d'Ordres retenue ne permet pas de couvrir la totalité de la Courbe de Demande de l'Enchère alors, une seconde combinaison d'Ordres est retenue parmi les Ordres soumis par les EDC n'ayant pas participé au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées, et par les EDC des filières « Batterie » et « Effacement » non retenus dans le Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées. Cette sélection s'effectue conformément à l'Article F.2.5.1.

Dans ce cas, deux Prix d'Equilibre potentiellement distincts sont établis :

- Le Prix d'Equilibre des Flexibilités Décarbonées, qui correspond au prix du dernier Ordre de la combinaison d'Ordres des filières « Batterie » et « Effacement » ayant indiqué leur choix de participer au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées. Il permet de satisfaire le Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées.
- Le Prix d'Equilibre de l'Enchère, qui est défini conformément à l'Article F.2.5.1.

F.2.5.3. Cas d'une Enchère avec Participation transfrontalière Approfondie

Pour chaque frontière ouverte à la Participation transfrontalière Approfondie, RTE présélectionne les Ordres parmi les Ordres issus des EDC localisées dans le pays considéré et l'Ordre normatif mentionné à l'Article F.2.4, dans un ordre croissant de prix et dans la limite de la Contribution de l'Interconnexion correspondante.

Les principes de conformité et de soumission des Ordres décrits dans l'Article F.2.4 sont applicables pour la présélection des Ordres issus d'EDC localisées dans un pays frontalier, à exception de l'indivisibilité des volumes offerts. Les Ordres issus d'EDC localisées dans un pays frontalier ne peuvent contenir que des volumes divisibles.

Les Ordres présélectionnés sont ensuite automatiquement transférés à l'identique dans la Courbe d'Offre de l'Enchère associée, et sont retenus conformément aux conditions décrites à l'Article F.2.5.1.

Le volume présélectionné ($V_{présélectionné}$) représente le volume retenu lors de la phase de préselection pour la frontière et la PL concernées dans le cadre d'une Enchère avec participation transfrontalière standard. Le prix du dernier Ordre de la combinaison d'Ordres présélectionnée constitue le Prix Plafond Transfrontalier de la frontière concernée.

F.2.5.4. Cas d'une enchère avec participation d'EDC à Contractualisation Pluriannuelle

Pour chaque Enchère ouvrant droit à une Contractualisation Pluriannuelle, sont introduits dans l'Enchère des Plafonds de Contractualisation Pluriannuelle pour plusieurs horizons de temps. Ces Plafonds de Contractualisation Pluriannuelle sont définis dans le rapport de paramétrage. Les Plafonds de Contractualisation Pluriannuelle permettent de circonscrire la sélection d'EDC à Contractualisation Pluriannuelle au besoin additionnel identifié pour chaque horizon de temps considéré par les études prospectives produites par RTE.

F.3. Marché Secondaire

F.3.1. Accès au Marché Secondaire

L'ouverture ou la réouverture du Marché Secondaire pour chaque PL intervient au plus tard 5 Jours Ouvrés après le Jour de fermeture du carnet d'Ordres d'une Enchère.

Dans le cas où deux Enchères sont organisées pour une PL, le Marché Secondaire est temporairement fermé 5 Jours Ouvrés avant la fin de la deuxième Période de Certification et jusqu'à la date de réouverture mentionnée ci-dessus.

Conformément à l'article R.316-26 du code de l'énergie, le Marché Secondaire d'une PL ferme définitivement sept Jours Ouvrés à l'issue du dernier Jour de la PL.

Pendant les périodes de fermeture du Marché Secondaire, les TPC ne peuvent enregistrer aucune transaction auprès de RTE.

Une EDC qui ne respecte pas les conditions décrites à l'Article F.3.4 ne peut acquérir de Volume Contractualisé sur le Marché Secondaire.

F.3.2. Déclaration d'une transaction

Les transactions sur le Marché Secondaire doivent être déclarées auprès de RTE par l'intermédiaire de l'outil SI mis à disposition à cet effet.

Le TPC de l'EDC cédante doit initier une déclaration de transaction auprès de RTE. Le TPC de l'EDC cessionaire est Notifié de la déclaration de transaction. Suite à la validation du TPC cessionnaire, la demande de transaction est soumise à la validation de RTE, qui Notifie les TPC concernés du résultat des contrôles. Si la transaction n'est pas conforme, elle n'est pas prise en compte.

La déclaration de transaction transmise à RTE contient les éléments suivants :

- L'identification des deux TPC concernés ;
- L'identification des deux EDC concernées ;
- Le Volume Contractualisé à échanger : volume en MW associé à une condition de rémunération, conformément à l'Article F.1.3.

Une transaction sur le Marché Secondaire doit impliquer deux EDC différentes qui doivent appartenir au périmètre de TPC différents. Chaque transaction concerne un seul Volume Contractualisé de l'EDC cédante associé à sa condition de rémunération unique.

F.3.3. Contribution résiduelle de l'Interconnexion

Pour une PL et une frontière données, la Contribution résiduelle de l'Interconnexion représente le volume maximal situé dans le pays frontalier concerné pouvant faire l'objet d'une transaction sur le Marché Secondaire. Elle est matérialisée par la formule suivante :

$$Contribution\ résiduelle\ de\ l'Interconnexion\ (frontière, PL) = \max\left\{0\ ;\ V_{présélectionné}(frontière, PL) - \sum_{EDC \in frontière} V_{Contractualisé}(EDC, PL)\right\}$$

Où :

- $V_{présélectionné}(frontière, PL)$: volume présélectionné pour la frontière et la PL concernées (MW), conformément à l'Article F.2.5.3 ;
- $V_{Contractualisé}(EDC, PL)$: Volume Contractualisé total pour l'EDC et la PL concernées (MW), conformément à l'Article F.1.2.

F.3.4. Conditions de conformité d'une transaction

Une transaction est validée par RTE si elle respecte les conditions de conformité suivantes :

- Le Volume Contractualisé de l'EDC cédante, associé à la condition de rémunération identifiée dans la déclaration de transaction, est supérieur ou égal au volume à échanger ;

- Si la déclaration de transaction est soumise à RTE au plus tard le dernier Jour de la Période de Certification de l'Enchère la plus proche de la PL, le volume à échanger déclaré dans la transaction est inférieur ou égale au Volume Limite de l'EDC cessionnaire ;
- Si l'EDC cessionnaire n'est pas localisée en France et que le pays concerné est différent de celui de l'EDC cédante, le volume à échanger est inférieur ou égal à la Contribution résiduelle de l'Interconnexion du pays frontalier de l'EDC cessionnaire ;
- L'EDC cessionnaire n'est pas une EDC à Contractualisation Pluriannuelle ;
- Pour l'EDC cessionaire avec un Volume Limite non nul, elle a soumis un Ordre pour au moins une Enchère suivant sa certification, précédant la date de soumission de la déclaration de transaction.

Si l'une des conditions énumérées ci-dessus n'est pas respectée, la transaction est refusée par RTE.

F.3.5. Prise en compte des transactions

Une transaction sur le Marché Secondaire entraîne un transfert de Volume Contractualisé entre l'EDC cédante et l'EDC cessionnaire. Chaque transaction est enregistrée par la prise en compte d'un Volume Echangé pour chacune des EDC concernées, constitué du volume transféré et de la condition de rémunération associée, conformément à l'Article F.1.3.

Le Volume Limite, et la Contribution résiduelle de l'Interconnexion le cas échéant, sont mis à jour conformément aux Articles F.1.4 et F.3.3.

F.3.5.1. Impact pour l'EDC cédante

Le Volume Echangé est soustrait du Volume Contractualisé de l'EDC cédante, en respectant la condition de rémunération précisée dans la déclaration de la transaction.

Dans le cas où l'EDC cédante est une EDC à Contractualisation Pluriannuelle, le Volume Echangé lors d'une transaction ne peut porter que sur une unique PL. Cette transaction sera effective uniquement pour la PL concernée et n'affectera pas les autres PL de la Période de Contractualisation de l'EDC à Contractualisation Pluriannuelle.

F.3.5.2. Impact pour l'EDC cessionnaire

Le Volume Echangé est ajouté au Volume Contractualisé de l'EDC cessionnaire.

Le type de rémunération « Encadrement » est appliqué au Volume Echangé de toute EDC cessionnaire sur le Marché Secondaire, conformément à l'Article F.1.3.

L'Enchère associée à la condition de rémunération du Volume Echangé de l'EDC cédante est appliquée à la condition de rémunération du Volume Echangé repris par l'EDC cessionnaire. Dans le cas où l'EDC cédante est une EDC à Contractualisation Pluriannuelle, l'Enchère associée est l'Enchère de la première PL de la Période de Contractualisation.

G. Contrôle de la disponibilité

G.1. Principes généraux du contrôle de la disponibilité

Le contrôle de la disponibilité aboutit au calcul du Volume Disponible. Le Volume Disponible permet de contrôler la mise à disposition auprès du système électrique des Volumes Contractualisés des EDC sur les Pas de Temps PP d'une PL. Il est utilisé pour le calcul des écarts au titre des règlements financiers, conformément à l'Article H.2.1.

La méthodologie appliquée au calcul du Volume Disponible dépend de la Méthode de Certification utilisée pour chacune des EDC, conformément à l'Article E.4.8. Dans le cadre du contrôle de disponibilité, en fonction de la Méthode de Certification, plusieurs contrôles peuvent être réalisés afin d'aboutir au calcul du Volume Disponible.

Deux calculs de Volume Disponible sont réalisés pour une PL. La même méthodologie de calcul est appliquée, telle que :

- Volume Disponible estimé $V_{Dispo}^{estimé}$, calculé à partir des données entrantes estimées ;
- Volume Disponible définitif $V_{Dispo}^{définitif}$, calculé à partir des données entrantes définitives.

La valeur du Volume Disponible est arrondie à 0,1 MW, conformément à l'Article B.6.

G.2. Respect des seuils d'émissions de gaz à effet de serre

Conformément à l'Article E.3.2, dans le cas où les Sites de l'EDC ne relèvent pas des catégories concernées par la présomption de respect des plafonds d'émission de gaz à effet de serre prévue au troisième alinéa de l'article D.316-15-1 du code de l'énergie, le TPC s'engage au cours du Guichet de Certification à respecter les plafonds d'émissions applicables pour les Sites de l'EDC concernée.

La période de référence du calcul des émissions s'entend comme la période démarrant le premier Jour suivant le dernier Jour de la précédente PL, et terminant le dernier Jour de la PL considérée.

A l'issue de la PL et avant la date limite de mise à disposition du Volume Disponible estimé, le TPC est tenu de justifier le respect de la limite d'émissions annuelles au cours de la période d'application des seuils d'émissions de gaz à effet de serre, pour les EDC auxquelles sont rattachés des Sites dont le contrat d'accès au réseau initial a été signé avant le 4 juillet 2019, et dont les émissions excèdent 550 grammes de dioxyde de carbone par kilowattheure. Le cas échéant, le TPC doit justifier le respect du seuil de 350 kilogrammes de dioxyde de carbone issus de carburant fossile en moyenne par kilowatt de puissance électrique installée, conformément à l'article L.316-9 du code de l'énergie.

Cette justification est adressée à RTE et est établie pour chaque EDC et chaque PL concernée conformément aux documents figurant en Annexes ANN-XVI et ANN-XVII.

Le non respect des seuils d'émissions ou l'absence d'envoi d'un document justificatif avant l'échéance emporte la nullité du Volume Disponible de l'EDC et de l'Agrégat concernés.

RTE ou le GR de raccordement ont la possibilité de mener un audit en cas de doute sur le respect desdits plafonds.

Par dérogation, dans le cas où l'évaluation des émissions de la Capacité par l'Acheteur Obligé déposant la Demande de Certification dépend d'informations détenues exclusivement par l'Exploitant de la Capacité, l'engagement de respect des émissions de gaz à effet de serre n'est pas obligatoire.

G.3. Méthode Standard

G.3.1. Principes de calcul spécifiques à la Méthode Standard

Une EDC certifiée en Méthode Standard est liée à une EDA et/ou une EDE sur un Jour PP si au moins un Site du périmètre de Sites de l'EDC est inclus dans le périmètre de l'EDA ou de l'EDE. Cette Liaison est retenue ou non, pour le calcul du Volume Disponible, selon les résultats des contrôles de conformité des Liaisons, conformément à l'Article G.3.2.

Un Site non lié est un Site ni rattaché à une EDA ni à une EDE. Une EDC est « non liée » si, sur un Jour PP, tous les Sites dans son périmètre sont non liés. Toute EDC peut contenir des Sites non liés sous réserve de respecter les règles de constitution du périmètre de Sites, conformément à l'Article E.5.

Le Volume Disponible des EDC certifiées en Méthode Standard est calculé aux bornes d'un Agrégat annuel, qui est constitué d'un ensemble d'Agrégats journaliers de telle sorte que chaque EDC est rattachée à un seul Agrégat annuel.

Selon la configuration, un Agrégat journalier peut être :

- L'ensemble minimal d'EDC d'Injection rattachées à un même TPC permettant de constituer des EDA entières. Cet ensemble est un Agrégat d'Injection multi-EDC s'il est constitué de strictement plus d'une EDC, ou un Agrégat d'Injection mono-EDC dans le cas contraire ;
- L'ensemble minimal d'EDC de Soutirage rattachées à un même TPC permettant de constituer des EDA ou EDE entières. Cet ensemble est un Agrégat de Soutirage multi-EDC s'il est constitué de strictement plus d'une EDC, ou un Agrégat de Soutirage mono EDC dans le cas contraire.

La constitution des Agrégats prévoit deux cas particuliers :

- Dans le cas d'une EDC à Contractualisation Pluriannuelle, l'Agrégat journalier et annuel sont obligatoirement mono-EDC. L'EDC doit contenir des EDA/EDE entières et/ou des Sites non liés.
- Dans le cas des EDC de Soutirage EIF, l'Agrégat journalier et annuel sont obligatoirement mono-EDC. L'EDC est associée à un périmètre de Sites déclaré conformément à l'Article E.5.
- Dans le cas des EDC localisées dans un pays frontalier, l'Agrégat journalier et annuel sont obligatoirement mono-EDC.

La constitution des Agrégats est uniquement réalisée pour les EDC d'Injection ou de Soutirage certifiées en Méthode Standard. Toute EDC certifiée en Méthode Normative est donc exclue de la constitution des Agrégats.

Les Agrégats sont constitués par RTE au moment du calcul du Volume Disponible à partir des données suivantes :

- Les caractéristiques et paramètres de certification de l'EDC ;
- Le rattachement des EDC à un TPC ;
- Le périmètre de Sites rattachés aux EDC ;
- Le périmètre de Sites rattachés aux EDA/EDE.

Le Volume Disponible d'un Agrégat annuel constitué d'une ou plusieurs EDC certifiées en Méthode Standard est calculé à partir :

- Des caractéristiques et paramètres de certification de l'EDC, et de son périmètre de Sites, décrits aux Articles E.4 et E.5 ;
- Des Liaisons avec des EDA/EDE, en fonction des contrôles de conformité de Liaisons conformément à l'Article G.3.2 ;
- Des résultats des contrôles de conformité des fichiers de collecte, conformément à l'Article G.3.3 ;
- Des données issues des Courbes de Charge ou des Courbes Réalisées ;
- Des collectes des énergies de contrainte de stock, de Puissance Activable et des Services Système Fréquence programmés à la maille EDC ou EDE, déclarées par les TPC conformément à l'Article G.3.3 ;
- Des données issues du Mécanisme d'Ajustement, du dispositif NEBCO et des Services Système Fréquence, conformément aux Chapitre 2, 4 et 5 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- Des résultats des contrôles réalisés : contrôle par audits conformément à l'Article G.3.4, contrôle par tests d'activation conformément à l'Article G.3.5.

G.3.2. Contrôles de conformité de Liaisons

La Liaison d'une EDC d'Injection à une EDA n'est pas conforme si au moins un Site rattaché à l'EDA liée à l'EDC n'est rattaché à aucune des EDC certifiées en Méthode Standard du périmètre du même TPC. Toute Liaison d'une EDC à une EDA contenant au moins un Site rattaché à une EDC certifiée en Méthode Normative est considérée comme non conforme.

La Liaison d'une EDC de Soutirage à une EDE et une EDA qui ont au moins un Site en commun n'est conforme que si plus de 90% de la composition de l'EDE et de l'EDA est commune. En cas contraire, les Liaisons avec l'EDE et l'EDA sont considérées comme non conformes.

Les EDC certifiées avec Contractualisation Pluriannuelle doivent constituer des Agrégats mono-EDC. Les Sites d'une EDA ou une EDE liée à l'EDC à Contractualisation Pluriannuelle ne doivent pas être rattachés à des EDC différentes. Dans le cas contraire, la Liaison est considérée comme non conforme.

Dans le cas où des EDC rattachées à des TPC différents sont liées à une même EDA, la Liaison est considérée comme non conforme. Dans le cas où des EDC rattachées à des TPC différents sont liées à une même EDE, la Liaison est considérée comme non conforme pour le TPC qui n'a pas déposé une collecte de Puissance Activable pour l'EDE concernée, conformément à l'Article G.3.3.2.2.

Toute Liaison non conforme n'est pas retenue lors du calcul du Volume Disponible, avec les conséquences suivantes :

- La non-conformité d'une Liaison n'impacte pas d'autres Liaisons éventuelles qui peuvent exister au sein de l'EDC. Les Sites rattachés à une EDA et une EDE, dont une des deux Liaisons n'est pas conforme sont considérés liés via la Liaison conforme.
- Les données relatives à la Liaison ne sont pas prises en compte. Une Liaison non conforme n'autorise dans aucun cas la réalisation ou prise en compte de collectes additionnelles par rapport aux autorisations associées à la Liaison conforme.

G.3.3. Collectes spécifiques au Mécanisme de Capacité

G.3.3.1. Principes des collectes spécifiques

G.3.3.1.1. Récepteur des collectes

Les collectes de Puissance Activable, des énergies maximales de stock journalières et hebdomadaire, et des Services Système Fréquence sont transmises par le TPC de l'EDC concernée :

- Pour les EDC raccordées au RPT ou les EDC multi-GRD, directement auprès de RTE, via un dispositif de collecte ad hoc.
- Pour les EDC raccordées à un unique GR, auprès du GRD, via un dispositif de collecte ad hoc. La collecte peut être effectuée auprès de RTE et du GRD par les TPC d'EDC ayant Notifié RTE et le GRD de son choix.

G.3.3.1.2. Délais de soumission des collectes

Le tableau ci-dessous précise les délais pour chacune des collectes. Dans les cas où une collecte est effectuée en dehors de ces délais, elle n'est pas prise en compte.

Collecte	**Délais de soumission des collectes pendant la PL**	
	Limite de la déclaration	**Limite de la re-déclaration**
Puissance Activable	Transmise par le TPC à RTE : en J-1 au plus tard à 12h00 ; Transmise par le TPC au GRD : avant 11h en J-1 ; le GRD concerné doit transmettre les informations collectées à RTE au plus tard à 12h00 en J-1.	Redéclaration à la baisse Jour PP+1 avant 19h

Collecte	Délais de soumission des collectes pendant la PL	
	Limite de la déclaration	**Limite de la re-déclaration**
Énergie maximale journalière	Transmise par le TPC à RTE : en J-1 au plus tard à l'Heure Limite d'Accès au Réseau (conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur) ; Transmise par le TPC au GRD : 1h avant l'Heure Limite d'Accès au Réseau en J-1 ; le GRD concerné doit transmettre les informations collectées à RTE au plus tard à l'Heure Limite d'Accès au Réseau en J-1.	Redéclaration à la baisse Jour PP+1 avant 19h
Énergie maximale hebdomadaire	Transmise par le TPC à RTE : au plus tard à 12h00 le vendredi avant la Semaine concernée ; Transmise par le TPC au GRD : avant 11h le vendredi avant la Semaine concernée ; le GRD concerné doit transmettre les informations collectées à RTE au plus tard à 12h00 le vendredi avant la Semaine concernée.	Redéclaration à la baisse jusqu'au lundi Semaine +1 19h
Services Système Fréquence programmés	Transmise par le TPC à RTE : en J-1 au plus tard à 19h00	Redéclaration à la baisse Jour PP+1 avant 19h

G.3.3.2. Collectes de Puissance Activable

G.3.3.2.1. Eligibilité et données collectées

L'objectif des collectes de Puissance Activable est de prendre en compte la mise à disposition du système électrique d'une puissance sous condition d'atteinte d'un seuil de Prix Spot de Référence.

La collecte de Puissance Activable est autorisée dans les cas suivants :

- Pour les EDC d'Injection certifiées en Méthode Standard rattachées à au moins un Site non lié ;
- Pour les EDE liées à au moins une EDC de Soutirage certifiée.

La collecte de Puissance Activable comprend les informations suivantes à la maille EDE ou EDC. Les Puissances Activables à la hausse en MW par Pas de Temps PP.

- Les prix d'engagement en €/MW par Pas de Temps PP, qui doivent être inférieurs au Prix Spot Maximum ; dans le cas contraire, le fichier de collecte est rejeté.
- Pour les EDC de Soutirage, la durée minimale d'activation consécutive pour le Jour PP en nombre de Pas de Temps PP. Si cet élément est manquant dans la collecte des EDC de Soutirage, il est considéré égal à 1 par défaut.

Dans les cas où la Puissance Activable ou le prix d'engagement est absent de la collecte, le fichier de collecte est rejeté.

Pour les EDC de Soutirage, si plus de 90% des Sites de Soutirage composant une EDE appartiennent également à une EDA, et que la Liaison des EDC concernées à ces deux entités est considérée conforme, tel que décrit à l'Article G.3.2, l'EDA et l'EDE sont considérées liées entre elles. Dans ce cas, le TPC de l'EDC devra préciser dans cette collecte pour chaque Pas de Temps PP l'Indice de Valorisation EDE, qui déterminera le choix pour la prise en compte de sa disponibilité tel que :

- Si $In_{Valorisation}^{EDE}(EDE, t) = 0$, seules la Puissance Réalisée, la Puissance Offerte et la Puissance Attendue sur le MA seront prises en compte ;
- Si $In_{Valorisation}^{EDE}(EDE, t) = 1$, seules la Puissance Réalisée, la Puissance Offerte et la Puissance Attendue sur NEBCO seront prises en compte ;
- Si l'Indice de Valorisation EDE n'est pas fourni dans la collecte, il sera considéré égal à 1 par défaut et la prise en compte de l'EDE sera privilégiée.

G.3.3.2.2. Engagement d'activation des EDC de Soutirage

Pour chaque Pas de Temps PP, un Prix Spot de Référence moyen et un prix d'engagement moyen sont calculés sur le nombre de Pas de Temps PP constituant la durée minimale d'activation consécutive déclarée, en incluant le Pas de Temps PP concerné. Les Pas de Temps sur la durée minimale d'activation qui se trouvent en dehors de la plage de la Période de Pointe journalière ou qui ont une Puissance Activable associée déclarée nulle ne sont pas pris en compte dans le calcul de ces valeurs moyennes.

Le TPC de l'EDC de Soutirage s'engage à activer les Puissances Activables des EDE déclarées dans la collecte sur un Pas de Temps PP dans les cas suivants :

1. Pour le premier Pas de Temps de chaque plage de la Période de Pointe journalière ou pour le cas où une activation n'était pas engagée pour le Pas de Temps précédent : si le Prix Spot de Référence moyen est inférieur ou égal au prix d'engagement moyen du Pas de Temps PP.
2. Pour le cas où une activation était engagée pour le Pas de Temps PP précédent :
    - si la durée minimale d'activation consécutive de l'activation précédente n'a pas été atteinte ; ou
    - si le Prix Spot de Référence sur le Pas de Temps concerné est inférieur ou égal au prix d'engagement du même Pas de Temps PP.

Cet engagement d'activation est pris en compte lors du calcul de la Puissance Attendue dans le respect de la contrainte de stock déclarée, conformément à l'Article G.3.6.4.

G.3.3.2.3. Engagement d'activation des EDC d'Injection

Pour chaque Pas de Temps PP, le TPC de l'EDC d'Injection s'engage à activer la Puissance Activable déclarée dans la collecte de l'EDC concernée si le Prix Spot de Référence est supérieur ou égal au prix d'engagement.

Cet engagement d'activation est pris en compte lors du calcul de la Puissance Attendue dans le respect de la contrainte de stock déclarée, conformément à l'Article G.3.6.4.

G.3.3.3. Collecte des énergies de stock

Pour les EDC certifiées en Méthode Standard avec contrainte de stock, si le TPC estime que la contrainte de stock affectant son EDC diffère des énergies déclarées lors de la certification ($Emax_j^{certifiée}$ ou $Emax_h^{certifiée}$), une collecte spécifique peut être effectuée pendant la PL. Cette collecte ne sera prise en compte que pour la période concernée : le Jour pour l'énergie maximale journalière, ou la Semaine pour l'énergie maximale hebdomadaire.

Dans le cas où aucune collecte est effectuée, les énergies de contrainte de stock déclarées lors de la certification seront utilisées, conformément à l'Annexe ANN-I. Dans les cas où la collecte est effectuée en dehors des délais de soumission, conformément à l'Article G.3.3.1.2, elle ne sera pas prise en compte et les énergies de contrainte de stock déclarées lors de la certification seront utilisées.

Dans le cas des Semaines contenant moins de 5 Jours éligibles PP, elles seront traitées comme si 5 Jours PP pouvaient être signalés pendant la Semaine. Le TPC devra donc collecter, le cas échéant, une énergie maximale hebdomadaire correspondant à une Semaine pleine.

G.3.3.4. Collecte des Services Système Fréquence programmés

La collecte de Services Système Fréquence programmés à la Hausse est autorisée pour les EDC certifiées en Méthode Standard qui ont programmé des Services Système Fréquence à la Hausse, conformément au Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE en vigueur. Si les Services Système Fréquence programmés à la Hausse sont inférieurs à la puissance maximale à l'Injection des Sites rattachés à l'EDC par application de stratégies de charge/décharge, le TPC collecte la puissance maximale à l'Injection des Sites concernés.

Cette collecte devra exclure les Services Systèmes Fréquence programmés à la Hausse fournis par des Sites rattachés à des EDA qui réalisent des Offres d'Ajustement implicites sur le Mécanisme d'Ajustement.

G.3.4. Contrôles par audit

G.3.4.1. Éligibilité

Toute EDC certifiée, EDA ou EDE peuvent être soumises au plus à 3 audits pour une PL donnée.

L'audit doit être justifié et dûment proportionné aux objectifs poursuivis. Il fait préalablement l'objet d'une Notification à la CRE.

Un audit d'une EDC certifiée en Méthode Standard peut être engagé par :

- RTE pour les EDC RPT ou les EDC localisées dans un pays étranger ;
- le GRD (ou un tiers désigné et mandaté par le GRD) pour les EDC raccordées à son réseau ;

Le responsable de l'audit s'assure que le tiers mandaté est indépendant du TPC visé par l'audit.

Pour les EDC multi-GRD visées par un audit, RTE et les GRD concernés se coordonnent pour la réalisation de l'audit, en fonction de la réglementation en vigueur. En cas de désaccord entre GR, RTE est en dernier recours responsable de la réalisation de l'audit.

G.3.4.2. Audit sur pièces

Un audit sur pièces peut être Notifié par le responsable d'audit, au TPC de l'EDC, entre la date de certification et la date de fin pour une PL donnée.

Si le responsable de l'audit souhaite engager un audit sur pièces, il le Notifie au TPC de l'EDC et en précise les motifs.

Le responsable d'engagement de l'audit informe, le cas échéant, le TPC de l'EDC de l'identité du GR ou du tiers désigné et mandaté par le GR qui réalise l'audit.

Le cas échéant, le TPC de l'EDC doit transmettre à l'entité réalisant l'audit les pièces justificatives pour les motifs exposés. La Notification d'un audit sur pièces mentionne le délai imparti pour la transmission des pièces justificatives nécessaires. Ce délai est a minima de 5 Jours Ouvrés.

Des justificatifs invalidant les paramètres collectés ou déclarés à la certification ou l'absence de justificatif valable transmis, entrainent un échec au contrôle par audit sur pièces, dont les conséquences sont stipulées à l'Article G.3.6.5.

G.3.4.3. Audit sur place

L'audit sur place peut avoir lieu entre la date de certification et la date de fin pour une PL donnée.

Si le responsable de l'audit d'une EDC souhaite engager un audit sur place, il le Notifie au TPC de l'EDC et en précise les motifs.

L'audit sur place est Notifié au TPC de l'EDC a minima 2 Jours Ouvrés au préalable par le responsable de l'engagement de l'audit.

Le TPC de l'EDC s'engage à délivrer au responsable de l'engagement de l'audit, ou à un tiers agréé par celui-ci, les autorisations pour l'accès aux Sites ou dans les locaux permettant la réalisation de l'audit dans le délai mentionné dans la Notification de l'audit.

Le responsable d'engagement de l'audit informe le TPC de l'EDC de l'identité du GR ou du tiers désigné et mandaté par le GR qui réalise l'audit.

L'audit peut être réalisé dans les locaux du TPC de l'EDC et in situ auprès des Sites constituant l'EDC et, le cas échéant, dans les locaux des sous-traitants.

G.3.5. Contrôles de la Puissance Offerte par test d'activation

G.3.5.1. Eligibilité

Un test d'activation au titre du Mécanisme de Capacité est réalisé à l'initiative de RTE sur des Pas de Temps PP de la PL en cours. Les GRD de raccordement peuvent demander à RTE la réalisation des tests d'activation sur des EDC de leur zone de déserte.

Toute EDA, EDE ou la partie non liée d'une EDC d'Injection en Méthode Standard est éligible au dispositif de Contrôle d'Observabilité en Méthode Standard par tests d'activation si toutes les conditions suivantes sont remplies :

- Elle a fait l'objet de tests d'activation sur strictement moins de trois Jours PP de la PL concernée ;
- Dans le cas d'une EDA, elle a déposé une Offre d'Ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- Dans le cas d'une EDE ou la partie non liée d'une EDC d'Injection, elles ont fait une collecte de Puissance Activable au titre du Mécanisme de Capacité, conformément à l'Article G.3.3.2.

G.3.5.2. Conditions de réalisation du test

G.3.5.2.1. Tests d'activation via le Mécanisme d'Ajustement

Toute EDA peut faire l'objet d'un test d'activation au titre du Mécanisme de Capacité via un ordre d'ajustement du Mécanisme d'Ajustement dans le respect des Conditions d'Utilisation des Offres déclarées dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

Cette activation :

- est réalisée hors préséance technico-économique ;
- peut concerner des offres complémentaires hors période d'insuffisance d'offres, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- est valorisée au minimum entre le Prix Marginal d'Equilibre et le Prix de l'Offre testée via le Mécanisme d'Ajustement, conformément aux Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

En particulier, une EDA peut être activée sur l'ensemble de la Durée Minimale d'Utilisation déclarée dans les Conditions d'Utilisation des Offres. Dans ce cas, toute la plage d'activation est qualifiée de test d'activation quand bien même celle-ci couvre des Pas de Temps qui ne sont pas des Pas de Temps PP.

Un test d'activation via le Mécanisme d'Ajustement ne fait pas l'objet d'une Notification préalable au test d'activation. RTE Notifie au TPC de l'EDC l'identité de l'EDA testée dans son périmètre au plus tard 15 Jours Ouvrés après le test d'activation.

L'ensemble des coûts associés aux tests d'activation sont à la charge du TPC de l'EDC liée à l'EDA testée. Ces coûts comprennent notamment le forfait de démarrage et la différence entre le Prix d'Offre et le Prix Marginal d'Equilibre, conforme au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

G.3.5.2.2. Tests d'activation via le dispositif NEBCO

Toute EDE peut faire l'objet d'un test d'activation au titre du Mécanisme de Capacité via le dispositif NEBCO. Cette activation est réalisée hors préséance économique suite à Notification par RTE du TPC responsable de l'engagement du test au plus tard à 20h00 en J-1.

L'Opérateur d'Effacement devra déclarer une NEBCO à hauteur de la puissance Notifiée sur tous les Pas de Temps PP concernés par le test d'activation, conformément au Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE en vigueur, et dans la limite des énergies de contrainte de stock conformément à l'Article G.3.3.3.

L'activation Notifiée pourra concerner toute ou partie de la Période de Pointe journalière d'un Jour PP, indépendamment des énergies de contrainte de stock. Ces activations sont prises en compte lors du calcul de la Puissance Attendue dans le respect de la contrainte de stock déclarée, conformément à l'Article G.3.6.4.

G.3.5.2.3. Tests d'activation des EDC d'Injection avec des Sites non liés

Toute EDC d'Injection certifiée rattachée à des Sites non liés au moment du lancement du test d'activation peut faire l'objet d'un test d'activation au titre du Mécanisme de Capacité. Cette activation est réalisée hors préséance économique suite à Notification du responsable de l'engagement du test au plus tard à 20h00 en J-1. Elle consiste en l'activation de Capacités de Production non-liées par leur Exploitant, dans la limite des énergies de stock conformément à l'Article G.3.3.3.

L'activation Notifiée pourra concerner toute ou partie de la Période de Pointe journalière d'un Jour PP, indépendamment des énergies de contrainte de stock. Ces activations sont prises en compte lors du calcul de la Puissance Attendue dans le respect de la contrainte de stock déclarée, conformément à l'Article G.3.6.4.

G.3.5.3. Prise en compte des tests d'activation

Le résultat d'un test d'activation est évalué à la fin de la PL lors du calcul de la Puissance Attendue, conformément à l'Article G.3.6.4, dans le respect de la Puissance Offerte et des énergies de contrainte de stock.

Les Liaisons sont obtenues pour les Pas de Temps PP testés à partir du périmètre définitif de Sites à la fin de la PL et conformément à l'Article G.3.2. Toute déclaration ou modification du périmètre de Sites des EDC qui aurait comme conséquence qu'un test d'activation Notifié par RTE ne soit pas associé à une EDC incluse dans le périmètre du TPC à l'issue de la PL est interdite.

Le résultat d'un test d'activation est pris en compte dans le calcul du Volume Disponible via la Puissance Attendue selon les modalités suivantes :

- Pour les EDC avec Sites non liés, le résultat est associé à l'Agrégat contenant l'EDC pour les Pas de Temps PP du test, indépendamment de changements éventuels du périmètre de Sites de l'EDC testée ;
- Pour les EDA ou EDE, le résultat est associé à l'EDA ou EDE testée pour les Pas de Temps PP du test.

Le résultat d'un test d'activation dépend des collectes ou offres déclarées avant la Notification du test d'activation. Toute éventuelle redéclaration de la Puissance Activable ou Offerte à l'issue de la Notification du test d'activation ne sera pas prise en compte.

G.3.6. Calcul du Volume Disponible

G.3.6.1. Étapes de calcul

Le Volume Disponible est calculé selon les étapes suivantes :

1. Calcul de la Puissance Réalisée pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.2 ;
2. Vérification de l'atteinte de la contrainte de stock pour chaque Jour PP et chaque semaine de la PL contenant un Jour PP, conformément à l'Article G.3.6.3 ;
3. Calcul de la Puissance Attendue pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.4 ;
4. Calcul des Coefficients d'Observabilité en Méthode Standard, conformément à l'Article G.3.6.5 ;
5. Calcul de la Puissance Offerte contrôlée pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.6 ;
6. Calcul de la puissance résiduelle contrôlée pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.7, définie comme la soustraction de la Puissance Attendue à la Puissance Offerte contrôlée ;
7. Calcul de la puissance disponible plafonnée pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.8 ;
8. Calcul de la puissance disponible thermosensible à Température Extrême pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.9.1 ;
9. Calcul de la puissance disponible effective pour chaque Pas de Temps PP, conformément à l'Article G.3.6.9.2 ;
10. Calcul du Volume Disponible pour la PL, conformément à l'Article G.3.6.10, en appliquant les coefficients de contrainte de stock calculés, conformément à l'Annexe ANN-I, et le coefficient filière, conformément à l'Article E.6.1.

G.3.6.2. Puissance Réalisée

La Puissance Réalisée d'un Agrégat annuel sur un Pas de Temps PP, $P_{Réa}(Agrégat, t)$, est égale :

- Pour un Agrégat d'Injection, à la somme sur le Pas de Temps PP des Courbes de Charge d'Injection des EDC d'Injection constituant l'Agrégat, à partir des données de comptage des Sites.
- Pour un Agrégat de Soutirage hors EIF, à la somme :
    - Sur le Mécanisme d'Ajustement, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur, des Courbes de Réalisation à la Baisse des EDA liées aux EDC de Soutirage constituant l'Agrégat :
        - Qui ne sont pas liées à des EDE ;
        - Qui sont liées à des EDE, si le TPC privilégie l'EDA via un Indice de Valorisation EDE égal à 0 conformément à l'Article G.3.3.2 ;
    - Sur le dispositif NEBCO, conformément au Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE en vigueur, des Chroniques de Modulation Réalisée à la Baisse des EDE liées aux EDC de Soutirage constituant l'Agrégat :
        - Qui ne sont pas liées à des EDA ;
        - Qui sont liées à des EDA, si le TPC privilégie l'EDE via un Indice de Valorisation EDE égal à 1 conformément à l'Article G.3.3.2 ;
- Pour un Agrégat de Soutirage EIF, à la somme :
    - Pour les Groupes de Calendrier Fournisseur à Période Mobile dont les Sites disposent d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, des Courbes de Réalisation à la maille de chaque Groupe à Période Mobile, calculées selon la méthode des « Panels » conformément au Chapitre 0 des Dispositions Générales des Règles Marché de RTE en vigueur.
    - Pour les Sites de Soutirage raccordés en basse tension disposant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ou ceux raccordés en HTA, des Courbes de Réalisation à la maille de chaque Site, calculées comme la différence entre la Courbe de Référence et la Courbe Réalisée relatives à chaque Pas de Temps PP. La Courbe de Référence est calculée comme la médiane des Courbes Réalisées sur chaque Pas de Temps PP des dix Jours Ouvrés précédents jusqu'à deux Jours avant le Jour PP, excluant les éventuels Jours PP au cours de cette période. Dans le cas où 10 jours PP ont été tirés au cours de cette période, la médiane est calculée sur les Pas de Temps PP des cinq Jours Ouvrés précédents la période excluant les éventuels Jours PP.

G.3.6.3. Vérification de l'atteinte de la contrainte de stock

Un Agrégat est considéré certifié avec contrainte de stock s'il est composé d'au moins une EDC certifiée avec contrainte de stock.

Pour un Agrégat avec contrainte de stock, la contrainte de stock est considérée atteinte dans les cas suivants, conformément à l'Annexe ANN-I.B :

- si l'énergie livrée totale sur les Pas de Temps PP d'un Jour PP est égale ou supérieure à l'énergie maximale de stock journalière contrôlée ; ou
- si l'énergie livrée totale sur les Pas de Temps PP de tous les Jours PP d'une semaine est égale ou supérieure à l'énergie maximale de stock hebdomadaire contrôlée.

L'énergie livrée susmentionnée est calculée à la maille Agrégat annuel à partir de la Puissance Réalisée, conformément à l'Article G.3.6.2, en excluant les Services Systèmes Fréquence réalisés.

G.3.6.4. Puissance Attendue

La Puissance Attendue pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP concernés, $P_{Attendue}(Agrégat, t)$, correspond à la somme des puissances qui doivent être livrées et qui résultent :

- Pour les Agrégats d'Injection :
    - De la somme du Programme de Marche Théorique Tracé par RTE de chaque EDA liée à des EDC d'Injection constituant l'Agrégat, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
    - De la somme des Services Systèmes réalisés nets, résultat de la somme des Services Système Fréquence à la Hausse réalisés plus la somme des Services Système Fréquence à la Baisse réalisés (valeurs négatives), pour chaque Site d'Injection rattaché à une EDA liée à une EDC constituant l'Agrégat, conformément au Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
    - De la somme pour chaque EDC d'Injection constituant l'Agrégat d'Injection avec des Sites non liés, dans la limite des contraintes de stock de l'Agrégat, de la valeur maximale entre :
        - Soit la puissance de la part non liée de l'EDC Notifiée par test d'activation, conformément à l'Article G.3.5 ;
        - Soit l'engagement d'activation de la Puissance Activable concernant la collecte spécifique au Mécanisme de Capacité pour les EDC d'Injection avec des Sites non liés conformément à l'Article G.3.3.2.
- Pour les Agrégats de Soutirage :
    - De la somme pour chaque EDA liée à des EDC de Soutirage constituant l'Agrégat :
        - Si l'EDA n'est pas liée à une EDE, du Programme de Marche Théorique à la Baisse Tracé par RTE, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
        - Si l'EDA est liée à une EDE et que l'Indice de Valorisation EDE privilégie la pris en compte de l'EDA conformément à l'Article G.3.3.2, du Programme de Marche Théorique à la Baisse Tracé par RTE, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

- Si l'EDE n'est pas liée à une EDA ou si l'EDE est liée à une EDA et que l'Indice de Valorisation EDE privilégie la prise en compte de l'EDE conformément à l'Article G.3.3.2, de la somme pour chaque EDE liée à des EDC de Soutirage constituant l'Agrégat, dans la limite des contraintes de stock de l'Agrégat, de la valeur maximale entre :
    - Soit le Programme de Modulation Retenu à la Baisse de l'EDE, tel que déclaré sur le dispositif NEBCO conformément au Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
    - Soit la puissance de l'EDE Notifiée par test d'activation, conformément à l'Article G.3.5 ;
    - Soit l'engagement d'activation de la Puissance Activable concernant la collecte spécifique au Mécanisme de Capacité relative au dispositif NEBCO conformément à l'Article G.3.3.2.

Pour un Agrégat de Soutirage EIF, la Puissance Attendue est toujours nulle.

Si la résultante de la Puissance Attendue est négative, elle est alors considérée comme nulle.

G.3.6.5. Calcul des Coefficients d'Observabilité en Méthode Standard

G.3.6.5.1. Étapes de calcul

Les Coefficients d'Observabilité en Méthode Standard permettent de corriger le Volume Disponible des Agrégats annuels, à travers l'application d'un abattement sur les termes suivants :

- Puissance Activable ;
- Énergies maximales de stock ;
- Services Système Fréquence programmés à la Hausse ;
- Puissance Offerte.

Les résultats des contrôles par audit sur l'énergie maximale de sock journalière, la Puissance Activable et les Services Système Fréquence programmés sont pris en compte, pour la PL considérée, via les Coefficients d'Observabilité en Méthode Standard par audit correspondants, conformément à l'Article G.3.6.5.2.

- Concernant la Puissance Activable et les Services Système Fréquence programmés, ces coefficients sont directement appliqués lors de la prise en compte des valeurs collectées dans la Puissance Offerte, conformément à l'Article .G.3.6.6.
- Concernant les énergies maximales de stock, le coefficient permet de calculer les énergies maximales de stock contrôlées et la Puissance Offerte, conformément à l'Annexe ANN-I.B et à l'Article G.3.6.6 respectivement.

Le contrôle de la Puissance Offerte peut être réalisé via :

- Le contrôle des activations, qu'elles proviennent ou non d'un test d'activation. Le résultat est intégré, pour chaque Pas de Temps PP concerné, au Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par activation de la Puissance Offerte. Les coefficients sont établis pour chaque Pas de Temps PP puis moyennés sur la PL pour chaque activation afin d'obtenir un Coefficient d'Observabilité moyen en Méthode Standard par activation de la Puissance Offerte, conformément à l'Article G.3.6.5.3.
- Des audits, dont le résultat du contrôle est intégré, pour la PL considérée, au Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de la Puissance Offerte, conformément à l'Article G.3.6.5.2.

Ces deux Coefficients d'Observabilité de la Puissance Offerte, par audit et par activation, sont consolidés pour la PL dans un seul Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard sur la Puissance Offerte, conformément à l'Article G.3.6.5.4. Il permet de calculer la Puissance Offerte contrôlée pour la PL, conformément à l'Article G.3.6.6.

G.3.6.5.2. Par audit

Les résultats d'un audit sur pièce ou sur place peuvent être conclusifs ou non.

En cas de résultats conclusifs, les Coefficient d'Observabilité correspondant est égal à 1.

En cas de résultats non conclusifs, le responsable de l'audit des EDC Notifie au TPC des EDC (la Notification est faite dans le même temps à RTE si le GR responsable de l'audit n'est pas RTE) des conséquences concernant un éventuel abattement du Volume Disponible.

Si les résultats de l'audit invalident les collectes effectuées pendant la PL, c'est-à-dire que l'audit établit, pour une ou plusieurs collectes, une valeur inférieure à la valeur collectée pendant la PL, alors le GR responsable de l'audit détermine un Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit correspondant aux caractéristiques de l'EDC sur lesquelles a porté l'audit.

Selon les termes sur lesquels porte l'audit, les coefficients suivants peuvent être évalués :

- Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de la Puissance Activable à la maille EDC ou EDE, $CObs_{PActivable}^{Standard-audit}(EDC\ ou\ EDE, PL)$, appliqué le cas échéant pour calculer la Puissance Offerte, conformément à l'Article G.3.6.6 ;
- Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de l'énergie maximale journalière à la maille Agrégat annuel, $CObs_{Emaxj}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$, appliqué le cas échéant pour calculer l'énergie maximale de stock journalière contrôlée, $Emax_j^{contrôlée}(Agrégat, JourPP)$, conformément à l'Annexe ANN-I.B.1 ;
- Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de l'énergie maximale hebdomadaire à la maille Agrégat annuel, $CObs_{Emaxh}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$, appliqué le cas échéant pour calculer l'énergie maximale de stock hebdomadaire contrôlée, $Emax_h^{contrôlée}(Agrégat, h)$, conformément à l'Annexe ANN-I.B.2 ;
- Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit des Services Système Fréquence programmés à la Hausse à la maille EDC, $CObs_{SSYFprogHausse}^{Standard-audit}(EDC, PL)$, appliqué le cas échéant pour calculer la Puissance Offerte, conformément à l'Article G.3.6.6 ;

- Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de la Puissance Offerte à la maille Agrégat annuel, $CObs_{POfferte}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$ appliqué le cas échéant pour calculer la Puissance Offerte contrôlée, conformément à l'Article G.3.6.6.

Le cas échéant, chaque Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit est calculé à la maille correspondante pour la PL concernée comme le rapport entre (i) la valeur observée lors de l'audit ($terme_{audité}$) à laquelle est soustraite 20% de l'écart entre la valeur observée et (ii) la valeur déclarée ($terme_{déclaré}$) :

$$CObs_{terme}^{Standard-audit}(Agrégat\ ou\ EDC\ ou\ EDE, PL) = \min\left\{\frac{terme_{auditée} - [20\% \times |terme_{audité} - terme_{déclaré}|]}{terme_{déclaré}}; 1\right\}$$

Où :

- $terme_{audité}$: moyenne des valeurs obtenues par l'audit du terme audité sur les Pas de Temps de l'audit ;
- $terme_{déclaré}$: moyenne des valeurs déclarées lors du terme audité sur les Pas de Temps de l'audit.

Si plusieurs audits invalident un même terme d'un Agrégat, d'une EDC ou d'une EDE, alors $CObs_{terme}^{Standard-audit}$ est égal à la moyenne arithmétique des différents $CObs_{terme}^{Standard-audit,i}$ calculés à l'occasion de chacun de ces différents audits *i*.

Le cas échéant, le GR responsable de l'engagement de l'audit communique ensuite à RTE ces coefficients, qui sont utilisés dans le calcul du Volume Disponible.

G.3.6.5.3. Par activation de la Puissance Offerte

Un Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par test d'activation de la Puissance Offerte est calculé par RTE pour tout Agrégat annuel et Pas de Temps PP avec une Puissance Attendue non nulle en excluant les Services Système Fréquence réalisés. Ce coefficient permet d'évaluer la performance des activations par test en comparant la Puissance Réalisée à la Puissance Attendue désensibilisées des Services Système Fréquence réalisés :

$$CObs_{POfferte,test}^{Standard-act}\left(Agrégat, t_{P_{Attendue}^{exSSYf}(Agrégat,t)>0}\right) = \min\left[\frac{P_{Réa,test}^{exSSYf}(Agrégat, t)}{P_{Attendue,test}^{exSSYf}(Agrégat, t)}; 1\right]$$

Où :

- $P_{Réa,test}^{exSSYf}(Agrégat,t)$: Puissance Réalisée d'Injection ou de Soutirage pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP faisant l'objet d'un test d'activation concernés, désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés le cas échéant (MW) ; Elle est calculée comme la $P_{Réa}(Agrégat,t)$, conformément à l'Article G.3.6.2, moins la puissance de l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés correspondante aux Services Système Fréquence réalisés $P_{Réa}^{SSYf}(Agrégat,t)$, conformément au Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- $P_{Attendue,test}^{exSSYf}(Agrégat,t)$: Puissance Attendue pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP faisant l'objet d'un test d'activation concernés, désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés le cas échéant (MW) ; Elle est calculée comme la $P_{Attendue}(Agrégat,t)$, conformément à l'Article G.3.6.4, moins la puissance de l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés correspondante aux Services Système Fréquence réalisés $P_{Réa}^{SSYf}(Agrégat,t)$, conformément au Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

De la même manière, un Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par activation naturelle de la Puissance Offerte est calculé par RTE pour tout Agrégat annuel et Pas de Temps PP avec une Puissance Attendue non nulle en excluant les Services Système Fréquence réalisés. :

$$CObs_{POfferte,AN}^{Standard-act}\left(Agrégat, t_{P_{Attendue}^{exSSYf}(Agrégat,t)>0}\right) = \min\left[\frac{P_{Réa,AN}^{exSSYf}(Agrégat,t)}{P_{Attendue,AN}^{exSSYf}(Agrégat,t)}; 1\right]$$

Où :

- $P_{Réa,AN}^{exSSYf}(Agrégat,t)$: Puissance Réalisée d'Injection ou de Soutirage pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP ne faisant pas l'objet d'un test d'activation concernés, désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés le cas échéant (MW) ; Elle est calculée comme la $P_{Réa}(Agrégat,t)$, conformément à l'Article G.3.6.2, moins la puissance de l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés correspondante aux Services Système Fréquence réalisés $P_{Réa}^{SSYf}(Agrégat,t)$, conformément au Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- $P_{Attendue,AN}^{exSSYf}(Agrégat,t)$: Puissance Attendue pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP ne faisant pas l'objet d'un test d'activation concernés désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés le cas échéant (MW) ; Elle est calculée comme la $P_{Attendue}(Agrégat,t)$, conformément à l'Article G.3.6.4, moins la puissance de l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés correspondante aux Services Système Fréquence réalisés $P_{Réa}^{SSYf}(Agrégat,t)$, conformément au Chapitre 4 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

Le Coefficient d'Observabilité moyen en Méthode Standard par activation de la Puissance Offerte est calculé par RTE comme une combinaison linéaire, pondérée par le taux d'incidence des tests d'activation, des moyennes sur la PL des Coefficients d'Observabilités par activation naturelle ou via test de la Puissance Offerte pondérée par la Puissance Attendue correspondante désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés, sur les Pas de Temps PP où la Puissance Attendue désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés est non nulle :

$$CObs^{Standard-act}_{POfferte,moyen}(Agrégat, PL) = \tau \times \min\left\{1 ; \frac{\sum_{\substack{t \in PL \\ avec\ P^{exSSYf}_{Attendue}(Agrégat,t)>0}} \left\{ CObs^{Standard-act}_{POfferte,test}(Agrégat,t) \times P^{exSSYf}_{Attendue,test}(Agrégat,t) \right\}}{\sum_{\substack{t \in PL \\ avec\ P^{exSSYf}_{Attendue}(Agrégat,t)>0}} P^{exSSYf}_{Attendue,test}(Agrégat,t)}\right\} + (1-\tau) \times \min\left\{1 ; \frac{\sum_{\substack{t \in PL \\ avec\ P^{exSSYf}_{Attendue}(Agrégat,t)>0}} \left\{ CObs^{Standard-act}_{POfferte,AN}(Agrégat,t) \times P^{exSSYf}_{Attendue,AN}(Agrégat,t) \right\}}{\sum_{\substack{t \in PL \\ avec\ P^{exSSYf}_{Attendue}(Agrégat,t)>0}} P^{exSSYf}_{Attendue,AN}(Agrégat,t)}\right\}$$

Où :

- $CObs^{Standard-act}_{POfferte,test}(Agrégat,t)$: Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par activation via test de la Puissance Offerte pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (sans unité) ;
- $P^{exSSYf}_{Attendue,test}(Agrégat,t)$: Puissance Attendue pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP faisant l'objet d'un test d'activation concernés, désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés, telle qu'égale à la $P_{Attendue}(Agrégat,t)$ moins la $P^{SSYf}_{Réa}(Agrégat,t)$.
- $CObs^{Standard-act}_{POfferte,AN}(Agrégat,t)$: Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par activation naturelle de la Puissance Offerte pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (sans unité) ;
- $P^{exSSYf}_{Attendue,AN}(Agrégat,t)$: Puissance Attendue pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP ne faisant pas l'objet d'un test d'activation concernés, désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés, telle qu'égale à la $P_{Attendue}(Agrégat,t)$ moins la $P^{SSYf}_{Réa}(Agrégat,t)$;
- τ : taux d'incidence des tests d'activation tel que défini à l'Article C.2.3 (sans unité).

Dans le cas d'un Agrégat avec une Puissance Attendue désensibilisée des Services Système Fréquence réalisés nulle sur tous les Pas de Temps PP, le Coefficient d'Observabilité moyen en Méthode Standard par activation de la Puissance Offerte est égal à 1.

Le Coefficient d'Observabilité moyen en Méthode Standard par activation de la Puissance Offerte pour les Agrégats de Soutirage EIF est toujours égal à 1.

G.3.6.5.4. Consolidation pour la Puissance Offerte

Pour une PL donnée, si un Agrégat annuel a fait l'objet d'au moins un audit portant sur sa Puissance Offerte et d'une activation, alors le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard sur la Puissance Offerte est égal à la moyenne arithmétique du Coefficient d'Observabilité moyen par audit et par activation de la Puissance Offerte :

$$CObs_{POfferte}^{Standard}(Agrégat, PL) = \frac{\left[CObs_{POfferte}^{Standard-audit}(Agrégat, PL) + CObs_{POfferte,moyen}^{Standard-act}(Agrégat, PL)\right]}{2}$$

Où :

- $CObs_{POfferte}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$: Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de la Puissance Offerte de l'Agrégat et la PL concernés (sans unité), conformément à l'Article G.3.6.5.2 ;
- $CObs_{POfferte,moyen}^{Standard-act}(Agrégat, PL)$: Coefficient d'Observabilité moyen en Méthode Standard par activation de la Puissance Offerte de l'Agrégat et la PL concernés (sans unité), conformément à l'Article G.3.6.5.3.

Pour une PL donnée, si un Agrégat annuel n'a pas fait l'objet d'une activation portant sur sa Puissance Offerte mais qu'il a en revanche fait l'objet d'au moins un audit de sa Puissance Offerte, alors le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard sur la Puissance Offerte est égal au Coefficient d'Observabilité par audit de la Puissance Offerte :

$$CObs_{POfferte}^{Standard}(Agrégat, PL) = CObs_{POfferte}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$$

Pour une PL donnée, si un Agrégat annuel n'a pas fait l'objet d'un audit de sa Puissance Offerte mais qu'il a en revanche fait l'objet d'au moins une activation portant sur sa Puissance Offerte, alors le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard sur la Puissance Offerte est égal au Coefficient d'Observabilité Moyen par activation de la Puissance Offerte :

$$CObs_{POfferte}^{Standard}(Agrégat, PL) = CObs_{POfferte,moyen}^{Standard-act}(Agrégat, PL)$$

Dans tous les autres cas :

$$CObs_{POfferte}^{Standard}(Agrégat, PL) = 1$$

G.3.6.6. Puissance Offerte contrôlée

La Puissance Offerte pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP concernés, $P_{Offerte}(Agrégat, t)$, correspond à la somme des puissances mises à disposition du système électrique via :

- Pour les Agrégats d'Injection qui font des Offres d'Ajustement implicites, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur, la Puissance Maximale de chaque EDA liée à des EDC d'Injection constituant l'Agrégat ;
- Pour les Agrégats d'Injection qui font des Offres d'Ajustement explicites, conformément au Chapitre 2 des Règles de Marché de RTE en vigueur :
    - la Puissance Maximale Offerte à la Hausse de chaque EDA liée à des EDC d'Injection constituant l'Agrégat ;
    - les Services Système Fréquence programmés à la Hausse supplémentaires à la Puissance Maximale Offerte des EDA concernées, tels que déclarés dans la collecte de Services Système Fréquence programmés conformément à l'Article G.3.3.4 et abattus le cas échéant par le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit des Services Système Fréquence programmés conformément à l'Article G.3.6.5 ;
    - la puissance active du Programme d'Appel de chaque EDA liée à des EDC d'Injection constituant l'Agrégat.
- Pour les Agrégats d'Injection qui ne participent pas au Mécanisme d'Ajustement ou les Agrégats de Soutirage, les Services Système Fréquence programmés à la Hausse, tels que déclarés dans la collecte de Services Système Fréquence programmés conformément à l'Article G.3.3.4 et abattus le cas échéant par le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit des Services Système Fréquence programmés conformément à l'Article G.3.6.5 ;
- Pour chaque EDC d'Injection constituant l'Agrégat d'Injection avec des Sites non liés, la Puissance Activable déclarée lors de la collecte spécifique au Mécanisme de Capacité pour les EDC d'Injection avec des Sites non liés conformément à l'Article G.3.3.2 et abattue le cas échéant par le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de la Puissance Activable programmés conformément à l'Article G.3.6.5 ;
- Pour les Agrégats de Soutirage, conformément à l'Article G.3.3.2 et aux Chapitres 2 et 5 des Règles de Marché de RTE en vigueur :
    - la Puissance Maximale Offerte à la Hausse de chaque EDA liée à des EDC de Soutirage constituant l'Agrégat, si l'EDA n'est pas liée à une EDE ou que l'Indice de Valorisation EDE privilégie la pris en compte de l'EDA quand l'EDA est liée à une EDE ;

- la Puissance Activable déclarée lors de la collecte spécifique au Mécanisme de Capacité relative au dispositif NEBCO conformément à l'Article G.3.3.2 et abattue le cas échéant par le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de la Puissance Activable programmés conformément à l'Article G.3.6.5, pour chaque EDE liée à des EDC de Soutirage constituant l'Agrégat de Soutirage si l'EDE n'est pas liée à une EDA ou que l'Indice de Valorisation EDE privilégie la pris en compte de l'EDE quand l'EDE est liée à une EDA.

- La puissance réservée à la Hausse au titre de services de flexibilité locale, à condition que la Capacité ne se valorise pas sur un autre mécanisme le même Pas de Temps PP.

Pour un Agrégat de Soutirage EIF, la Puissance Offerte est toujours nulle.

La Puissance Offerte contrôlée pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP concernés est le résultat de l'application à la Puissance Offerte du Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard pour la Puissance Offerte :

$$P_{Offerte}^{contrôlée}(Agrégat, t) = P_{Offerte}(Agrégat, t) \times CObs_{POfferte}^{Standard}(Agrégat, PL)$$

Où :

- $P_{Offerte}(Agrégat, t)$: Puissance Offerte pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $CObs_{POfferte}^{Standard}(Agrégat, PL)$: Coefficient d'Observabilité moyen en Méthode Standard sur la Puissance Offerte pour l'Agrégat et la PL concernés (sans unité), conformément à l'Article G.3.6.5.4.

G.3.6.7. Puissance résiduelle contrôlée

La puissance résiduelle contrôlée pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP est le résultat de la différence entre la Puissance Offerte contrôlée et la Puissance Attendue :

$$P_{rési}^{contrôlée}(Agrégat, t) = P_{Offerte}^{contrôlée}(Agrégat, t) - P_{Attendue}(Agrégat, t)$$

Où :

- $P_{Offerte}^{contrôlée}(Agrégat, t)$: Puissance Offerte contrôlée pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.6 ;
- $P_{Attendue}(Agrégat, t)$: Puissance Attendue pour l'Agrégat et Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.4.

G.3.6.8. Puissance disponible plafonnée

La puissance disponible plafonnée pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP concernés est le résultat de l'application du plafonnement suivant :

$$P_{dispo}^{plafonnée}(Agrégat,t) = \begin{cases} \text{Si } P_{Réa}(Agrégat,t) \geq P_{Attendue}(Agrégat,t) : & \max\begin{bmatrix} P_{Réa}(Agrégat,t) ; \\ P_{Offerte}^{contrôlée}(Agrégat,t) \end{bmatrix} \\ \text{Sinon :} & \begin{Bmatrix} P_{Réa}(Agrégat,t) \\ + \max\left[P_{rési}^{contrôlée}(Agrégat,t) ; 0\right] \end{Bmatrix} \end{cases}$$

Où :

- $P_{Réa}(Agrégat,t)$: Puissance Réalisée pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.2 ;
- $P_{Attendue}(Agrégat,t)$: Puissance Attendue pour l'Agrégat et Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.4 ;
- $P_{Offerte}^{contrôlée}(Agrégat,t)$: Puissance Offerte contrôlée pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.6 ;
- $P_{rési}^{contrôlée}(Agrégat,t)$: puissance résiduelle contrôlée pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.7.

G.3.6.9. Extrapolation à Température Extrême

G.3.6.9.1. Puissance disponible thermosensible

La puissance disponible thermosensible est calculée par RTE à la maille de l'Agrégat annuel si au moins une EDC de Soutirage constituant l'Agrégat est certifiée comme thermosensible.

La puissance disponible thermosensible pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP concernés est calculée par RTE via l'application du gradient de thermosensibilité normalisé, multiplié par le nombre de Sites de l'Agrégat, à l'écart de température observé entre la température France extrême et la température France Lissée seuillée :

$$P_{dispo}^{thermo}(Agrégat, t) = Gradient_{norma}^{thermo}(Agrégat, t) \times N_{Sites}(Agrégat, t) \times [T_{Ext}(t) - TFLs(t)]$$

Où :

- $Gradient_{norma}^{thermo}(Agrégat, t)$: Gradient de thermosensibilité normalisé pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW/°C/Site), conformément à l'Annexe ANN-II.C ;
- $N_{Sites}(Agrégat, t)$: nombre total de Sites uniques rattachés à l'Agrégat pour le Pas de Temps PP concerné, qu'ils soient directement rattachés au périmètre des EDC de l'Agrégat, ou aux EDE ou EDA liées, ou aux Groupes des Calendriers Fournisseur rattachés à ces EDC (Sites) ;
- $T_{Ext}(t)$: Température Extrême (°C) ;
- $TFLs(t)$: Température France Lissée seuillée (°C).

G.3.6.9.2. Puissance disponible effective

La puissance disponible effective pour l'Agrégat annuel et le Pas de Temps PP concernés est le résultat de l'extrapolation à Température Extrême de la puissance disponible plafonnée :

$$P_{dispo}^{effective}(Agrégat, t) = P_{dispo}^{plafonnée}(Agrégat, t) + P_{dispo}^{thermo}(Agrégat, t)$$

Où :

- $P_{dispo}^{plafonnée}(Agrégat, t)$: puissance disponible plafonnée pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.8 ;
- $P_{dispo}^{thermo}(Agrégat, t)$: puissance disponible thermosensible pour l'Agrégat de Soutirage contenant au moins une EDC thermosensible et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.9.1 ; terme considéré nul pour les Agrégats de Soutirage ne contenant pas d'EDC thermosensible ou les Agrégats d'Injection.

G.3.6.10. Consolidation du Volume Disponible

Le Volume Disponible d'un Agrégat annuel d'EDC certifiées selon la Méthode Standard est égal à la puissance disponible effective moyennée sur tous les Pas de Temps PP de la PL concernée, multiplié par le Coefficient Filière et les coefficients de contrainte de stock correspondants :

$$V_{Dispo}(Agrégat, PL) = \frac{\sum_{t \in PL}\left\{P_{dispo}^{effective}(Agrégat, t) \times K_j^{contrôlé}\left(Agrégat, JourPP(t)\right) \times K_h^{contrôlé}\left(Agrégat, h(t)\right)\right\}}{N_{JoursPP}(PL) \times N_{pas_JoursPP}(PL)} \times C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$$

Où :

- $P_{dispo}^{effective}(Agrégat, t)$: puissance disponible effective pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.9.2 ;
- $K_j^{contrôlé}\left(Agrégat, JourPP(t)\right)$: coefficient de contrainte de stock journalier contrôlé pour l'Agrégat et le Jour PP concernés (sans unité), calculé conformément à l'Annexe ANN-I.B.1 ;
- $K_h^{contrôlé}\left(Agrégat, h(t)\right)$: coefficient de contrainte de stock hebdomadaire contrôlé pour l'Agrégat et la Semaine concernés (sans unité), calculé conformément à l'Annexe ANN-I.B.2 ;
- $N_{JoursPP}(PL)$: nombre de Jours PP dans la PL (nombre de Jours), conformément à l'Article C.2.2 ;
- $N_{pas_JoursPP}(PL)$: nombre de Pas de Temps PP journaliers de la PL concernée (nombre de Pas de Temps), conformément à l'Article C.2.2 ;
- $C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$: le Coefficient Filière en Méthode Standard pour la filière des EDC constituant l'Agrégat et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Article E.6.1.

Le Volume Disponible d'un Agrégat d'EDC certifiées selon la Méthode Standard est calculé en neutralisant l'impact d'une Indisponibilité Fortuite du Réseau auquel est raccordé tout ou partie de l'Agrégat, ou l'impact d'un engagement contractuel visant à limiter l'accès d'un Site au sein de l'Agrégat au réseau auquel il est raccordé (y compris les limitations de disponibilité indemnisables au titre du contrat d'accès au réseau du Site concerné). Les Pas de Temps PP impactés par ces indisponibilités ne sont pas pris en compte dans le calcul du Volume Disponible de l'Agrégat.

G.4. Méthode Normative

G.4.1. Principes de calcul spécifiques à la Méthode Normative

Le Volume Disponible d'une EDC d'Injection certifiée en Méthode Normative est calculé à partir :

- des caractéristiques et paramètres de certification de l'EDC ;
- du Coefficient Filière en Méthode Normative.

La maille de calcul du Volume Disponible est l'EDC. Les Liaisons éventuelles entre l'EDC et les entités des mécanismes de marché ne sont pas prises en compte.

Le contrôle de la disponibilité via le calcul du Volume Disponible en Méthode Normative s'appuie sur un contrôle d'observabilité, conformément à l'Article G.4.2. Ce contrôle est intégré au calcul du Volume Disponible via le Coefficient d'Observabilité en Méthode Normative.

G.4.2. Contrôle d'Observabilité en Méthode Normative

Le Coefficient d'Observabilité en Méthode Normative a comme objectif de vérifier l'existence et l'état de mise en service de Sites.

Il est calculé par le GR de raccordement pour chaque Mois d'une PL et pour chaque Site rattaché à une EDC certifiée en Méthode Normative, à partir d'un contrôle sur les deux périodes suivantes :

- Période #1 : entre le premier Jour et le 15 du Mois, tous deux inclus ;
- Période #2 : entre le 16 et le dernier Jour du Mois, tous deux inclus.

Le coefficient est calculé comme suit.

- Si le Site est rattaché à l'EDC pendant au moins un Jour de chaque période de contrôle, dans les cas suivants l'existence et la disponibilité du Site sont considérées comme éprouvées. Ces cas conduisent un à résultat du contrôle d'observabilité conclusif pour le Mois concerné de la Période de Livraison et le Coefficient d'Observabilité est égal à 1 :
    - Si sa Courbe de Charge de comptage indique une Injection sur le réseau sur au moins un Pas de Temps de chacune des deux périodes de contrôle ;
    - Dans le cas où le Site est impacté par une Indisponibilité Fortuite du Réseau ou par un engagement contractuel visant à limiter l'accès au réseau auquel il est raccordé (y compris les limitations de disponibilité indemnisables au titre du contrat d'accès au réseau du Site concerné) :
        - pendant l'un des deux périodes de contrôle, si sa Courbe de Charge de comptage indique une Injection sur le réseau sur au moins un Pas de Temps de la période de contrôle non impactée ;
        - pendant les deux périodes de contrôle.

$$CObs^{Normatif}\big(Site, M(PL)\big) = 1$$

- Si le Site est rattaché à l'EDC uniquement sur l'une des deux périodes de contrôle pendant au moins un Jour, dans les cas suivants l'existence et la disponibilité du Site sont considérées comme éprouvées. Ces cas conduisent un à résultat du contrôle d'observabilité conclusif pour le Mois concerné de la Période de Livraison et le Coefficient d'Observabilité est égal à 1 :
    - Si sa Courbe de Charge de comptage indique une Injection sur le réseau sur au moins un Pas de Temps de la période de contrôle pendant laquelle le Site est rattaché à l'EDC ;

- Dans le cas où le Site est impacté par une Indisponibilité Fortuite du Réseau ou par un engagement contractuel visant à limiter l'accès au réseau auquel il est raccordé (y compris les limitations de disponibilité indemnisables au titre du contrat d'accès au réseau du Site concerné) pendant laquelle le Site est rattaché à l'EDC.

$$CObs^{Normatif}\big(Site, M(PL)\big) = 1$$

- Dans tout autre cas, le Site est considéré comme n'étant pas en service. Le résultat du contrôle d'observabilité n'est pas conclusif pour le Mois concerné de la Période de Livraison et le Coefficient d'Observabilité est égal à 0.

$$CObs^{Normatif}\big(Site, M(PL)\big) = 0$$

Pour les Sites d'Injection qui ne disposent pas d'une Courbe de Charge de comptage, le Coefficient d'Observabilité est égal à 1. Le GRD se réserve le droit d'octroyer un Coefficient d'Observabilité égal à 0 s'il juge que le Site n'est pas en service.

G.4.3. Calcul du Volume Disponible

Le Volume Disponible d'une EDC certifiée en Méthode Normative est égal au Coefficient Filière pour la filière et la PL concernées, divisé par le nombre de Jours PP de la PL, multiplié par la somme sur chaque Jour PP de la puissance installée de chaque Site qui est rattaché à l'EDC pour ce Jour PP et dont le Contrôle d'Observabilité en Méthode Normative est conclusif :

$$V_{Dispo}(EDC, PL) = C_{Filière}^{Normative}(filière(EDC), PL) \times \frac{\sum_{JourPP \in PL} \sum_{site \in EDC(JourPP)} \left[CObs^{Normatif}\big(Site, M(JourPP)\big) \times P_{installée}(Site, JourPP)\right]}{N_{JoursPP}(PL)}$$

Où :

- $C_{Filière}^{Normative}(filière(EDC), PL)$: Coefficient Filière en Méthode Normative pour la filière de l'EDC et la PL concernées (MW/$MW_{installés}$), conformément à l'Article E.6.1 ;
- $CObs^{Normatif}\big(Site, M(JourPP)\big)$: Coefficient d'Observabilité en Méthode Normative pour le Site et le Mois du Jour PP concernés (sans unité), conformément à l'Article G.4.2 ;
- $P_{installée}(Site, JourPP)$: puissance installée pour le Site et le Jour PP concernés (MW) ;
- $N_{JoursPP}(PL)$: nombre de Jours PP dans la PL (nombre de Jours).

H. Règlement financier du TPC

H.1. Rémunération du TPC

La rémunération due au TPC pour une PL donnée est calculée à partir (i) des Volumes Contractualisés par le TPC pour chaque EDC et (ii) des prix associés à chacun de ces volumes :

$$Rémunération\ (TPC, PL) = \sum_{EDC \in TPC} \sum_{c_rému} \{V_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL) \times Prix_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)\}$$

Où :

- $V_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)$: Volume Contractualisé pour la condition de rémunération associée, l'EDC et la PL concernées (MW) ;
- $Prix_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)$: Prix de rémunération du Volume Contractualisé pour la condition de rémunération associée, l'EDC et PL concernées (€/MW), conformément à l'Article F.1.3.

H.2. Pénalités liées à l'Ecart du TPC

H.2.1. Calcul de l'Ecart du TPC

L'Ecart du TPC en MW pour une PL donnée correspond à la somme du Volume Disponible de chaque Agrégat annuel dont est soustrait le Volume Contractualisé total du TPC sur l'ensemble de ses EDC.

Les écarts positifs ne sont pas rémunérés, ainsi la valeur de l'Ecart du TPC sera nulle si le Volume Disponible total est supérieur au Volume Contractualisé total du TPC.

L'Ecart du TPC est calculé selon la formule suivante :

$$Ecart(TPC, PL) = \min \left\{ \begin{array}{c} 0\ ; \\ \sum_{EDC\ ou\ Agrégat \in TPC} V_{Dispo}(Agrégat\ ou\ EDC, PL) - V_{Contractualisé}(TPC, PL) \end{array} \right\}$$

Où :

- $V_{Dispo}\ (Agrégat\ ou\ EDC, PL)$: Volume Disponible pour l'Agrégat ou l'EDC et la PL concernés (MW), selon les modalités des Articles G.3 et G.4 ;

- $V_{Contractualisé}(TPC, PL)$: Volume Contractualisé total pour le TPC et la PL concernés (MW), conformément à l'Article F.1.2.

H.2.2. Prix de Référence de la Pénalisation des Ecarts

Le Prix de Référence de la Pénalisation des Ecarts (PRPE) représente le prix en €/MW auquel les écarts du TPC sont pénalisés à l'issue de la PL. Il est défini pour chaque TPC et chaque PL. Il dépend du Prix associé selon la condition de rémunération associée à chaque Volume Contractualisé des EDC du périmètre du TPC. Le PRPE ne peut excéder la valeur du Prix Plafond Global de l'Enchère.

$$PRPE(TPC, PL) = \frac{\sum_{EDC \in TPC} \sum_{c_rému} \{V_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL) \times Prix_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)\}}{V_{Contractualisé}(TPC, PL)}$$

Où :

- $V_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)$: Volume Contractualisé pour la condition de rémunération associée, l'EDC et la PL concernées (MW) ;
- $Prix_{Contractualisé}(c_rému, EDC, PL)$: Prix de rémunération du Volume Contractualisé pour la condition de rémunération associée, l'EDC et PL concernées (€/MW), conformément à l'Article F.1.3 ;
- $V_{Contractualisé}(TPC, PL)$: Volume Contractualisé total pour le TPC et la PL concernés (MW), conformément à l'Article F.1.2

H.2.3. Calcul des Pénalités

Les Pénalités liées à l'Ecart du TPC pour une PL donnée sont calculées en euros selon la formule suivante :

$$Pénalités_{Ecart}(TPC, PL) = (1 + k) \times [Ecart(TPC, PL) \times PRPE(TPC, PL)]$$

Où :

- k : coefficient de règlement des écarts dont la valeur varie entre 0,2 et 1 selon les modalités ci-dessous ;
- $Ecart(TPC, PL)$: Ecart pour le TPC et la PL concernés, conformément à l'Article H.2.1 ;
- $PRPE(TPC, PL)$: Prix de Référence de la Pénalisation des Ecarts pour le TPC et la PL concernés, conformément à l'Article H.2.2.

La valeur du coefficient k s'établit ainsi :

- Lorsque l'Ecart du TPC est inférieur ou égal à 25% du Volume Contractualisé total du TPC, k est égal à 0,2.
- Lorsque l'Ecart du TPC est strictement supérieur à 50% du Volume Contractualisé total du TPC, k est égal à 1.

Lorsque l'Ecart du TPC est strictement supérieur à 25% mais inférieur ou égal à à 50% du Volume Contractualisé total du TPC, la valeur de k est obtenue par régression linéaire sur la valeur de l'Ecart.

H.3. Frais de gestion des TPC

Conformément aux modalités précisées à l'article R.316-33 du code de l'énergie, les GR prélèvent des frais aux TPC afin de couvrir les coûts engendrés par la mise en œuvre et la gestion du mécanisme. Le montant de ces frais et leurs modalités de recouvrement sont précisés par une délibération de la par la CRE.

I. Calcul et régularisation de la Quote-part de Contribution

I.1. Coût du Mécanisme de Capacité

Le coût du Mécanisme de Capacité correspond au montant à financer pour une PL, conformément à l'article L.322-14 du code des impositions sur les biens et services.

Le coût du Mécanisme de Capacité est calculé par RTE et est constaté par la CRE au plus tard le premier Jour du Mois qui précède le début de la PL. Il ne fait l'objet d'aucune régularisation ou mise à jour postérieure à son approbation par la CRE.

Le coût du Mécanisme de Capacité comprend les éléments suivants :

- Le montant total des rémunérations à verser aux TPC au titre de leurs engagements de disponibilité sur le Mécanisme de Capacité pour la PL concernée, majorée de la TVA. Ce montant est calculé à partir de la somme des rémunérations dues aux TPC au titre des enchères telles que définies à l'Article H.1. Le cas échéant, ces rémunérations tiennent également compte des volumes échangés sur le marché secondaire avant sa fermeture temporaire.
- La somme des Rentes de Congestion capacitaires par frontière définies à l'Article M.5 majorée de la TVA.
- Les régularisations du montant à financer au titre des PL précédentes qui, à la date de calcul du coût du mécanisme, n'ont pas été intégrées au coût du mécanisme d'une autre PL, à savoir :
    - En déduction du coût total,
        - le montant des Pénalités perçues auprès des TPC au titre de leurs écarts lors des PL précédentes, tel que décrit à l'Article H.2 ;
        - les éventuelles sommes perçues par RTE au titre de la majoration des quotes-parts appliquée en cas de retard de paiement des Contributeurs.
    - En déduction ou en addition du coût total :
        - l'écart éventuel dû à une différence des rémunérations à verser aux TPC au titre d'une PL précédente à la suite de l'application d'un plafond de prix sur les volumes échangés via le Marché Secondaire, si ces échanges ont lieu après la fixation du coût du Mécanisme de Capacité pour la PL concernée ;
        - le solde total résultant des régularisations des Quotes-parts de Contributions constatés lors des PL précédentes et calculés conformément à l'Article I.4.3, une fois les Quotes-parts définitives établies ;
    - En addition du coût total, les éventuelles sommes facturées aux Contributeurs au titre des PL précédentes et constatées comme irrécouvrables par arrêté du Ministre en charge de l'énergie sur proposition de RTE selon les procédures déclinées aux Articles J.1.7 et J.2.6.

Par dérogation, dans le cas de figure d'une Participation transfrontalière Approfondie, la sélection lors de l'enchère des Ordres de vente normatifs soumis par RTE ne vaut pas contractualisation au sens de l'article L. 316-7 et ne donne donc pas lieu à rémunération ou pénalité en cas d'indisponibilité des capacités concernées. Ils ne constituent donc pas un élément de coût du Mécanisme de capacité.

I.2. Puissances de Référence

I.2.1. Principes généraux

Les Puissances de Référence de chaque Contributeur représentent tout ou partie de la consommation d'un Site, ensemble de Sites et des pertes d'un réseau de transport ou de distribution qui sont rattachés à son périmètre pendant les Périodes de Pointe PP. La méthodologie de calcul varie selon le périmètre de chaque Contributeur, conformément à l'Article D.1.

La Puissance de Référence d'un Contributeur est calculée à partir :

- Des données de Consommation Réalisée, et des données issues du contrôle du réalisé du dispositif ou mécanisme de marché concerné, conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur :
    - Courbes de Charge pour les Sites Télérelevés ;
    - Courbes Réalisées pour les Sites Profilés ;
    - Courbes des Charge pour les pertes du Gestionnaire de Réseau ;
    - Courbes de Réalisation à la Baisse au titre du Mécanisme d'Ajustement ou des Calendriers Fournisseur ;
    - Chroniques de Modulation Réalisée à la Baisse au titre du dispositif NEBCO ;
- Des Températures Extrêmes et Températures France Lissées seuillées ;
- De la Capacité d'Ajustement et d'Effacement Maximales à la Baisse ;
- Des Programmes d'Echange de Blocs ;
- De l'attribution de pertes faisant l'objet de contrats de fourniture entre un Acheteur de Pertes et un Fournisseur ;
- De l'attribution de blocs de vente directe d'électricité.

La part de la Puissance de Référence correspondante à la thermosensibilité est portée par le Contributeur auquel le Site est rattaché ou par le GR Acheteur de Pertes, selon la source de la consommation. L'extrapolation à Température Extrême est réalisée pour chaque Contributeur à partir de la Consommation Réalisée dans son périmètre de Contribution, sans tenir compte d'éventuelles PEB ou des pertes attribuées à un autre Contributeur.

Les étapes de calcul de la Puissance de Référence d'un Contributeur sont les suivantes :

1. Calcul de la consommation effacée pour les Sites rattachées aux Contributeurs de type Fournisseur ou Consommateur, les cas échéant, par Pas de Temps PP ;

2. Calcul de la Consommation Corrigée par Pas de Temps PP ;
3. Calcul du gradient de thermosensibilité par Pas de Temps PP ;
4. Consolidation de la Puissance de Référence sur la PL.

Deux calculs de Puissance de Référence sont réalisés pour une même PL en appliquant la même méthodologie à chaque calcul :

- Puissance de Référence estimée, $P_{réf}^{estimée}$: calculée avant la PL concernée, à partir des données les plus récentes de la PL précédente collectées notamment auprès des GRD selon les modalités décrites aux Articles L.6.2 et L.6.3;
- Puissance de Référence définitive, $P_{réf}^{définitive}$: calculée après la PL concernée, à partir des données effectivement constatées pendant la PL et collectées notamment auprès des GRD selon les modalités décrites aux Articles L.6.2 et L.6.3.

La Puissance de Référence est calculée à la maille Contributeur par chaque Gestionnaire de Réseau sur le périmètre rattaché à sa zone de déserte, puis consolidées par RTE conformément à l'Article I.2.3.

Dans le cas où un GRD choisit d'appliquer l'une des deux dispositions simplifiées pour le calcul de ses Puissances de Référence présentées à l'Article I.2.4, la Puissance de Référence d'un Contributeur pour les Sites de son périmètre est calculée conformément à l'Article I.2.4.

Dans le cas où un GRD n'a pas envoyé les Puissances de Référence sur son périmètre de déserte, RTE applique la méthodologie présentée à l'Article I.2.5.

La valeur de la Puissance de Référence d'un Contributeur est arrondie à 0,1 MW.

I.2.2. Collecte des blocs de vente directe d'électricité

Avant le 1er mai de l'Année N, le Contributeur auquel est rattaché le Site, qu'il soit Consommateur ou Fournisseur, doit Notifier à RTE pour la PL concernée :

- Les Pas de Temps PP concernés par la déclaration ;
- L'identification du Site de Soutirage concerné ;
- La Puissance déclarée pour chaque Pas de Temps PP concerné ;
- L'identité du producteur redevable de la Contribution.

Dans les cas où l'un de ces éléments est manquant, la collecte sera rejetée.

La Puissance de Référence concernée est déduite de la Courbe de Charge du Site et attribuée au périmètre du Contributeur déclaré dans la collecte.

I.2.3. Méthodologie générale de calcul

I.2.3.1. Consommation effacée

Les Sites de Soutirage du Périmètre d'un Contributeur peuvent être rattachés à une EDA ou une EDE,, ou ou à une EDC Soutirage EIF via le rattachement à un ou plusieurs Groupes d'un Calendrier Fournisseur.

La consommation effacée pour le Site de Soutirage rattaché à une EDC et au Périmètre du Contributeur et le Pas de Temps PP concernés est calculée selon les cas suivants, conformément au Chapitre 5 des Règles de Marché de RTE en vigueur :

- Si le Site est au Modèle de Versement Corrigé, et qu'il est rattaché à une EDA, une EDE, ou à une EDA et une EDE, le calcul est réalisé à partir des données de l'entité rattachée en prenant en compte, le cas échéant, de l'Indice de Valorisation EDE telle que :

$$Conso_{effacée}(Site,t) = \left[1 - In^{EDE}_{Valorisation}(EDE,t)\right] \times CR^{MA}_{Baisse}(Site,t) + In^{EDE}_{Valorisation}(EDE,t) \times CR^{NEBCO}_{Baisse}(Site,t)$$

Où :

  - $In^{EDE}_{Valorisation}(EDE,t)$: Indice de Valorisation EDE pour l'EDE et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.3.2 ;
  - $CR^{MA}_{Baisse}(Site,t)$: Courbe de Réalisation à la Baisse au titre du Mécanisme d'Ajustement pour le Site au Modèle Corrigé et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
  - $CR^{NEBCO}_{Baisse}(Site,t)$: Chronique de Modulation Réalisée à la Baisse au titre du dispositif NEBCO pour le Site au Modèle Corrigé et le Pas de Temps PP concernés (MW).

- Si le Site est au Modèle de Versement Contractuel ou Régulé :
  - Si le Site est rattaché à une EDA ou si, le Site étant rattaché à une EDA et une EDE, l'Indice de Valorisation EDE de l'EDE à laquelle le Site est rattaché privilégie l'EDA, le calcul est réalisé à partir des données de l'EDA via la multiplication des termes suivants :
    - La Courbe de Réalisation au titre du Mécanisme d'Ajustement à la maille EDA pour les Sites qui sont au Modèle de Versement Contractuel ou Régulé. Elle est calculée comme la Courbe de Réalisation de l'EDA, moins la Courbe de Réalisation au titre du Mécanisme d'Ajustement des Sites rattachés à l'EDA qui sont au Modèle de Versement Corrigé ;
    - Le facteur de répartition au prorata de la Capacité d'Ajustement Maximale à la Baisse de chaque Site de l'EDA au Modèle de Versement Contractuel ou Régulé.

$$Conso_{effacée}(Site,t) = \left[CR^{MA}_{Baisse}(EDA,t) - \sum_{Site\ au\ Modèle\ Corrigé \in EDA} CR^{MA}_{Baisse}(Site,t)\right] \times \frac{Capa^{MA}_{max}(Site,PL)}{\sum_{Site\ au\ Modèle\ Contractuel\ ou\ Régulé \in EDA} Capa^{MA}_{max}(Site,PL)}$$

Où :

- $CR^{MA}_{Baisse}(EDA,t)$: Courbe de Réalisation à la Baisse au titre du Mécanisme d'Ajustement pour l'EDA et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $CR^{MA}_{Baisse}(Site,t)$: Courbe de Réalisation à la Baisse au titre du Mécanisme d'Ajustement pour le Site au Modèle Corrigé et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $Capa^{MA}_{max}(Site,PL)$: Capacité d'Ajustement Maximale à la Baisse pour le Site et la PL concernés (MW).

- Si le Site est rattaché à une EDE ou si, le Site étant rattaché à une EDA et une EDE, l'Indice de Valorisation EDE de l'EDE à laquelle le Site est rattaché privilégie l'EDE, le calcul est réalisé à partir des données de l'EDE via la multiplication des termes suivants
  - La Chronique de Modulation Réalisée à la Baisse au titre du dispositif NEBCO à la maille EDE pour les Sites qui sont au Modèle de Versement Contractuel ou Régulé. Elle est calculée comme la Chronique de Modulation Réalisée à la Baisse de l'EDE, moins la somme des Volumes Réalisés à la Baisse des Sites rattachés à l'EDE qui sont au Modèle de Versement Corrigé ;
  - Le facteur de répartition au prorata de la Capacité d'Effacement Maximale à la Baisse de chaque Site de l'EDE au Modèle de Versement Contractuel ou Régulé.

$$Conso_{effacée}(Site,t) = \left[CR^{NEBCO}_{Baisse}(EDE,t) - \sum_{Site\ au\ Modèle\ Corrigé \in EDE} CR^{NEBCO}_{Baisse}(Site,t)\right] \times \frac{Capa^{NEBEF}_{max}(Site,PL)}{\sum_{Site\ au\ Modèle\ Contractuel\ ou\ Régulé \in EDE} Capa^{NEBEF}_{max}(Site,PL)}$$

Où :

- $CR^{NEBCO}_{Baisse}(EDE,t)$: Chronique de Modulation Réalisée à la Baisse au titre du dispositif NEBCO pour l'EDE et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $CR^{NEBCO}_{Baisse}(Site,t)$: Chronique de Modulation Réalisée à la Baisse au titre du dispositif NEBCO pour le Site au Modèle Corrigé et le Pas de Temps PP concernés ;
- $Capa^{NEBEF}_{max}(Site,PL)$: Capacité d'Effacement Maximale à la Baisse pour le Site et la PL concernés (MW).

- Pour les Sites rattachés à une EDC de Soutirage EIF, le résultat à la maille EDC est égal à la Courbe de Réalisation correspondante, telle que :

$$Conso_{effacée}(Sites \in EDC, t) = CR^{EIF}(EDC, t)$$

Où :

- $CR^{EIF}(EDC, t)$: Courbe de Réalisation pour l'EDC de Soutirage EIF et le Pas de Temps PP concernés (MW).

I.2.3.2. Consommation Corrigée

I.2.3.2.1. Pour un Contributeur de type Fournisseur

La Consommation Corrigée d'un Contributeur de type Fournisseur pour un Pas de Temps PP est calculée à partir des termes suivants, conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur :

- La consommation des Sites dans son périmètre de Contribution :
  - Courbe de Charge obtenue à partir des Installations de Comptage pour les Sites de Soutirage Télérelevés ;
  - Courbe Réalisée obtenue à partir des estimations de profilage pour les Sites de Soutirage Profilés ;
- A laquelle vient s'ajouter la consommation effacée des Sites de Soutirage dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article I.2.3.1 ;
- Dont sont déduits les PEB correspondant à une NEB RE-Site effectuée par un autre Contributeur vers des Sites de Soutirage dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article D.1.4.3 ;
- Dont sont déduits les blocs de vente directe d'électricité entre un producteur d'électricité et des Sites de Soutirage dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article D.1.4.4
- A laquelle viennent s'ajouter les Programmes d'Echange de Blocs (PEB) d'énergie correspondant à une NEB RE-Site effectuée par le Fournisseur vers des Sites de Soutirage qui ne sont pas dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article D.1.4.3 ;
- A laquelle vient s'ajouter la consommation des pertes qui lui sont attribuées par des Acheteur de Pertes qu'il fournit ;
- A laquelle viennent s'ajouter les blocs de vente directe d'électricité effectués par le Fournisseur dans le cas où celui-ci est un producteur d'électricité assurant une fourniture d'énergie à travers un contrat de vente directe d'électricité vers des Sites de Soutirage qui ne sont pas dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article D.1.4.4.

$$
\begin{aligned}
&Conso_{Corrigée}(Contributeur, t) \\
&\quad = \sum_{Site \in Contributeur} \left[Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t) + Conso_{effacée}(Site, t) \right] \\
&\quad - \sum_{\substack{Site \in Contributeur \\ Fournisseur \neq Contributeur}} PEB(Fournisseur, Site, t) \\
&\quad - \sum_{\substack{Site \in Contributeur \\ Fournisseur \neq Contributeur}} BVD(Fournisseur, Site, t) \\
&\quad + \sum_{\substack{Site \notin Contributeur \\ Fournisseur = Contributeur}} PEB(Fournisseur, Site, t) \\
&\quad + \sum_{\substack{Site \notin Contributeur \\ Fournisseur = Contributeur}} BVD(Fournisseur, Site, t) \\
&\quad + \sum_{\substack{AcheteurPertes \\ avec\ Fournisseur = Contributeur}} Conso^{pertes}_{attribuée}(Fournisseur, AcheteurPertes, t)
\end{aligned}
$$

Où :

- $Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t)$: Consommation Réalisée pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $Conso_{effacée}(Site, t)$: consommation effacée pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article I.2.3.1 ;
- $PEB(Fournisseur, Site, t)$: Programme d'Echange de Blocs réalisé par le Fournisseur pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $BVD(Fournisseur, Site, t)$: bloc de vente directe d'électricité réalisé par le producteur d'électricité considéré Contributeur de type Fournisseur pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $Conso^{pertes}_{attribuée}(Fournisseur, AcheteurPertes, t)$: consommation pour les pertes de l'Acheteur de Pertes attribuée au Fournisseur pour le Pas de temps PP concerné (MW).

I.2.3.2.2. Pour un Contributeur de type Consommateur

La Consommation Corrigée d'un Contributeur de type Consommateur pour un Pas de Temps PP est calculée à partir des termes suivants :

- La consommation des Sites dans son périmètre de Contribution :
    - Courbe de Charge obtenue à partir des Installations de Comptage pour les Sites de Soutirage Télérelevés ;
    - Courbe Réalisée obtenue à partir des estimations de profilage pour les Sites de Soutirage Profilés conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- A laquelle vient s'ajouter la consommation effacée pour les Sites dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article I.2.3.1 ;

- Dont on déduit les PEB correspondant à une NEB RE-Site effectuée par un autre Contributeur pour les Sites de Soutirage dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article D.1.4.3 ;
- Dont on déduit les blocs de vente directe d'électricité effectués par un producteur d'électricité assurant une fourniture d'énergie à travers un contrat de vente directe d'électricité des Sites de Soutirage dans son périmètre de Contribution, conformément à l'Article D.1.4.4.

$$
\begin{aligned}
&Conso_{Corrigée}(Contributeur, t) \\
&\quad = \sum_{Site \in Contributeur} \left[Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t) + Conso_{effacée}(Site, t) - \right] \\
&\quad - \sum_{\substack{Site \in Contributeur \\ Fournisseur \neq Contributeur}} PEB(Fournisseur, Site, t) \\
&\quad - \sum_{\substack{Site \in Contributeur \\ Fournisseur \neq Contributeur}} BVD(Fournisseur, Site, t)
\end{aligned}
$$

Où :

- $Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t)$: Consommation Réalisée pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $Conso^{activée}_{effacée}(Site, t)$: consommation effacée pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article I.2.3.1 ;
- $PEB(Fournisseur, Site, t)$: Programme d'Echange de Blocs réalisé par le Fournisseur pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $BVD(Fournisseur, Site, t)$: bloc de vente directe d'électricité réalisé par le producteur d'électricité considéré Contributeur de type Fournisseur pour le Site et le Pas de Temps PP concernés (MW).

I.2.3.2.3. Pour un Contributeur de type Acheteur de Pertes

La Consommation Corrigée d'un Contributeur de type Acheteur de Pertes pour un Pas de Temps PP est calculée comme la différence des termes suivants :

- Les pertes du Gestionnaire Réseau, établies selon les modalités prévues par le Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur :
    - Courbe de Charge des pertes normalisée du GRD ;
    - Courbe de Charge des pertes de RTE calculée par différence sur chaque Pas entre les Injections et les Soutirages sur le RPT ;
- La consommation des pertes qu'il a attribuée à des Fournisseurs y compris les blocs de vente directe d'électricité.

$$Conso_{Corrigée}(Contributeur, t) = Conso^{pertes}_{réalisée}(Contributeur, t) - \sum_{\substack{Fournisseur \\ avec\ AcheteurPertes=Contributeur}} Conso^{pertes}_{attribuée}(Fournisseur, AcheteurPertes, t)$$

Où :

- $Conso^{pertes}_{réalisée}(Contributeur, t)$: Consommation Réalisée pour les pertes du Gestionnaire Réseau en tant qu'Acheteur de Pertes et le Pas de Temps PP concernés (MW) ;
- $Conso^{pertes}_{attribuée}(Fournisseur, AcheteurPertes, t)$: consommation pour les pertes de l'Acheteur de Pertes attribuée au Fournisseur pour le Pas de temps PP concerné (MW).

I.2.3.3. Gradient de thermosensibilité

I.2.3.3.1. Identitification des Sites Thermonsensibles

Un Site de Soutirage appartient à une et une seule des catégories suivantes :

- Télérelevé RPT non Thermosensible ;
- Télérelevé RPD non Thermosensible ;
- Télérelevé RPD Thermosensible ;
- Profilé RPD Thermosensible.

La catégorie d'un Site de Soutirage est définie selon son GR et sa puissance de soutirage moyenne au titre d'une PL.

La puissance de soutirage moyenne sur la PL concernée d'un Site de Soutirage Télérelevé est calculée comme suit :

$$P^{Télérelevé}_{moyenne}(Site, PL) = \frac{\sum_{t \in PL} Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t)}{N_{Jours}(PL) \times N_{pas_JoursPP}(PL)}$$

Où :

- $Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t)$: Consommation Réalisée pour le Site et le Pas de Temps concernés (MW) ;
- $N_{Jours}(PL)$: nombre de Jours entre les dates de début et de fin de la Période de Livraison (nombre de Jours), conformément à l'Article C.2.1 ;
- $N_{pas_JoursPP}(PL)$: nombre de Pas de Temps PP journaliers de la PL concernée (nombre de Pas de Temps), conformément à l'Article C.2.2.

Un Site de Soutirage raccordé au RPT fait partie de la catégorie Télérelevé RPT non Thermosensible.

Un Site de Soutirage Télérelevé raccordé au RPD et dont la puissance de soutirage moyenne moyenne est strictement supérieure à la Puissance Moyenne Seuil fait partie de la catégorie Télérelevé RPD non Thermosensible.

Un Site de Soutirage Télérelevé et raccordé au RPD n'appartenant pas à la catégorie non thermosensible appartient à la catégorie Télérelevé RPD Thermosensible.

Un Site de Soutirage Profilé appartient à la catégorie Profilé RPD Thermosensible.

I.2.3.3.2. Pour un Contributeur de type Fournisseur ou Consommateur

Le gradient d'un Contributeur de type Fournisseur ou Consommateur pour la PL est calculé selon la méthode par delta, conformément à l'Annexe ANN-II.B, en utilisant comme chronique entrante la consommation effective pour le Contributeur et le Pas de Temps concernés.

Si le périmètre de Contribution du Contributeur ne contient pas de Sites thermosensibles ou des pertes, le gradient est nul.

La consommation effective est calculée comme la somme pour chaque Site thermosensible dans le Perimètre du Contributeur de la Consommation Réalisée et de la consommation effacée :

$$Conso_{effective}(Contributeur, t) = \sum_{Site\ thermosensible \in Contributeur} \left[Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t) + Conso_{effacée}(Site, t) \right]$$

Où :

- $Conso^{Sites}_{réalisée}(Site, t)$: Consommation Réalisée pour le Site concerné sur la Période de Pointe journalière, conformément à l'Article C.2.2, des Jours entre les dates de début et de fin de la Période de Livraison concernée (MW) ;
- $Conso_{effacée}(Site, t)$: consommation effacée pour le Site concerné sur la Période de Pointe journalière, conformément à l'Article C.2.2, des Jours entre les dates de début et de fin de la Période de Livraison concernée (MW) ;

I.2.3.3.3. Pour un Contributeur de type Acheteur de Pertes

Le gradient d'un Contributeur de type Acheteur de Pertes pour la PL est calculé selon la méthode par delta, conformément à l'Annexe ANN-II.B, en utilisant comme chronique entrante la Consommation Réalisée pour les pertes du Gestionnaire Réseau sur la Période de Pointe journalière, conformément à l'Article C.2.1, des Jours entre les dates de début et de fin de la Période de Livraison concernée, soit $Conso^{pertes}_{réalisée}(Contributeur, t)$.

I.2.3.4. Consolidation de la Puissance de Référence

La Puissance de Référence d'un Contributeur pour une PL est calculée comme la somme des Consommations Corrigées extrapolées à Température Extrême pour chaque Pas de Temps PP, divisée par le nombre de Pas de Temps PP, tel que :

$$P_{réf}(Contributeur, PL) = \frac{\sum_{t \in PL} \left\{ \begin{matrix} Conso_{Corrigée}(Contributeur, t) \\ +Gradient_{thermo}^{delta}(Contributeur, t) \times \left[T_{Ext}(t) - T_{FLs}(t)\right] \end{matrix} \right\}}{N_{JoursPP}(PL) \times N_{pas_JoursPP}(PL)}$$

Où :

- $Conso_{Corrigée}(Contributeur, t)$: Consommation Corrigée pour le Contributeur et le Pas de Temps PP concernés, conformément à l'Article I.2.3.2 ;
- $Gradient_{thermo}^{delta}(Contributeur, t)$: gradient de thermosensibilité calculé selon la méthode par delta sur le Périmètre du Contributeur et le Pas de Temps PP concernés, conformément à l'Article I.2.3.3 ;
- $T_{Ext}(t)$: Température Extrême pour le Pas de Temps PP concerné, conformément à l'Article C.1.2;
- $T_{FLs}(t)$: Température France Lissée seuillée pour le Pas de Temps PP, conformément à l'Annexe ANN-III;
- $N_{JoursPP}(PL)$: nombre de Jours PP dans la PL (nombre de Jours) , conformément à l'Article C.2.1 ;
- $N_{pas_JoursPP}(PL)$: nombre de Pas de Temps PP journaliers de la PL concernée (nombre de Pas de Temps), conformément à l'Article C.2.2.

I.2.4. Dispositions simplifiées

I.2.4.1. Disposition simplifiée 1

En application de la disposition simplifiée 1, RTE calcule la Puissance de Référence du Contributeur bouclant en adaptant la méthode décrite à l'Article I.2.3.4 comme suit :

- la Consommation Corrigée du Périmètre du Contributeur bouclant pour le GRD concerné est considérée comme celle d'un Site télérelevé thermosensible au sens des Règles, somme :
    - du Soutirage global du réseau du GRD ;
    - de la production réalisée à la maille du GRD ;
    - des effacements activés certifiés à la maille du GRD.
- Le gradient de thermosensibilité du Contributeur bouclant pour le GRD concerné est calculé selon la méthode par delta, conformément à l'Annexe ANN-II, en utilisant comme chronique entrante la Consommation Corrigée du Périmètre du Contributeur bouclant et le Pas de Temps PP concernés.

I.2.4.2. Disposition simplifiée 2

En application de la disposition simplifiée 2, le GRD applique les dispositions de l'Article I.2.3 pour le calcul des Puissances de Référence des Contributeurs, ainsi que celles du Contributeur bouclant pour ses Sites de Soutirage et pertes qui sont rattachés à son périmètre uniquement. Le GRD calcule la Puissance de Référence du Contributeur bouclant pour les Sites au Tarif Réglementé de Vente en adaptant la méthode décrite à l'Article I.2.3.4 comme suit :

- la Consommation Corrigée des Sites au Tarif Réglementé de Vente du Contributeur bouclant est calculée par différence entre la consommation totale du réseau du GRD, les pertes du GRD et la consommation totale de tous les Sites raccordés au réseau du GRD ayant choisi une offre de marché (Sites Profilés ou Télérelevés, thermosensibles ou non). La consommation totale du réseau du GRD est la somme :
    - du Soutirage global du réseau du GRD ;
    - de la production réalisée à la maille du GRD ;
    - des effacements activés certifiés à la maille du GRD.
- Le gradient de thermosensibilité du Contributeur bouclant pour les Sites au Tarif Réglementé de Vente est calculé selon la méthode par delta, conformément à l'Annexe ANN-II, en utilisant comme chronique entrante la Consommation Corrigée des Sites au Tarif Réglementé de Vente du Contributeur bouclant et le Pas de Temps PP concernés.

I.2.5. Absence de transmission des Puissances de Référence par un GRD à RTE

RTE calcule la puissance de référence affectée par défaut dans le cas d'absence de transmission de données à la maille Contributeur par le GRD à RTE en adaptant la méthode décrite à l'Article I.2.3.4 comme suit :

- la Consommation Corrigée du Périmètre du Contributeur est considérée comme celle d'un Site télérelevé thermosensible au sens des Règles, somme :
    - du Soutirage global du réseau du GRD ;
    - des consommations effacées à la maille du GRD.
- Le gradient de thermosensibilité du Contributeur est calculé selon la méthode par delta, conformément à l'Annexe ANN-II, en utilisant comme chronique entrante la Consommation Corrigée du Périmètre du Contributeur et le Pas de Temps PP concernés.
- De la Puissance Réalisée des EDC de type injection à la maille du réseau du GRD. Pour les EDC multi-GRD, la Puissance Réalisée est ramenée à la maille du réseau du GRD au prorata du nombre de Sites de l'EDC raccordés au réseau du GRD.

I.3. Quotient

RTE établit la valeur du Quotient qui correspond au coût du Mécanisme de Capacité par mégawatt soutiré sur le système électrique pendant les heures de la Période de pointe. Il ne fait l'objet d'aucune régularisation ou mise à jour postérieure à l'approbation par la CRE du coût du Mécanisme de Capacité. Tout élément de la PL concernée qui serait établi après cette échéance sera pris en compte dans le calcul du coût du Mécanisme de Capacité de la PL suivante.

Le Quotient pour une PL, exprimé en euro par mégawatt (€/MW), est calculé comme le coût total du Mécanisme de Capacité de la PL divisé par la Puissance de Référence de l'ensemble des Contributeurs estimée en amont de la PL, sur la base des données de consommation de la PL précédente :

$$Quotient(PL) = \frac{Coût\ total\ du\ Mécanisme\ de\ Capacité\ (PL)}{\sum_{Contributeur} P_{réf}^{estimée}(Contributeur, PL)}$$

Où :

- $Coût\ total\ du\ Mécanisme\ de\ Capacité\ (PL)$: montant total à financer pour une PL, conformément à l'Article I.1 ;
- $P_{réf}^{estimée}(Contributeur, PL)$: Puissance de Référence estimée pour le Contributeur et la PL concernés, conformément à l'Article I.2.

Dans le cas où un GRD remonte à RTE, lors de sa collecte des Puissances de Références, une Puissance de Référence d'un Contributeur qui ne s'est pas déclaré préalablement auprès de RTE, cette Puissance de Référence n'est pas prise en compte dans le calcul du Quotient, et RTE en informe la CRE.

La CRE peut fixer, le cas échéant après proposition de RTE, un seuil financier de contribution qui reflète les frais administratifs engagés par RTE dans la facturation et le reversement des sommes du fonds. Dans ce cas uniquement, seuls les Contributeurs disposant d'une Puissance de Référence correspondant à une Quote-Part de Contribution supérieure à ce seuil sont pris en compte dans le calcul du quotient.

I.4. Quote-part de Contribution

I.4.1. Calcul de la Quote-part de Contribution estimée

La Quote-part de Contribution correspond à la part du montant total de la taxe attribuée à chaque Contributeur pour une PL.

La Quote-part de Contribution estimée de la taxe attribuée à chaque Contributeur est calculée par RTE en amont de la PL proportionnellement à la Puissance de Référence de son périmètre estimée sur la PL précédente :

$$Quote\text{-}part_{estimée}(Contributeur, PL) = Quotient(PL) \times P_{réf}^{estimée}(Contributeur, PL)$$

Où :

- $Quotient(PL)$: Quotient pour la PL concernée (€/MW), conformément à l'Article I.3 ;
- $P_{réf}^{estimée}(Contributeur, PL)$: Puissance de Référence estimée pour le Contributeur et la PL concernés, conformément à l'Article I.2.

La Quote-part de Contribution estimée pour une PL donnée fait l'objet d'au moins deux facturations partielles par RTE à chaque Contributeur pendant la PL, selon les modalités de l'Article J.2. Le montant de la Quote-part de Contribution est réparti sur chaque facturation partielle au prorata du nombre de Jours de Période de Pointe signalés par année calendaire au titre de la Période de Livraison.

I.4.2. Calcul de la Quote-part de Contribution définitive

La Quote-part de Contribution définitive est calculée par RTE et Notifiée au Contributeur au plus tard à la Date de Notification de la Contribution définitive mentionnée à l'Article J.2.1.

La Quote-part de Contribution définitive est calculée proportionnellement à la Puissance de Référence définitive sur la PL concernée :

$$Quote\text{-}part_{définitive}(Contributeur, PL) = Quotient(PL) \times P_{réf}^{définitive}(Contributeur, PL)$$

Où :

- $Quotient(PL)$: Quotient pour la PL concernée (€/MW), conformémentà l'Article I.3 ;
- $P_{réf}^{définitive}(Contributeur, PL)$: Puissance de Référence définitive pour le Contributeur et la PL concernés, conformément à l'Article I.2.

I.4.3. Calcul du solde de la Quote-part de Contribution

Le solde de la Quote-part de Contribution correspond au montant de la Quote-part de Contribution estimée dont est soustrait le montant de la Quote-part de Contribution définitive :

$$\begin{aligned} Quote\text{-}part_{solde}(Contributeur, PL) \\ = Quote\text{-}part_{estimée}(Contributeur, PL) \\ - Quote\text{-}part_{définitive}(Contributeur, PL) \end{aligned}$$

Où :

- $Quote\text{-}part_{estimée}(Contributeur, PL)$: Quote-part de Contribution estimée pour le Contributeur et la PL concernés, conformément à l'Article I.4.1 ;

- $Quote\text{-}part_{définitive}(Contributeur, PL)$: Quote-part de Contribution définitive pour le Contributeur et la PL concernés, conformément à l'Article I.4.2 ;

Ce solde fait l'objet d'une régularisation selon les modalités de l'Article J.2.

I.5. Frais de gestion des Contributeurs

Conformément aux modalités précisées à l'article R.316-33 du code de l'énergie, les GR prélèvent des frais aux Contributeurs afin de couvrir les coûts engendrés par la mise en œuvre et la gestion du mécanisme. Le montant de ces frais et leurs modalités de recouvrement sont fixés par la CRE.

J. Facturation et paiement

J.1. Règlement financier du TPC

J.1.1. Dates des principales Notifications

Une Notification des Volumes Contractualisés et de la rémunération totale prévisionnelle pour la PL en cours est transmise au TPC dans un délai de 15 Jours Ouvrés à compter de la date de clôture de chaque enchère.

La date limite de Notification du montant de la rémunération du TPC pour la PL en cours est fixée au 31 mai de l'Année N.

La date limite de Notification du Volume Disponible estimé de la PL en cours est fixée au 30 novembre de l'Année N.

La date limite de Notification du Volume Disponible définitif est fixée au 30 juin de l'Année N+1.

La date limite de Notification des règlements financiers associés aux Ecarts est le 30 septembre de l'Année N+1.

J.1.2. Objet des Notifications

Avant la date limite de Notification de la rémunération, RTE met à disposition du TPC le montant de sa rémunération sur l'ensemble de son périmètre pour la PL concernée.

Avant la date limite de Notification du Volume Disponible estimé, RTE met à disposition du TPC le résultat du calcul du Volume Disponible estimé.

Avant la date limite de Notification du Volume Disponible définitif et des règlements financiers, RTE Notifie le TPC du montant des Ecarts négatifs sur l'ensemble des EDC de son périmètre. Les informations mises à disposition sont les suivantes :

- Le résultat du calcul du Volume Disponible définitif ;

- Le montant de l'Ecart négatif, pour la Période de Livraison, ainsi que le détail de l'écart sur les volumes et la valeur du PRPE.

J.1.3. Règlements financiers perçus par le TPC

J.1.3.1. Mandat d'auto-facturation

A la suite de la signature de son Accord de Participation, le TPC adresse à RTE le mandat d'auto-facturation figurant en Annexe ANN-XVIII permettant à RTE de s'auto-facturer pour le nom et pour le compte du TPC, notamment dans le but de lui verser sa rémunération au titre d'une PL donnée.

J.1.3.2. Auto-facturation et versement de la rémunération du TPC

RTE s'auto-facture, au nom et pour le compte du TPC, au plus tard à la date limite de Notification de la rémunération prévue à J.1.1.

Le TPC reçoit les sommes dues par RTE sur les coordonnées bancaires renseignées dans son Accord de Participation dans les 30 Jours à compter de la date de Notification des règlements financiers ou le Jour Ouvré suivant ledit 30ème Jour lorsque ce dernier n'est pas un Jour Ouvré, par virement bancaire sur le compte bancaire du TPC dont les coordonnées sont précisées dans l'Accord de Participation. RTE précise à chaque règlement les références de la facture.

J.1.4. Facturation et paiement des Ecarts négatifs par le TPC

RTE facture le TPC pour les sommes dues au plus tard à la date limite de Notification du Volume Disponible définitif et des règlements financiers associés aux Ecarts telle que précisées à l'Article J.1.1.

Le TPC règle l'intégralité du montant de ses factures dans un délai de 30 Jours à compter de leur date d'envoi, ou le Jour Ouvré suivant ledit 30ème Jour lorsque ce dernier n'est pas un Jour Ouvré, le cachet de la Poste faisant foi.

Le règlement des factures correspondant aux Ecarts négatifs peut être opéré selon deux modalités :

- Par virement bancaire sur le compte bancaire de RTE dont les coordonnées sont précisées dans son Accord de Participation. Le TPC est tenu de joindre à chaque règlement les références de la facture émise par RTE.
- Prélèvement automatique : le cas échéant, le TPC adresse à RTE un mandat de prélèvement SEPA conforme au modèle de l'Annexe ANN-XIX.

J.1.5. Facturation et paiement des pénalités spécifiques aux EDC à Contractualisation Pluriannuelle

J.1.6. Contestation du montant du règlement financier par le TPC

Sans préjudice des modalités prévues à l'Article B.3, toute contestation du TPC, relative au montant du règlement du financier, doit être Notifiée à RTE, ou à toute autre personne désignée à cet effet, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La Notification d'une contestation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes dues.

Toute contestation de la rémunération peut être effectuée dans un délai d'un Mois à compter de la date de Notification de la rémunération.

Toute contestation du Volume Disponible estimé ou définitif peut être effectué dans un délai de deux Mois après la Notification du Volume Disponible correspondant.

Toute contestation du montant des Pénalités peut être effectué dans un délai de deux Mois après la Notification du Volume Disponible correspondant.

RTE formule une réponse par écrit dans un délai d'un Mois à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE corrige le montant du règlement financier contesté.

A défaut d'accord, il est fait application des modalités de règlement des différends prévues à l'Article B.5.

J.1.7. Pénalités de retard

A défaut de paiement intégral des sommes dues par le TPC dans les délais précisés par la facture, les sommes dues sont majorées de plein droit, de Pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente, majoré de 10 points de pourcentage. Ces Pénalités portent sur le montant de la somme restant due (montant TTC). Elles sont calculées à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture.

A ces Pénalités s'ajoute, conformément à l'article L.441-6 du code de commerce, une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement dont le montant s'élève à 40 euros hors taxe conformément à l'article D.441-5 du code de commerce.

En outre, conformément à l'article L.441-6 précité, une indemnité complémentaire peut être demandée par RTE lorsque les frais de recouvrement exposés sont supérieurs au montant de cette indemnité forfaitaire.

J.1.8. Procédure mise en œuvre en cas de défaut de paiement

En l'absence de paiement, de tout ou partie d'une facture arrivée à échéance ou de toute sommes due par le TPC au titre de son Accord de Participation, à destination des coordonnées bancaires de RTE telles que précisées dans la facture, RTE Notifie au TPC une mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, de procéder au paiement des sommes dues dans un délai de 5 Jours Ouvrés.

A l'expiration du délai de 5 Jours Ouvrés imparti dans la mise en demeure, si le TPC n'a toujours pas procédé au règlement des sommes dues, RTE saisit le Tribunal de Commerce ou Tribunal des activités économiques compétent afin de mettre en oeuvre la procédure d'injonction de payer telle que prévue à l'article 1405 du code de procédure civile, à l'encontre du TPC.

En cas de défaut de paiement et à l'issue des étapes précédentes, RTE communique à la CRE et à la DGEC l'identité des TPC défaillants ainsi que le montant des sommes dues au titre des Règles du Mécanisme de Capacité, en tant qu'irrécouvrables, conformément à l'article L.322-14 du code des impositions sur les biens et services.

Par application de l'article 1347 du code civil, RTE se réserve le droit de retenir le versement de la rémunération d'un TPC si ce dernier ne s'est pas acquitté de la totalité des montants dûs à RTE au titre d'une ou plusieurs PL précédentes.

J.2. Collecte de la Quote-Part de Contribution

J.2.1. Dates de Notification des Contributeurs

Pour chaque PL, RTE adresse aux Contributeurs une Notification du montant estimé de leur Quote-part de Contribution, et du montant définitif de leur solde de Quote-part de Contribution.

La date limite de Notification de la Quote-part de Contribution estimée est le 30 novembre de l'année N-1.

La date limite de Notification de la Puissance de Référence définitive et du solde de Quote-part de Contribution est le 30 septembre de l'Année N+1.

J.2.2. Objet des Notifications

Au titre de la Notification de la Quote-part de Contribution estimée, RTE Notifie à chaque Contributeur pour la PL correspondante :

- La Puissance de Référence estimée du Contributeur, en MW, calculée conformément à l'Article I.2 ;
- Le montant de la Quote-part de Contribution estimée, en €, calculée conformément à l'Article I.4.1 ;
- Le montant de chaque facturation partielle, en €, calculées conformément à l'Article I.4.1 ;
- Le coût total du Mécanisme de Capacité, calculé conformément à l'Article I.1 ;
- Le Quotient, calculé conformément à l'Article I.3.

Au titre de la Notification du solde de Quote-part de Contribution, RTE Notifie à chaque Contributeur pour la PL correspondante :

- La Puissance de Référence définitive du Contributeur, en MW, calculée conformément à l'Article I.2 ;

- Le montant de la Quote-part de Contribution définitive, en €, calculé conformément à l'Article I.4.2 ;
- Le montant du solde de la Quote-part de Contribution, en €, calculé conformément à l'Article I.4.3 ;
- Le montant de la Quote-part de Contribution estimée, en €, calculée conformément à l'Article I.4.1
- Le Quotient, calculé conformément à l'Article I.3.

J.2.3. Facturation et paiement de la Quote-part de Contribution estimée et du solde négatif de Quote-part de Contribution par le Contributeur

RTE adresse deux factures partielles au Contributeur au titre de sa Quote-Part de Contribution, lesquelles correspondent au paiement par Acomptes tel que prévu par l'article L.322-19 du code des impositions sur les biens et services.

Ces factures sont adressées au Contributeur au plus tard :

- à la date limite de Notification de la Quote-part de Contribution estimée pour la première facturation partielle,
- le 1er mars de l'année N pour le montant restant dû au titre de ladite PL.

Concernant la régularisation du solde des Contributions, si le montant du solde est en faveur de RTE, la facture est mise à disposition du Contributeur avant le 31 décembre de l'Année N+1.

A cet effet, le Contributeur adresse à RTE un mandat de prélèvement SEPA conforme au modèle de l'Annexe ANN-XIX.

Les sommes sont réglées à RTE dans les 30 Jours à compter de la date d'envoi des factures ou le Jour Ouvré suivant ledit 30ème Jour lorsque ce dernier n'est pas un Jour Ouvré, le cachet de la Poste faisant foi, par prélèvement automatique.

J.2.4. Emission d'une facture d'avoir et versement du solde positif de Quote-part au Contributeur

Si le montant de la régularisation est en faveur du Contributeur, RTE émet une facture d'avoir avant le 31 décembre de l'Année N+1.

Le Contributeur reçoit les sommes dues par RTE dans un délai de 30 Jours à compter de la date de mise à disposition de la facture d'avoir ou le Jour Ouvré suivant ledit 30ème Jour lorsque ce dernier n'est pas un Jour Ouvré, par virement bancaire sur le compte bancaire du Contributeur utilisé pour le paiement des facturations partielles.

RTE précise à chaque règlement les références de la facture. A défaut, il est redevable à l'égard du Contributeur d'une Pénalité forfaitaire de 140 euros.

J.2.5. Contestation de la Quote-part définitive par le Contributeur

Toute contestation du Contributeur relative au montant de la Quote-part de la Contribution doit être Notifiée à RTE dans un délai d'un Mois après réception de la Notification du montant définitif de leur Quote-part, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

RTE formule une réponse par écrit dans un délai de trois semaines à compter de la date de réception de la contestation. Si celle-ci est justifiée, RTE corrige le montant contesté.

J.2.6. Défaut de paiement

En l'absence de paiement, de tout ou partie d'une facture arrivée à échéance à destination des coordonnées bancaires de RTE telles que précisées dans la facture, RTE met en oeuvre la procédure suivante : RTE Notifie au Contributeur une mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, de procéder au paiement des sommes dues dans un délai de 5 Jours Ouvrés. :

- A l'expiration du délai de paiement d'une facture, RTE Notifie au Contributeur une mise en demeure, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, de procéder au paiement des sommes non réglées dans un délai de 5 Jours Ouvrés.
- Conformément à l'article L.321-17 du code de l'énergie, tout retard dans le paiement des sommes dues à RTE au titre de la taxe de répartition des coûts du Mécanisme de Capacité donne lieu à l'application d'une majoration de 5% faisant l'objet d'une facturation spécifique à destination du fonds de gestion du Mécanisme de Capacité.
- A l'issue des échéances de paiement des étapes précédentes, RTE saisit le Tribunal de Commerce ou le Tribunal des activités économiques compétent d'une procédure d'injonction de payer telle que prévue par l'article 1405 du code de procédure civile à l'encontre du Contributeur s'il ne s'exécute pas dans les délais prévus par la mise en demeure.
- Enfin, conformément à l'article L.441-6 précité, une indemnité complémentaire peut être demandée par RTE lorsque les frais de recouvrement exposés sont supérieurs au montant de cette indemnité forfaitaire.
- En cas de défaut de paiement persistant à l'issue des étapes précédentes, par application des articles L.322-14 du code des impositions sur les biens et services et L. 134-19 du code de l'énergie, RTE fait part à la CRE de l'identité des Contributeurs défaillants ainsi que le montant des sommes dues au titre de la Contribution, en tant qu'irrécouvrables.

J.3. Défaut de paiement en cas d'erreur de compte bancaire

Tout paiement effectué sur un compte bancaire autre que celui expressément indiqué dans les modalités de paiement de la facture sera considéré constitue un défaut de paiement au sens des présentes Règles.

Le destinataire de la facturation reste seul responsable de la vérification des coordonnées bancaires communiquées par RTE.

En cas d'erreur de virement, le destinataire de la facture s'engage à régulariser immédiatement le paiement sur les coordonnées bancaires précisées dans la facure adressée par RTE, sans préjudice des Pénalités de retard applicables conformément aux Articles précédents.

K. Indicateurs et publications

RTE publie quotidiennement sur son Site Internet le registre des Capacités certifiées pour les PL ouvertes à la certification. Le registre des Capacités certifiées pour une PL est publié dès l'ouverture du premier Guichet de Certification de la PL concernée.

Il précise les caractéristiques de chaque EDC pour les EDC de Volume Certifié supérieur à 100 MW ;

- le type de l'EDC ;
- le type de réseau ;
- la date de certification ;
- le Volume Certifiée à date ;
- le TPC auquel l'EDC est rattachée.

ainsi que les Volumes Certifiés de manière agrégée par filière et par PL de l'ensemble des EDC certifiées.

RTE met également à disposition des Acteurs sur son Site Internet :

- La liste des TPC actifs.
- La Notification des Jours PP, conformément à l'Article C.2.2.
- Les courbes d'offre et de demande et les résultats de chaque Enchère une fois validés par RTE.
- Les Volumes Contractualisés totaux par filière et par Période de Livraison. Ces données sont mises à jour après validation d'une transaction sur le Marché Secondaire.
- Les différents prix calculés à l'issue de chaque Enchère.
- Les Contributions Résiduelles des Interconnexions.
- Le volume total des échanges sur le Marché Secondaire par PL.
- L'état des règlements financiers globaux effectués pour chaque PL.

Pour chaque PL, RTE publie également l'ensemble des paramètres et des dates du mécanisme visés à l'Article C.

L. Modalités relatives aux missions des GRD

L.1. Objet

Le présent Chapitre des Règles fait partie des conditions générales applicables au contrat conclu entre le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) et RTE selon le modèle figurant en Annexe ANN-V.

L.2. Obligations générales des Parties

RTE et le GRD s'engagent à élaborer et à échanger, dans les délais prévus par les Règles, les données nécessaires à la mise en œuvre du processus de certification, aux contrôles de la disponibilité et au calcul des Quote-parts de Contribution.

L.3. Contractualisation entre RTE et le GRD

L.3.1. Modalités de contractualisation

Tout GRD de raccordement d'un Site inclus dans le périmètre d'un TPC ou d'un Contributeur doit conclure avec RTE des conditions particulières RTE-GRD établies à partir du modèle figurant en Annexe ANN-V, par lesquelles les Parties s'engagent à respecter les Règles du Mécanisme de Capacité.

L.3.2. Entrée en vigueur et durée du Contrat

Le contrat signé par les Parties entre en vigueur à la date prévue dans les conditions particulières RTE-GRD.

Le contrat est conclu pour une durée indéterminée lorsqu'il n'implique pas un GRD soumis aux règles de la comptabilité publique.

Pour les GRD soumis aux règles de la comptabilité publique, le contrat est conclu pour une durée de 5 ans, avec tacite reconduction pour une durée de 5 ans.

L.3.3. Cession des droits

Un contrat conclu entre RTE et le GRD, ainsi que les droits et obligations attachés à celui-ci, ne peuvent être cédés à un tiers que sous réserve de l'accord de RTE, lequel doit être Notifié préalablement à la cession.

Toute modification du statut juridique du GRD (fusion, absorption, etc.), doit être Notifiée à RTE par le GRD dans les meilleurs délais et, en tout état de cause, au moins 30 Jours avant la date de prise d'effet de cette modification.

L.3.4. Engagement qualité

Le bon fonctionnement du Mécanisme de Capacité repose notamment sur la qualité des données transmises entre RTE et le GRD.

RTE est responsable du contrôle de la qualité des données qu'il élabore et qu'il transmet au GRD au titre du Mécanisme de Capacité. RTE s'engage à mettre en œuvre les mesures correctives dans les délais les plus brefs pour remédier à toute anomalie des données qu'il transmet au GRD ou à tout dysfonctionnement qui relèverait de sa responsabilité dans le processus d'échanges de données avec le GRD.

Le GRD est responsable du contrôle de la qualité des données qu'il élabore et qu'il transmet à RTE au titre du Mécanisme de Capacité. Le GRD s'engage à mettre en œuvre les mesures correctives pour remédier à toute anomalie des données qu'il transmet à RTE ou à tout dysfonctionnement qui relèverait de sa responsabilité dans le processus d'échanges de données avec RTE.

L.3.5. Mandat de prestation

Le GRD signataire des conditions particulières peut confier, par mandat à un autre GRD, la réalisation les missions liées à la certification, aux contrôles et aux échanges d'information avec RTE tels que décrit ci-après.

Le GRD mandant notifie à RTE l'existence d'un mandat, selon le modèle figurant en Annexe ANN-VI des présentes Règles dans les meilleurs délais et au plus tard 10 Jours Ouvrés avant l'entrée en vigueur du mandat.

L.4. Modalités relatives à la certification

L.4.1. Principes

Tout Titulaire de Périmètre de Certification qui souhaite certifier des EDC composées de Sites raccordés à un Réseau Public de Distribution doit au préalable conclure un contrat avec le GRD auquel sont raccordés ces sites, si le GRD prévoit de telles modalités. Ce contrat encadrera notamment les modalités de certification (y compris la facturation des frais de certification) des EDC dont il a la charge.

Conformément aux dispositions prévues à l'Article D.2, un Titulaire de Périmètre de Certification est tenu de déposer, pour chaque Période de Livraison, une Demande de Certification auprès du Gestionnaire du Réseau Public de Distribution, dans le cas d'une Entité de Certification comportant exclusivement des Sites raccordés directement ou indirectement à un réseau public de distribution.

Le GRD peut refuser toute Demande de Certification qui lui parvient après la clôture du Guichet de Certification organisé par RTE pour une Période de Livraison donnée. Le GRD peut cependant demander au TPC de compléter ou corriger sa demande après la clôture du Guichet de Certification. Le TPC doit répondre à la sollication du GRD dans les meilleurs délais et dans tous les cas, au plus tard 10 Jours Ouvrés avant la fin de la Période de Certification.

Le GRD peut refuser toute Demande de Certification incomplète ou non-conforme. Il doit en informer RTE et le TPC qui a soumis la Demande de Certification. Les motifs du refus sont précisés.

L.4.2. Fermeture d'une Capacité

Si l'Exploitant d'une Capacité prévoit la fermeture de celle-ci, il transmet au GRD auquel est raccordée sa Capacité, avant le début de la Période de Livraison, l'avis de fermeture de Capacité mentionné à l'article R.316-18 du code de l'énergie.

Cet avis mentionne :

- la date prévue de la fermeture de la Capacité ;
- le caractère définitif ou non de la fermeture ;
- la période de fermeture, le cas échéant.

Pendant la période de fermeture, le ou les Sites concernés ne peuvent être rattachés à une EDC.

Les GRD transmettent à RTE les avis qu'ils reçoivent et les informations sur les conditions de fermeture effectivement constatées au plus tard 15 Jours Ouvrés après la réception de l'avis de fermeture.

L.4.3. Transmission d'informations du GRD à RTE

En application de l'article R.316-16 du code de l'énergie, et selon les modalités prévues à l'Article E, le GRD transmet à RTE,

- au plus tard le dernier Jour de la Période de Certification de la Période de Livraison concernée, les caractéristiques des EDC certifiées par ses soins. Le Volume Certifié est calculé par le GRD sur la base des informations transmises par le TPC et selon la méthode décrite à l'Article E.6.
- au plus tard 30 Jours après le dernier Jour de la Période de Livraison, toute modification apportée par le TPC au périmètre de Sites rattachés aux EDC certifiés en Méthode Standard, selon les modalités prévues à l'Article E.5.

Le GRD est tenu de rappeler dans les informations transmises le code unique identifiant l'EDC créé par RTE à la demande du TPC.

Les justificatifs et données administratives fournis par les TPC aux GRD, de même que les éventuels contrats entre le TPC et le GRD, ainsi que le périmètre de Sites des EDC certifiées en Méthode Normative, ne sont pas transmis à RTE.

Ces informations doivent cependant être conservés par les GRD et présentés sur demande de RTE.

L.4.4. Transmission d'informations de RTE au GRD

RTE informe les GRD de la liste des TPC autorisés à déposer une Demande de Certification ainsi que des éléments permettant de les identifier (nom de la société et code EIC notamment).

RTE informe les GRD de la liste des EDC à Contractualisation Pluriannuelle reconduites par ses soins pendant le Guichet de Certification concerné ainsi que des éventuels cas de résiliation anticipée.

L.4.5. Modalités d'échange

Les GRD doivent s'adresser à RTE afin d'obtenir l'accès au système d'information permettant la collecte des informations de certification. Les informations demandées doivent être transmises électroniquement, par l'unique intermédiaire du système d'information mis à disposition par RTE. Les informations sont transmises par formulaire ou par fichier, en respectant le modèle et le format défini par RTE dans les Règles SI du Mécanisme de Capacité. En cas de non-respect des formats de données ou de fichiers, RTE refuse les données transmises et en informe le GRD.

RTE accuse réception en moins de 24 heures de la bonne intégration des données transmises.

L.4.6. Cas spécifique des EDC multi-GRD

Dans le cas spécifique de la gestion des EDC dont les Sites sont raccordés à plusieurs GRD, les GRD peuvent désigner collectivement un tiers afin de centraliser la transmission de données à RTE.

Si un tel tiers est désigné, le TPC doit le mentionner comme GRD référent au moment de la création de l'EDC dans le système d'information de RTE. Le tiers désigné doit ensuite collecter les demandes de certification des TPC et de les répartir auprès des GRD concernés. Une fois les contrôles et calculs de Volume Certifié effectués par chaque GRD, le tiers désigné transmet à RTE les informations agrégées concernant les EDC certifiées et les périmètres de Sites, ainsi que les évolutions éventuellement soumises ultérieurement par le TPC conformément à l'Article E.5.5.

Les GRD de raccordement ne peuvent transmettre directement à RTE d'informations concernant les Sites raccordées à leur réseau si ils sont rattachés à des EDC certifiées comme multi-GRD.

L.5. Modalités relatives au contrôle de disponibilité des EDC contractualisées

L.5.1. Données spécifiques aux EDC de Soutirage EIF

Conformément aux méthodes de calcul de la Puissance Réalisée présentées dans l'Article G.3.6.2, le GRD signataire transmet à RTE à la maille EDC les données suivantes pour chaque EDC de Soutirage EIF et chaque Pas de Temps PP, avant le 30 septembre de l'Année N pour le calcul du Volume Disponible estimé et avant le 31 mai de l'Année N+1 pour le calcul du Volume Disponible définitif :

- Pour les Groupes de Calendrier Fournisseur à Période Mobile dont les Sites disposent d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA :
    - Courbe de Référence et Courbe Réalisée extrapolée à Température Extrême, agrégées à la maille de l'EDC ;
    - Liste de Sites, et leurs dates de rattachement, ayant bénéficié des tarifs réglementés de vente de l'électricité fixé par les pouvoirs publics avec option effacement (Effacement Jour de Pointe ou TEMPO) au cours des douze (12) Mois précédant la date de rattachement à un Groupe de Calendrier Fournisseur à Période Mobile, sauf en cas de changement de titulaire du contrat de fourniture ;

- Pour les Sites de Soutirage raccordés en basse tension disposant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ou ceux raccordés en HTA :
    - Courbe Réalisée ;
    - Nombre de Sites rattachés à l'EDC ;
    - Courbe Réalisée sur chaque Pas de Temps PP des dix Jours Ouvrés précédents jusqu'à deux jours avant le jour PP, excluant les éventuels Jours PP au cours de cette période. Dans le cas où 10 jours PP ont été tirés au cours de cette période, le GRD transmet la Courbe Réalisée sur chaque Pas de Temps PP des cinq Jours Ouvrés précédents excluant les éventuels Jours PP.

Dans le cas où les données n'ont pas évolué après le 30 septembre de l'Année N, le GRD signataire n'est pas tenu de transmettre à nouveau les données à RTE. Les données mises à disposition pour le calcul du Volume Disponible estimé sont dans ce cas reprises pour le calcul du Volume Disponible définitif.

L.5.2. Données collectées auprès des TPC

L.5.2.1. Données échangées

Pour les EDC dont les Sites sont raccordés à un unique GRD, le GRD transmet à RTE les données suivantes, collectées auprès du TPC conformément à l'Article G.3.3, pour les Pas de Temps PP de la PL :

- la Puissance Activable déclarée par le TPC lors de la collecte spécifique au Mécanisme de Capacité ;
- les énergies maximales journalières collectées pour les EDC certifiées en Méthode Standard avec contrainte de stock ;
- les énergies maximales hebdomadaires collectées pour les EDC certifiées en Méthode Standard avec contrainte de stock.

Pour les EDC RPD ou multi-GRD, RTE transmet à la demande du GRD de raccordement les données collectées par le TPC au titre du contrôle de disponibilité.

L.5.2.2. Délais de transmission

Le GRD responsable de la transmission des informations mentionnées à l'Article L.5.2 doit transmettre ces informations, pour un Jour de la PL, au plus tard 3 Jours Ouvrés après le délai nécessaire à la collecte des informations par le TPC.

L.5.3. Données de réalisation

L.5.3.1. Sites des EDC d'Injection certifiées selon la Méthode Standard

Pour tous les Sites d'Injection ou de Stockage raccordés au GRD signataire, le GRD signataire transmet à RTE la Courbe de Charge d'Injection pour l'EDC concernée.

Pour tous les Sites d'Injection ou de Stockage raccordés au GRD signataire appartenant à une EDC, RTE transmet à la demande du GRD de raccordement la Courbe de Réalisation de l'ensemble des Sites raccordées au GRD signataire pour chaque EDA liée à l'EDC, ou la part raccordée au GRD signataire.

L.5.3.2. Sites des EDC d'Injection certifiées selon la Méthode Normative

Pour tous les Sites d'Injection ou de Stockage raccordés au GRD signataire, le GRD signataire transmet à RTE le Volume Disponible des EDC certifiées selon la Méthode Normative, conformément à l'Article G.4.3.

L.5.3.3. Sites des EDC de Soutirage

Pour tous les Sites de Soutirage raccordés au GRD signataire appartenant à une EDC, RTE transmet à la demande du GRD de raccordement :

- la Courbe de Réalisation de l'ensemble des Sites raccordées au GRD signataire pour chaque EDE liée à l'EDC, ou la part raccordée au GRD signataire, au titre des effacements en application de l'article L.271-1 du code de l'énergie ;
- la Courbe de Réalisation de l'ensemble des Sites raccordées au GRD signataire pour chaque EDE liée à l'EDC, ou la part raccordée au GRD signataire au GRD signataire ;
- la Courbe de Réalisation de l'ensemble des Sites raccordées au GRD signataire pour chaque EDA liée à l'EDC, ou la part raccordée au GRD signataire.

L.5.3.4. Capacité réservée au titre des services de flexibilité locale

Le GRD signataire et bénéficiaire des services de flexibilité locale transmet à RTE les données de puissance réservée à la Hausse au titre de ces services.

L.5.3.5. Délais de transmission

Le GRD signataire transmet à RTE les données mentionnées aux Articles L.5.3.1, L.5.3.2, L.5.3.3 et L.5.3.4, pour une PL donnée, avant le 30 septembre de l'Année N pour le calcul du Volume Disponible estimé et avant le 31 mai de l'Année N+1 pour le calcul du Volume Disponible définitif.

Dans le cas où les données n'ont pas évolué après le 30 septembre de l'Année N, le GRD signataire n'est pas tenu de transmettre à nouveau les données à RTE. Les données mises à disposition pour le calcul du Volume Disponible estimé sont reprises pour le calcul du Volume Disponible définitif. RTE transmet à la demande du GRD de raccordement les informations mentionnées aux Articles L.5.3.1 et L.5.3.3, pour un Jour de la Période de Livraison, au plus tard 3 Jours Ouvrés après le délai nécessaire à la collecte des informations.

L.5.4. Audits

Un audit d'une EDC certifiée peut être engagé par le GRD (ou un tiers désigné et mandaté par le GRD) pour les EDC raccordées à son réseau.

Pour les EDC multi-GRD visées par un audit, RTE et les GRD concernés se coordonnent pour la réalisation de l'audit. En cas de désaccord entre GR, RTE est en dernier recours responsable de la réalisation de l'audit.

L.5.4.1. Délais de réalisation des audits

Le GRD réalisant l'audit dispose d'un délai de 1 Mois pour réaliser l'audit. Il informe RTE de la date retenue pour l'audit.

L.5.4.2. Résultats des audits

Pour les EDC raccordées uniquement au GRD signataire, le GRD signataire transmet à RTE les rapports d'audit ainsi que les Coefficients d'Observabilité en Méthode Standard par audit. Ces coefficients sont calculés conformément aux modalités de calcul prévues à l'Article G.3.6.5.2.

Pour les EDC raccordées à plusieurs GRD, le GRD signataire transmet à RTE les rapports d'audit et les valeurs correspondant aux résultats de l'audit des paramètres audités pour les sites raccordés à son réseau. RTE calcule ensuite les Coefficients d'Observabilité en Méthode Standard par audit, conformément aux modalités de calcul prévues à l'Article G.3.6.5.2, sur la base des valeurs transmises par les GRD concernés.

Le GRD signataire transmet à RTE les informations mentionnées ci-dessus dans un délai de 15 Jours Ouvrés suivant la date de l'audit.

L.5.5. Tests d'Activation

Les GRD de raccordement peuvent demander à RTE la réalisation des tests d'activation sur des EDC de leur zone de déserte.

RTE informe le ou les GRD de raccordement de l'engagement d'un test d'activation sur une EDA, EDE ou la partie non liée d'une EDC d'Injection en Méthode Standard.

L.6. Modalités relatives aux calculs des Quote-parts de Contribution

RTE calcule la Quote-part de Contribution au sens de l'article L.322-13 du code des impositions sur les biens et services, pour chaque PL à partir de la Puissance de Référence de ce dernier. La Puissance de Référence de chaque Contributeur est calculée par le Gestionnaire de Réseau, selon les modalités décrites à l'Article I.2.

A cette fin, le GRD signataire transmet à RTE :

- les Puissances de Référence relatives aux Sites de Soutirage raccordés à son réseau par Contributeur ;
- la Puissance de Référence relative aux pertes du GRD dans le cas où le GRD est lui-même Contributeur.

Pour une PL donnée, un premier calcul de quote-part est effectué en utilisant les données de la PL précédente. Un second calcul est effectué sur la base des données constatées pendant la PL, à des fins de régularisation.

L.6.1. Echanges d'informations relatifs aux périmètres des Contributeurs

Conformément à l'Article D.1.4 des Règles du Mécanisme de Capacité, les Contributeurs sont tenus de transmettre à chaque GRD la liste des Sites de Soutirage raccordés à son réseau dans le cas où ces informations ne sont pas déjà précisées dans un autre contrat signé entre le GRD et le Contributeur en tant que Fournisseur.

Afin de veiller à la cohérence des périmètres des Contributeurs, le GRD Notifie à RTE les Contributeurs disposant d'un sous-périmètre de Sites sur sa zone de desserte.

L.6.2. Echanges de données

L.6.2.1. Application par le GRD d'une disposition simplifiée de calcul des Puissances de Référence

Un GRD peut choisir d'appliquer une des deux dispositions simplifiées prévues pour le calcul des Puissances de Référence :

- Si la totalité des consommateurs du réseau d'un GRD sont au Périmètre d'un unique Contributeur, le GRD peut demander à RTE l'application de la disposition simplifiée 1. RTE effectue alors le calcul de la Puissance de Référence du Contributeur désigné par le GRD dit Contributeur bouclant selon la méthode de calcul détaillée dans l'Article I.2.4.1.
- Si au moins deux Contributeurs déclarent des Sites sur le réseau d'un GRD donné, ou si le GRD lui-même a exercé ce droit pour ses pertes, le GRD peut demander à RTE l'application de la disposition simplifiée 2. Le Contributeur fournisseur du Tarif Réglementé de Vente est alors désigné par le GRD comme Contributeur bouclant. La méthode de calcul appliquée à la Puissance de Référence est détaillée dans l'Article I.2.4.2.

Tout GRD qui applique l'une des deux dispositions simplifiées précisées ci-dessus doit signer un accord sur ces dispositions avec le Contributeur bouclant.

Le GRD doit informer RTE de la disposition simplifiée qu'il met en œuvre et du Contributeur bouclant le cas échéant au moment de la signature des conditions particulières relatives aux missions des GRD. Toute modification dans le choix d'appliquer une des deux dispositions simplifiées doit être Notifiée à RTE et doit s'accompagner d'une nouvelle signature de ces conditions, avec mise à jour de l'Annexe ANN-V.

Lorsque le GRD applique une des deux dispositions simplifiées précisées ci-dessus, il accepte qu'un audit puisse être effectué sur la justesse du calcul des Puissances de Référence qui sont affectées au Contributeur bouclant, à la demande du Contributeur bouclant, ou du Contributeur portant la Puissance de Référence associée aux pertes du GRD. Le coût de cet audit est affecté au demandeur sauf si un non-respect manifeste des Règles est constaté. Dans ce cas, le coût de cet audit est affecté au(x) responsable(s) de ce non-respect manifeste.

En outre, un GR peut appliquer, sur demande du Contributeur de type Acheteur de Pertes, une disposition simplifiée pour le calcul de la Puissance de Référence dans le cas où la fourniture des pertes est effectuée pour tout ou partie par le Contributeur de type Acheteur de Pertes. La méthodologie de calcul afférente à l'application cette disposition simplifiée est détaillée à l'Article I.2.4.2

En cas d'application de cette disposition simplifiée, un audit peut être effectué sur la justesse du calcul des Puissances de Référence qui sont affectées aux Contributeurs de type Fournisseur, à la demande de ces derniers. Le coût de cet audit est affecté au demandeur sauf si un non-respect manifeste des Règles est constaté. Dans ce cas, le coût de cet audit est affecté au(x) responsable(s) de ce non-respect manifeste.

L.6.2.2. Données échangées pour le calcul par le GRD des Puissances de Référence par Contributeur

Le GRD réalise le calcul de la Puissance de Référence à la maille de chaque sous-périmètre de Contributeur actif sur sa zone de desserte selon les principes prévus à l'Article I.2. A cette fin, RTE transmet au GRD concerné, pour chaque PL, les données nécessaires au calcul des consommations corrigées d'un Contributeur pour les Sites Télérelevés et Profilés rattachés à son périmètre et raccordés au GRD, à savoir :

- les chroniques, au Pas de Temps PP, des PEB RE-Site effectuées par le Contributeur vers des Sites de Soutirage raccordés au réseau du GRD;
- les chroniques, au Pas de Temps PP, des blocs de vente directe d'électricité effectués par le Contributeur vers des Sites de Soutirage raccordés au réseau du GRD ;
- les Courbes de Réalisation, au Pas de Temps PP, de consommation effacée des Sites de Soutirage rattachés à une EDC de Soutirage hors EIF et raccordés au réseau du GRD ;
- les Courbes de Réalisation, au Pas de Temps PP, de consommation effacée des Sites de Soutirage rattachés à une EDC de Soutirage EIF et raccordés au réseau du GRD en basse tension disposant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ou ceux raccordés en HTA.

L.6.2.3. Données échangées pour le calcul de la Quote-part de Contribution par RTE

Afin de permettre à RTE de calculer la Quote-part de Contribution, le GRD transmet à RTE les données suivantes pour chaque Contributeur dont le périmètre contient des Sites raccordés au réseau du GRD, ou contient le GRD lui-même en tant qu'Acheteur de Pertes le cas échéant :

- la Puissance de Référence agrégée pour les Sites Télérelevés thermosensibles rattachés au périmètre du Contributeur et raccordés au réseau du GRD ;
- la Puissance de Référence agrégée pour les Sites Profilés rattachés au périmètre du Contributeur et raccordés au réseau du GRD ;
- la Puissance de Référence agrégée pour les Sites Télérelevés non thermosensibles rattachés au périmètre du Contributeur et raccordés au réseau du GRD ;
- la Puissance de Référence agrégée pour les pertes relatives au GRD ;
- en cas d'application de la disposition simplifiée 2, la Puissance de Référence agrégée pour les Sites au tarif réglementé de vente.

Dans le cas où un GRD n'ayant pas opté pour la disposition simplifiée 1 ne transmet pas à RTE les Puissances de Référence par Contributeur au périmètre de son réseau dans les délais prévus à l'Article L.6.3, RTE met en demeure le GRD concerné de transmettre les Puissances de Références par Contributeur dans un délai d'une semaine.

Ou dans le cas où un GRD ayant opté pour la disposition simplifiée 1 ne transmet pas à RTE les éléments nécessaires au calcul de la Puissance de Référence par RTE selon les délais prévues à l'Article L.6.3, RTE met en demeure le GRD concerné de transmettre ces éléments dans un délai d'une semaine.

A l'échéance de ce délai si le GRD n'a pas régularisé sa situation auprès de RTE en communiquant les données dont il dispose, RTE procède à une estimation de la Puissance de Référence pour l'ensemble des consommations à la maille du réseau du GRD conformément à l'Article I.2.5. Lorsque le GRD est responsable de l'absence de transmission des données dont il dispose, cette Puissance de Référence est affectée au périmètre de Contributeur du GRD défaillant.

RTE Notifie alors au GRD cette affectation ainsi que la Puissance de Référence calculée.

L.6.2.4. Données échangées relatives aux intermédiaires de calcul

Chaque GRD doit pouvoir mettre à disposition de RTE sur demande de ce dernier les intermédiaires de calcul ayant conduit au calcul de la Puissance de Référence par sous-périmètre de Contributeur et par type de consommation. La transmission de ces intermédiaires de calcul doit permettre à RTE d'effectuer des contrôles de concordance, d'assurer une communication efficace auprès des Contributeurs, et d'assurer le bon suivi des différentes composantes de l'obligation en vue de l'amélioration potentielle du dispositif.

Ainsi, pour une PL donnée, le GRD doit pouvoir transmettre à RTE les données suivantes, pour un Contributeur dont le Périmètre contient des Sites raccordés au réseau du GRD, ou contient le GRD lui-même en tant qu'Acheteur de Pertes, le cas échéant :

- la chronique de consommation constatée définitive, au Pas de Temps PP , des Sites télérelevés thermosensibles rattachés au Périmètre du Contributeur et raccordés au réseau du GRD ;
- la chronique de consommation constatée définitive, au Pas de Temps PP, des Sites télérelevés non-thermosensibles rattachés au Périmètre du Contributeur et raccordés au réseau du GRD ;
- en cas d'application de la disposition simplifiée 2 pour le calcul de la Puissance de Référence, la chronique de consommation définitive, au Pas de Temps PP, calculée par différence pour les Sites au tarif réglementé de vente rattachés au Périmètre du Contributeur Bouclant et raccordés au réseau du GRD ;
- la chronique de consommation constatée des Sites profilés rattachés au Périmètre du Contributeur et raccordés au réseau du GRD ;
- la chronique de consommation définitive des Pertes totales, au Pas de Temps PP, somme de :
    - la chronique de consommation constatée totale pour la fourniture de Pertes pour le GRD concerné dans le cas d'un Contributeur de type Fournisseur ;
    - la chronique de consommation constatée des Pertes du GRD concerné le cas échéant ;
- la chronique définitive, au Pas de Temps PP, du Gradient du Contributeur pour les Sites thermosensibles rattachés à son Périmètre et raccordés au réseau du GRD ;
- la chronique définitive, au Pas de Temps PP, du Gradient des Pertes totales du Contributeur, somme de :
    - la chronique définitive du Gradient du Contributeur pour la fourniture de Pertes pour le GRD concerné dans le cas d'un Contributeur de type Fournisseur ;
    - la chronique définitive du Gradient du Contributeur pour les pertes du GRD le cas échéant ;
- en cas d'application de la disposition simplifiée 2 pour le calcul de la Puissance de Référence, s'agissant du Contributeur Bouclant, la chronique définitive, au Pas de Temps PP, de la consommation effacée totale pendant la Période de Pointe PP de l'ensemble des Sites au tarif réglementé de vente rattachés au Périmètre du Contributeur Bouclant et raccordés au réseau du GRD.

L.6.3. Délais de transmission

Les chroniques PEB pour la PL concernée au Pas de Temps PP des NEB RE-Site effectuées par le Contributeur vers des Sites de Soutirage Télérelevés raccordés au réseau du GRD doivent être transférées par RTE au GRD concerné au plus tard le 15 mai de l'Année N.

Les chroniques de blocs de vente directe d'électricité pour la PL concernée au Pas de Temps PP effectués par le Contributeur vers des Sites de Soutirage raccordés au réseau du GRD doivent être transférés par RTE au GRD concerné au plus tard le 15 mai de l'Année N.

Les chroniques de consommation effacée estimée d'une PL donnée, au Pas de Temps PP, de chaque Site de Soutirage raccordé au réseau du GRD et composant une EDC de Soutirage doivent être transférées par RTE au GRD au plus tard le 15 mai de l'Année N.

En cas d'application de la disposition simplifiée 1, le GRD doit transmettre à RTE 1 au plus tard 1 Mois avant la date de transmission de la Puissance de Référence, selon des modalités définies dans les Règles SI, la Courbe de Charge de la production réalisée sur son réseau pour l'ensemble des Pas de Temps PP de la PL.

Pour le calcul de la Quote-part de Contribution estimée d'une PL donnée, le GRD transmet les Puissances de Référence de la PL précédente. Ces données doivent être transmises au plus tard le 30 juin précédant la PL concernée.

Les chroniques de consommation effacée définitives d'une PL donnée, au Pas de Temps PP, de chaque Site de Soutirage raccordé au réseau du GRD et composant une EDC de Soutirage doivent être transférées par RTE au GRD au plus tard le 15 mai de l'Année N+1.

Pour le calcul de régularisation de la Quote-part de Contribution d'une PL donnée, le GRD transmet les Puissances de Référence définitives de la PL. Ces données doivent être transmises au plus tard le 31 juillet de l'Année N+1.

M. Dispositions particulières

M.1. Effacements indissociables de la fourniture (EIF)

Un Site de Soutirage en Contrat Unique avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peut être rattaché à une EDC de Soutirage EIF s'il est équipé d'un compteur communicant apte à télérelever la Courbe de Charge et/ou compatible à la gestion par le GRD de Calendrier(s) Fournisseur à période mobile

Un Site de Soutirage en CARD-S ou avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA peut être rattaché à une EDC de Soutirage EIF s'il est équipé d'un compteur communicant apte à télérelever la Courbe de Charge.

Il est de la responsabilité du TPC de s'assurer que le périmètre de Sites du Calendrier Fournisseur à Période Mobile n'inclut pas de Sites ayant bénéficié des tarifs réglementés de vente de l'électricité fixé par les pouvoirs publics avec option effacement (Effacement Jour de Pointe ou TEMPO) au cours des douze (12) Mois précédant la date de rattachement à un Groupe de Calendrier Fournisseur à Période Mobile,, sauf en cas de changement de titulaire du contrat de fourniture.

Dans le cas contraire, le rattachement à une EDC des Sites non conformes n'est pas retenu par RTE et les Sites concernés seront exclus des procédures de contrôle de la disponibilité des EDC concernées et du calcul des consommations effacées utilisées pour les Puissances de Référence.

Le TPC doit obtenir le consentement des Sites de Soutirage rattachés à une EDC EIF pour:

- L'activation et la collecte de la Courbe de Charge dans le SI du GRD et son utilisation pour le contrôle de l'effacement ;
- La communication au GRD et à RTE du PRM ou de l'identifiant du compteur rattaché à l'offre de fourniture EIF du Site ;
- La collecte de la Courbe de Charge dans le SI du GRD sur un historique de trois (3) mois avant la date de rattachement, si le Site a une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA.

M.2. EDC à Contractualisation Pluriannuelle

M.3. EDC localisées en Belgique

M.3.1. Certification

Tout Exploitant de Capacité souhaitant valoriser des Capacités localisées en Belgique sur le Mécanisme de Capacité français doit au préalable acquérir la qualité de Titulaire de Périmètre de Certification (TPC) selon les modalités de participation décrites à l'Article D.2.

La Certification des Sites d'Injection et de Stockage localisés en Belgique est possible pour chaque PL si une Contribution de l'Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement positive est approuvée par le Ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE selon les dispositions prévues à l'Article C.1 et si cette Contribution est supérieure au Seuil d'Explicitation mentionné à l'Article C.1.2. Dans le cas où deux Périodes de Certification sont organisées pour la PL concernée, les TPC sont autorisés à déposer de Demande de Certification pour une EDC localisées en Belgique uniquement lors de la Période de Certification la plus lointaine de la PL.

Les EDC localisées en Belgique doivent suivre les principes de Certification des EDC localisées dans un pays frontalier tels décrits à l'Article E. Les modalités particulières énoncées ci-dessous s'appliquent en sus des modalités générales de Certification décrites à l'Article E.

M.3.1.1. Critères d'éligibilité

Seules les EDC localisées en Begique respectant les conditions suivantes sont éligibles au processus de Certification :

- Une EDC localisée en Belgique est de type Injection.
- Une EDC localisée en Belgique doit correspondre, pour la même Période de Livraison, à une « CMU » (Unité du Marché de Capacité) déclarée sur le Mécanisme de Rémunération de Capacité instauré par la loi belge CRM du 19 mars 2021.
- Le Site unique rattaché à une EDC localisée en Belgique doit être identique au « Point de Livraison » avec un « Programme Journalier » de la CMU correspondante, tels que définis dans les Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité belge.
- Le Point de Livraison de la CMU correspondante doit être raccordé au réseau du Gestionnaire de Réseau de Transport Elia.
- La CMU correspondante doit être une « CMU Existante », conformément aux définitions des Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité belge, et ce pour la même Période de Livraison visée par le processus de Certification.
- La CMU correspondante doit être une « CMU Préqualifiée », conformément aux définitions des Règles de Fonctionnementdu Mécanisme de Rémunération de Capacité belge, et ce pour la même Période de Livraison visée par le processus de Certification.

M.3.1.2. Périmètre de Sites

Un Site d'Injection ou de Soutirage appartenant à une EDC localisée en Belgique doit être rattaché au périmètre de l'EDC par le TPC pendant la Période de Certification.

Les EDC localisées en Belgique ne sont pas soumises aux contraintes d'agrégation énoncées à l'Article E.5.4.

M.3.1.3. Complément de Certification

Après avoir effectué les opérations de Certification décrites à l'Article E.2, le TPC doit déclarer à RTE dès que possible et au plus tard 20 Jours Ouvrés après la fermeture du Guichet de Certification les informations suivantes :

- L'identifiant de la CMU correspondante sur le Mécanisme de Rémunération de Capacité belge ;
- Le « Point de Livraison » de la CMU correspondante avec son identifiant sur le Mécanisme de Capacité belge ;
- L'identité du « Fournisseur de Capacité » ou du « Candidat CRM » de la CMU correspondante, tel que définis dans les Règles du Mécanisme de Capacité belge ;
- Dans le cas où l'identité du TPC diffère de l'identité du « Fournisseur de Capacité » ou du « Candidat CRM » de la CMU correspondante, le TPC doit fournir le formulaire en ANN-XXVII.

Le cas échéant, RTE peut demander au TPC à tout moment de la Période de Certification de compléter ou de corriger sa Demande de Certification pour son EDC localisée en Belgique. Le TPC doit répondre dans les meilleurs délais et dans tous les cas, au plus tard 10 Jours Ouvrés après la sollication de RTE.

M.3.2. Contrôle de disponibilité

M.3.2.1. Puissance disponible effective

Les conditions de réalisation d'un test d'activation d'une EDC contenant des Sites raccordés dans un pays frontalier sont établies en accord avec le gestionnaire de réseau de transport concerné.

L'évaluation de la puissance disponible effective d'un Agrégat annuel mono-EDC localisé en Belgique répond aux mêmes principes établis à l'Article G. Comme pour les EDC localisées en France, elle prend à la fois en compte la Puissance Réalisée, la Puisssance Offerte et la Puissance Attendue pour chaque Pas de Temps PP. Ce calcul est réalisé à partir des données de comptage, des données de mécanismes de marché disponibles en Belgique (FCR, aFRR et mFRR) et des collectes spécifiques associées à une mise à disposition via le marché de l'énergie. Ces données entrantes au calcul sont transmises à RTE par Elia.

M.3.2.2. Coefficient d'allocation transfrontalier

Conformément à la décision de l'ACER du 22 décembre 2020 sur les spécifications techniques applicables en cas de mise en œuvre de la Procédure Approfondie, une clé de répartition de disponibilité est établie pour les Capacités participant à plusieurs Mécanismes de Capacité en même temps.

A cette fin, RTE établit, pour chaque Pas de Temps PP et pour chaque Agrégat annuel mono-EDC participant à plus d'un Mécanisme de Capacité, un coefficient d'allocation transfrontalier permettant d'établir la part de la puissance disponible effective allouée au Mécanisme de Capacité français et devant être prise en compte dans le calcul du Volume Disponible.

Si l'Agrégat annuel mono-EDC participe uniquement au Mécanisme de Capacité français sur le Pas de Temps PP considéré, le coefficient d'allocation transfrontalier correspondant est égal à 1.

$$C^{fr}_{allocationXB}(Agrégat, t) = \frac{V_{Contractualisé}(EDC \in Agrégat, PL)}{\sum_{CRM} V^{CRM}_{Contractualisé}(EDC \in Agrégat, t)}$$

Où :

- $V_{Contractualisé}(EDC \in Agrégat, PL)$: Volume Contractualisé total sur le Mécanisme de Capacité français pour l'EDC rattachée à l'Agrégat et la PL concernées (MW), conformément à l'Article F.1.2 ;
- $\sum_{CRM} V^{CRM}_{Contractualisé}(EDC \in Agrégat, t)$: Somme des Volumes Contractualisés totaux sur tous les Mécanismes de Capacité pour lesquels l'EDC rattachée à l'Agrégat est contractualisée le Pas de Temps PP concerné (MW).

M.3.2.3. Consolidation du Volume Disponible

Le Volume Disponible de l'Agrégat annuel est calculé comme la puissance disponible effective allouée au Mécanisme de Capacité français moyennée sur tous les Pas de Temps PP de la PL concernée, multiplié par le Coefficient Filière et les coefficients de contrainte de stock correspondants :

$$V_{Dispo}(Agrégat, PL) = \frac{\sum_{t \in PL} \left\{ \begin{matrix} P^{effective}_{dispo}(Agrégat, t) \times C^{fr}_{allocationXB}(Agrégat, t) \\ \times K_j^{contrôlé}\left(Agrégat, JourPP(t)\right) \times K_h^{contrôlé}\left(Agrégat, h(t)\right) \end{matrix} \right\}}{N_{JoursPP}(PL) \times N_{pas_{JoursPP}}(PL)} \times C^{Standard}_{Filière}(filière(EDC), PL)$$

Où :

- $P^{effective}_{dispo}(Agrégat, t)$: puissance disponible effective pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.9.2, et dont le calcul est adapté aux modalités disponibles en Belgique de mise à disposition auprès du système électrique ;
- $C^{fr}_{allocationXB}(Agrégat, t)$: coefficient d'allocation transfrontalier au Mécanisme de Capacité français pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (sans unité) ;
- $K_j^{contrôlé}\left(Agrégat, JourPP(t)\right)$: coefficient de contrainte de stock journalier contrôlé pour l'Agrégat et le Jour PP concernés (sans unité), calculé conformément à l'Annexe ANN-I ;
- $K_h^{contrôlé}\left(Agrégat, h(t)\right)$: coefficient de contrainte de stock hebdomadaire contrôlé pour l'Agrégat et la Semaine concernés (sans unité), calculé conformément à l'Annexe ANN-I ;
- $N_{JoursPP}(PL)$: nombre de Jours PP dans la PL (nombre de Jours) , conformément à l'Article C.2.2 ;
- $N_{pas_{JoursPP}}(PL)$: nombre de Pas de Temps PP journaliers de la PL concernée (nombre de Pas de Temps), conformément à l'Article C.2.2 ;

- $C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$: le Coefficient Filière en Méthode Standard pour la filière des EDC constituant l'Agrégat et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Article E.6.1.

M.4. EDC localisées en France participant à d'autres Mécanismes de Capacité

Le Volume Disponible de l'Agrégat annuel mono-EDC concerné est calculé comme la puissance disponible effective allouée au Mécanisme de Capacité français moyennée sur tous les Pas de Temps PP de la PL concernée, multiplié par le Coefficient Filière et les coefficients de contrainte de stock correspondants :

$$V_{Dispo}(Agrégat, PL) = \frac{\sum_{t \in PL} \left\{ \begin{matrix} P_{dispo}^{effective}(Agrégat, t) \times C_{allocationXB}^{fr}(Agrégat, t) \\ \times K_j^{contrôlé}\left(Agrégat, JourPP(t)\right) \times K_h^{contrôlé}\left(Agrégat, h(t)\right) \end{matrix} \right\}}{N_{JoursPP}(PL) \times N_{pas_{JoursPP}}(PL)} \times C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$$

Où :

- $P_{dispo}^{effective}(Agrégat, t)$: puissance disponible effective pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.9.2 ;
- $C_{allocationXB}^{fr}(Agrégat, t)$: coefficient d'allocation transfrontalier au Mécanisme de Capacité français pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (sans unité), conformément à l'Article M.3.2.2 ;
- $K_j^{contrôlé}\left(Agrégat, JourPP(t)\right)$: coefficient de contrainte de stock journalier contrôlé pour l'Agrégat et le Jour PP concernés (sans unité), calculé conformément à l'Annexe ANN-I ;
- $K_h^{contrôlé}\left(Agrégat, h(t)\right)$: coefficient de contrainte de stock hebdomadaire contrôlé pour l'Agrégat et la Semaine concernés (sans unité), calculé conformément à l'Annexe ANN-I ;
- $N_{JoursPP}(PL)$: nombre de Jours PP dans la PL (nombre de Jours) , conformément à l'Article C.2.2 ;
- $N_{pas_{JoursPP}}(PL)$: nombre de Pas de Temps PP journaliers de la PL concernée (nombre de Pas de Temps), conformément à l'Article C.2.2 ;
- $C_{Filière}^{Standard}(filière(EDC), PL)$: le Coefficient Filière en Méthode Standard pour la filière des EDC constituant l'Agrégat et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Article E.6.1.

M.5. Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

Pour chaque frontière avec un Etat Participant Interconnecté, RTE abonde un Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion des revenus générés par l'Interconnexion dans le cadre du Mécanisme de Capacité français, selon les modalités décrites ci-dessous. Un même Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion accueille les écritures relatives à plusieurs PL.

M.5.1. Gestion du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion dans le cadre de la Procédure Approfondie

Dans le cas d'une Procédure Approfondie, RTE prélève une Rente de Congestion par frontière sur le coût du Mécanisme de Capacité pour chaque PL. Les modalités d'organisation des enchères impliquant la Procédure Approfondie de participation transfrontalière sont précisées à l'article F.1.1.

Un prix de congestion est calculé pour la frontière et la PL concernées comme le maximum entre 0 et l'écart entre le Prix d'Équilibre de l'Enchère et le Prix Plafond Transfrontalier.

$$Prix_{congestion}(frontière, PL) = \max\{0; Prix_{équilibre}(PL) - Prix_{plafond\ transfrontalier}(frontière, PL)\}$$

Où :

- $Prix_{équilibre}(frontière, PL)$: Prix d'Equilibre de l'Enchère pour la PL concernée (€) ;
- $Prix_{plafond\ transfrontalier}(frontière, PL)$: Prix Plafond Transfrontalier de l'Enchère pour la frontière et la PL concernée (€).

La Rente de Congestion est calculée pour une PL et un pays frontalier donné, comme la somme du Volume Contractualisé des EDC localisées dans le pays frontalier auquelle s'applique le prix de congestion correspondant.

$$Rente\ de\ Congestion(frontière, PL) = \sum_{EDC \in frontière} \left[V_{Contractualisé}(EDC, PL)\right] \times Prix_{congestion}(frontière, PL)$$

Où :

- $V_{Contractualisé}(EDC, PL)$: Volume Contractualisé total pour l'EDC et la PL concernées (MW), conformément à l'Article F.1.2 ;
- $Prix_{congestion}(frontière, PL)$: prix de congestion pour la frontière et la PL concernées (€).

Le montant de la Rente de Congestion est actualisé en fin de PL pour tenir compte des échanges d'engagement de disponibilité sur le Marché Secondaire.

M.5.2. Utilisation du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion

M.5.2.1. Généralités

RTE peut partager les revenus issus du Fonds de Gestion des Revenus d'Interconnexion. Ce partage n'intervient que si l'Etat Participant Interconnecté a également mis en place un Mécanisme de Capacité valorisant l'ensemble des contributions à sa sécurité d'approvisionnement, notamment les contributions françaises associées à une Rente de Congestion.

Conformément à l'article R.316-13, les modalités d'utilisation des revenus issus de la Rente de Congestion revenant à RTE sont fixées « *par la Commission de régulation de l'énergie afin de contribuer à l'atteinte des objectifs énoncés à l'article 19 règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité* ».

M.5.2.2. Liste des Etats Participants Interconnectés éligibles au partage des revenus.

Aucun Etat Participant Interconnecté ne remplit les conditions préalables au partage de revenus.

M.5.2.3. Processus de partage de revenu dans le cas d'un partage de revenu entre RTE et le GRT frontalier

Conformément à l'article R.316-7 du code de l'énergie, les modalités de répartition de la rente de congestion sont précisées dans la convention établie entre les gestionnaires de réseaux de transport.

RTE utilise la part du solde du fonds lui revenant selon des modalités définies par la CRE.

M.5.2.4. Affectation du revenu en l'absence de partage de revenu entre RTE et le GRT transfrontalier

En l'absence de partage de revenu avec le GRT Transfrontalier, RTE procède avant le 30 novembre de l'Année N à l'affectation du solde du Fonds.

RTE utilise les revenus de l'Interconnexion selon des modalités définies par la CRE.

N. Dispositions transitoires

N.1. Calcul de la Contribution estimée au titre de la PL 2026-27

L'Obligation estimée au titre de l'AL 2024 est utilisée pour le calcul de la Quote-part de Contribution estimée de la PL 2026-27.

Si un Acteur Obligé sollicité par RTE considère qu'il n'est pas soumis à la Contribution au titre de la PL 2026-2027 car il a interrompu définitivement son activité ou prévoit de le faire avant le début de la PL 2026-2027, il peut demander à RTE de ne pas lui facturer le montant de sa Quote-part estimée. Pour obtenir cette dérogation, le Contributeur doit en faire la demande avant le 31 mars 2026 en apportant toutes les pièces justificatives en appui de sa demande.

N.2. Prise en compte du dispositif AOLT

N.2.1. Principes généraux

En application de la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, le décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de Capacité dans le secteur de l'électricité a mis en place un Appel d'Offres Long Terme (AOLT) pour les nouvelles Capacités. Les dispositions relatives à cet Appel d'Offres Long Terme étaient codifiées aux articles R.335-71 à R.335-88 du code de l'énergie.

En complément, RTE a signé un contrat avec chacun des lauréats retenus à l'Appel d'Offres, encadrant les droits et les obligations de RTE.

Les dispositions relatives à la participation des Capacités lauréates de l'AOLT aunouveau Mécanisme de Capacité sont désormais codifiées aux articles R.316-14 et R.316-28 du code de l'énergie.

Par défaut, et à l'exception des modalités spécifiques déclinées aux articles N.2.2 et N.2.3, l'ensemble des dispositions des Règles s'applique aux Capacités lauréates de l'AOLT, définies comme les EDC au sein desquelles sont rattachées des Sites lauréats de AOLT.

Le lauréat dispose d'un délai d'un mois à compter de la publication de l'arrêté d'approbation des Règles du Mécanisme de Capacité du Ministre chargé de l'Energie pour procéder à la signature d'un avenant à leur Contrat AOLT.

A défaut de signature de cet avenant dans le délai susmentionné, le Contrat AOLT ait l'objet d'une résiliation anticipée dans les conditions décrites à l'article 6.2 de celui-ci. Le cas échéant, le lauréat n'est pas soumis aux dispositions transitoires de l'article N.2 des Règles et participe au nouveau Mécanisme de Capacité selon les conditions classiques applicables aux EDC.

N.2.2. Identification des EDC AOLT

Conformément à l'article R.316-14, les EDC auxquelles sont rattachés des Sites sélectionnés au titre de la procédure d'Appel d'Offres Long Terme (AOLT) mise en place pour la version du Mécanisme de Capacité approuvée par la Décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 participent au nouveau Mécanisme de Capacité.

A cette fin, le TPC transmet à RTE au moins un Mois avant la fin de la Période de Certification concernée le formulaire d'identification de l'EDC concernée à l'aide du formulaire en Annexe ANN-XXV.

L'EDC AOLT ainsi identifiée doit répondre aux exigences ci-dessous :

- Si le contrat AOLT concerne la période de contractualisation 2021-2027, le traitement spécifique décrit au présent paragraphe s'applique uniquement à la PL 2026-27. Si le contrat AOLT concerne la période de contractualisation 2022-2028, le traitement spécifique décrit au présent paragraphe s'applique uniquement aux PL 2026-27 et 2027-28.
- L'EDC identifiée doit exclusivement contenir les Sites rattachés à l'EDC AOLT certifiée au titre de l'AL26 désignée dans le formulaire. Afin de pouvoir garantir dans le temps l'identification des sites lauréats de l'AOLT**,** ces sites ne peuvent être détachés de l'EDC au cours de la Période de Livraison correspondante.

Dans le cas où le TPC n'est pas signataire du contrat AOLT en référence, celui-ci doit fournir un accord de délégation du signataire conforme à l'Annexe ANN-XXVI.

Une EDC AOLT doit constituer un Agrégat mono-EDC conformément aux principes décrits à l'Article G.3.2.

N.2.3. Règlement financier associé à une EDC AOLT

Une EDC AOLT est certifiée et contractualisée selon les principes décrits aux Articles E et F des présentes Règles. Les EDC AOLT ne sont cependant pas éligibles au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées décrit à l'Article F.2.2 et ne doivent donc pas indiquer au moment de la soumission de l'Ordre leur choix de participer au Volume Réservé aux Flexibilités Décarbonées.

Conformément à l'article R.316-28, les prix garantis aux lauréats des Contrats AOLT constituent une rémunération au sens de l'article L.316-1 du code de l'énergie. A cette fin, pour chaque PL concernée, la rémunération associée à une EDC AOLT est le produit du volume contractualisé et du prix garanti stipulés dans le contrat AOLT. Cette condition de rémunération vient se substituer à la condition de rémunération d'origine de l'EDC décrite aux Articles F.1.3 et H.1.

La rémunération d'une EDC AOLT s'établit donc ainsi :

$$RF_{rémunération\ AOLT} = \sum_{EDC\ AOLT} (Vcontrat_{AOLT} \times Prix_{Garanti,AOLT})$$

Où :

- $Vcontrat_{AOLT}$: volume contractualisé précisé au contrat AOLT signé par le lauréat de l'AOLT avec RTE (MW) ;

- $Prix_{Garanti,AOLT}$: Prix garanti figurant au contrat AOLT signé par le lauréat de l'AOLT avec RTE (MW).

Dans le cas où une unique EDC constitue le support de plusieurs contrats AOLT, le volume contraculaisé AOLT est la somme des volumes des deux contrats et le prix garanti est la moyenne pondérée par les volumes contractualisés des prix garantis par chaque contrat.

Le contrôle de la disponibilité des EDC AOLT et le calcul des éventuelles pénalités liées aux Ecarts sont effectués selon les principes décrits aux Articles G.3 et H.2. Le Prix de Référence de la Pénalisation des Ecarts décrit à l'Article H.2.2 prend en compte le prix garanti AOLT des EDC concernées.

N.3. Mandats de délégation de l'Exploitant au TPC acceptés pour la certification de la PL 26-27

A titre exceptionnel, les mandats de délégation de l'Exploitant au Responsable de Périmètre de Certification ou les déclarations sur l'honneur acceptés au titre de la Certification de l'AL 2026 au sens des Règles du Mécanisme de Capacité publiées par arrêté le 5 octobre 2023 sont acceptés au titre de la Certification de la PL 26-27, si la même personne morale est devenue TPC.

ANNEXES

ANN-I. CALCUL DES COEFFICIENTS DE CONTRAINTE DE STOCK

A. Principe des abaques Kj Kh

Les coefficients de contrainte de stock Kj et Kh sont calculés par RTE à partir des abaques Kj et Kh, respectivement, pour une PL donnée :

- Pour le calcul du Volume Certifié, à la maille des EDC certifiées en Méthode Standard avec contrainte de stock ;
- Pour le calcul du Volume Disponible, à la maille des Agrégats annuels si au moins une EDC certifiée en Méthode Standard associée à l'Agrégat est certifiée avec contrainte de stock.

Les coefficients de stock Kj Kh sont réputés égaux à 1 pour toute EDC certifiée sans contrainte de stock et tout Agrégat composé exclusivement d'EDC sans contrainte de stock.

Les abaques de Kj et Kh sont deux tableaux de calcul établis par RTE permettant d'attribuer une valeur de coefficients de stock Kj et Kh en fonction du nombre d'heures (pour Kj) ou de Jours (pour Kh) d'activation possibles déclaré par le TPC de l'EDC via (i) les énergies de stock journalière (pour Kj) ou hebdomadaire (pour Kh) et (ii) les Puissances Disponibles Anticipées.

Les abaques de contrainte de stock d'une PL sont établies par RTE dans le cadre de ses analyses d'équilibre offre-demande, et représentent la contribution des moyens à stocks à la sécurité d'approvisionnement en fonction de la durée de ces stocks.

La valeur des Coefficients de Stock Kj Kh est sans unité, avec 2 décimales conformément à l'Article B.6, et comprise entre 0 et 1.

B. Calcul des énergies maximales de stock contrôlées

B.1. Journalière

L'énergie maximale de stock journalière contrôlée est calculée à la maille Agrégat annuel pour chaque Jour PP pour les EDC certifiées avec contrainte de stock, conformément à l'Article E.4.10, constituant l'Agrégat comme la somme des énergies maximales journalières certifiées ou, le cas échéant, collectées, multipliée par le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit des l'énergie maximale de stock journalière :

$$Emax_j^{contrôlée}(Agrégat, JourPP) = CObs_{Emaxj}^{Standard-audit}(Agrégat, PL) \times \left[\sum_{\substack{EDC\ certifiée\ avec\ contraintes\ de\ stock \in Agrégat \\ sans\ collecte\ de\ Emax_j\ pour\ le\ JourPP}} Emax_j^{certifiée}(EDC, PL) + \sum_{\substack{EDC\ certifiée\ avec\ contraintes\ de\ stock \in Agrégat \\ avec\ collecte\ de\ Emax_j\ pour\ le\ JourPP}} Emax_j^{collectée}(EDC, JourPP) \right]$$

Où :

- $CObs_{Emaxj}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$: Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit sur les énergies maximales de stock journalières (sans unité), conformément à l'Article G.3.6.5.2 ;
- $Emax_j^{certifiée}(EDC, PL)$: énergie maximale de stock journalière certifiée activable pour l'EDC et la PL concernéss déclarée par le TPC lors de la certification (MWh), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $Emax_j^{collectée}(EDC, JourPP)$: énergie maximale de stock journalière collectée activable pour l'EDC et le Jour PP concernés collectée par le TPC pendant la PL (MWh), conformément à l'Article G.3.3.3.

B.2. Hebdomadaire

L'énergie maximale de stock hebdomadaire contrôlée pour l'Agrégat annuel et la Semaine h de la PL concernée est calculée à la maille Agrégat pour les EDC certifiées avec contrainte de stock, conformément à l'Article E.4.10, constituant l'Agrégat comme la somme des énergies maximales hebdomadaires certifiées ou, le cas échéant, collectées, multipliée par le Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit de l'énergie maximale de stock hebdomadaire :

$$Emax_h^{contrôlée}(Agrégat, h) = CObs_{Emaxh}^{Standard-audit}(Agrégat, PL) \times \left[\sum_{\substack{EDC\ certifiée\ avec\ contraintes\ de\ stock \in Agrégat \\ sans\ collecte\ de\ Emax_h\ pour\ la\ semaine\ h}} Emax_h^{certifiée}(EDC, PL) + \sum_{\substack{EDC\ certifiée\ avec\ contraintes\ de\ stock \in Agrégat \\ avec\ collecte\ de\ Emax_h\ pour\ la\ semaine\ h}} Emax_h^{collectée}(EDC, h) \right]$$

Où :

- $CObs_{Emaxh}^{Standard-audit}(Agrégat, PL)$: Coefficient d'Observabilité en Méthode Standard par audit sur les énergies maximales de stock hebdomadaires (sans unité), conformément à l'Article G.3.6.5.2 ;
- $Emax_h^{certifiée}(EDC, PL)$: énergie maximale de stock hebdomadaire certifiée activable pour l'EDC et la PL concernées déclarée par le TPC lors de la certification (MWh), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $Emax_h^{collectée}(EDC, h)$: énergie maximale de stock hebdomadaire collectée activable pour l'EDC et la Semaine concernées collectée par le TPC pendant la PL (MWh), conformément à l'Article G.3.3.3.

C. Calcul du nombre journalier d'heures d'activation possible

C.1. Nombre journalier d'heures d'activation possible certifié

Le nombre journalier d'heures d'activation possible certifié maximal pour l'EDC et la PL concernées est calculé comme suit :

$$N_{j_stock}^{certifié}(EDC, PL) = \min\left\{\frac{Emax_j^{certifiée}(EDC, PL)}{P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL)}; N_{heures_JourPP}(PL)\right\}$$

Où :

- $Emax_j^{certifiée}(EDC, PL)$: énergie maximale journalière certifiée activable pour l'EDC et la PL concernées déclarée par le TPC lors de la certification (MWh), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL)$: puissance anticipée disponible pour l'EDC et la PL concernées (MW), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $N_{heures_JourPP}(PL)$: nombre d'heures dans la Période de Pointe journalière de la PL concernée (heures), conformément à l'Article C.2.2.

La valeur du $N_{j_stock}^{certifié}(EDC, PL)$ est arrondie à 0,5 heure, conformément à l'Article B.6.

C.2. Nombre journalier d'heures d'activation possible contrôlé

Le nombre journalier d'heures d'activation possible contrôlé maximal pour l'Agrégat annuel et le Jour PP concernés est calculé comme suit :

$$N_{j_stock}^{contrôlé}(Agrégat, JourPP) = \min\left\{\frac{Emax_j^{contrôlée}(Agrégat, JourPP)}{\sum_{EDC \in Agrégat} P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL)}; N_{heures_JourPP}(PL)\right\}$$

Où :

- $Emax_j^{contrôlée}(Agrégat, JourPP)$: énergie maximale de stock journalière contrôlée pour l'Agrégat et le Jour PP concernés (MWh), conformément à l'Annexe ANN-I.B.1 ;
- $\sum_{EDC \in Agrégat} P_{dispo}^{anticipée}(EDC, PL)$: somme de la puissance anticipée disponible pour les EDC constituant l'Agrégat et la PL concernées (MW), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $N_{heures_JourPP}(PL)$: nombre d'heures dans la Période de Pointe journalière de la PL concernée (heures) , conformément à l'Article C.2.2.

La valeur du $N_{j_stock}^{contrôlé}(Agrégat, JourPP)$ est arrondie à 0,5 heure, conformément à l'Article B.6.

D. Calcul du nombre hebdomadaire de Jours d'activation possible

D.1. Nombre hebdomadaire de Jours d'activation possible certifié

Le nombre hebdomadaire de Jours d'activation possible certifié maximal pour l'EDC et la PL concernées est calculé comme le suit :

$$N_{h_stock}^{certifiée}(EDC, PL) = \min\left\{\frac{Emax_h^{certifiée}(EDC, PL)}{Emax_j^{certifiée}(EDC, PL)}; 5\right\}$$

Où :

- $Emax_h^{certifiée}(EDC, PL)$: énergie maximale hebdomadaire certifiée activable pour l'EDC et la PL concernées déclarée par le TPC lors de la certification (MWh), conformément à l'Article E.4.10 ;
- $Emax_j^{certifiée}(EDC, PL)$: énergie maximale journalière certifiée activable pour l'EDC et la PL concernées déclarée par le TPC lors de la certification (MWh), conformément à l'Article E.4.10.

La valeur du $N_{h_stock}^{certifié}(EDC, PL)$ est arrondie à 0,1 Jour, conformément à l'Article B.6.

Les valeurs de Kh associées à des Nh décimales entre deux nombres de Jours entiers sont déterminées par interpolation linéaire par rapport aux valeurs de Kh pour les nombres de Jours entiers.

D.2. Nombre hebdomadaire de Jours d'activation possible contrôlé

Le nombre journalier d'heures d'activation possible contrôlé maximal pour l'Agrégat annuel et la Semaine h de la PL concernées est calculé comme suit :

$$N_{h_stock}^{contrôlé}(Agrégat, h) = \min\left\{\frac{Emax_h^{contrôlée}(Agrégat, h)}{\text{moyenne}_{JourPP \in h}\left[Emax_j^{contrôlée}\left(Agrégat, JourPP(h)\right)\right]}; 5\right\}$$

Où :

- $Emax_h^{contrôlée}(Agrégat, h)$: énergie maximale hebdomadaire contrôlée pour l'Agrégat et la PL concernées (MWh), conformément à l'Annexe ANN-I.B.2 ;

- $Emax_j^{contrôlée}(Agrégat, JourPP(h))$: énergie maximale journalière contrôlée pour l'Agrégat et le Jour PP de la Semaine concernés (MWh) conformément à l'Annexe ANN-I.B.1.

La valeur du $N_{h_stock}^{contrôlé}(Agrégat, h)$ est arrondie à 0,1 Jour, conformément à l'Article B.6.

Les valeurs de Kh associées à des Nh décimales entre deux nombres de Jours entiers sont déterminées par interpolation linéaire par rapport aux valeurs de Kh pour les nombres de Jours entiers.

E. Calcul des coefficients de contrainte de stock

E.1. Coefficients de contrainte de stock certifiés

Les coefficients de contrainte de stock certifiés pour l'EDC et la PL concernées sont calculés via les abaques à partir des nombres d'heures ou de Jours de stock certifiés :

$$K_j^{certifié}(EDC, PL) = AbaqueK_j\left[N_{j_stock}^{certifié}(EDC, PL), PL\right]$$
$$K_h^{certifié}(EDC, PL) = AbaqueK_h\left[N_{h_stock}^{certifié}(EDC, PL), PL\right]$$

Où :

- $AbaqueK_j\left[N_{j_stock}^{certifié}(EDC, PL), PL\right]$: valeur de l'abaque du coefficient de contrainte de stock journalier pour la PL concernée et correspondant au nombre d'heures d'activation possible maximal certifié pour l'EDC et la PL concernées sur les Jours PP (sans unité), conformément à l'ANN-I.C.1 ;
- $AbaqueK_h\left[N_{h_stock}^{certifié}(EDC, PL), PL\right]$: valeur de l'abaque du coefficient de contrainte de stock hebdomadaire pour la PL concernée et correspondant au nombre de Jours d'activation possible maximal certifié sur 5 Jours Ouvrés de la PL pour l'EDC et la PL concernées (sans unité), conformément à l'Annexe ANN-I.D.1.

E.2. Coefficients de contrainte de stock contrôlés

Les coefficients de contrainte de stock contrôlés pour l'Agrégat annuel et la PL concernées sont calculés via les abaques à partir des nombres d'heures ou de Jours de stock contrôlés :

$$K_j^{contrôlé}(Agrégat, jourPP) = AbaqueK_j\left[N_{j_stock}^{contrôlé}(Agrégat, JourPP), PL\right]$$
$$K_h^{contrôlé}(Agrégat, h) = AbaqueK_h\left[N_{h_stock}^{contrôlé}(Agrégat, h), PL\right]$$

Où :

- $AbaqueK_j\left[N_{j_stock}^{contrôlé}(Agrégat, JourPP), PL\right]$: valeur de l'abaque du coefficient de contrainte de stock journalier pour la PL concernée et correspondant au nombre d'heures d'activation possible maximal contrôlé pour l'Agrégat et le Jour PP de la PL concernés sur les Jours PP (sans unité), conformément à l'ANN-I.C.2 ;

- $AbaqueK_h\left[N_{h_stock}^{contrôlé}(Agrégat, h), PL\right]$: valeur de l'abaque du coefficient de contrainte de stock hebdomadaire pour la PL concernée et correspondant au nombre de Jours d'activation possible maximal contrôlé sur 5 Jours Ouvrés de la PL pour l'Agrégat et la Semaine de la PL concernées (sans unité), conformément à l'ANN-I.D.2.

ANN-II. METHODE DE CALCUL DU GRADIENT SELON LA METHODE PAR DELTA

A. Principes généraux de calcul

Le gradient de thermosensibilité est une Chronique pour la maille et le Pas de Temps PP journalier d'une PL t_j concernés. Il est calculé à partir de la pente d'une régression linaire, si elle est négative, sur des couples de points puissance – Température France Lissée, telle que :

$$Gradient_{thermo}(maille, t_j) = \min[a(t_j); 0]$$

Où :

- t_j : Pas de Temps PP journalier sur tous les Jours PP de la PL ;
- $a(t_j)$: pente de la régression linéaire pour le Pas de Temps PP journalier concerné sur tous les Jours PP de la PL.

Pour une maille donnée, il y aura autant de gradients de thermosensibilité pour une PL que de Pas de Temps PP journaliers de la PL.

Deux méthodes distinctes sont utilisées dans le Mécanisme de Capacité selon les données entrantes à la régression linéaire :

- Dans la méthode « par delta », la valeur obtenue est en MW/°C et les couples suivants sont utilisés :
    - Une Chronique de variation d'une puissance au Pas de Temps PP ;
    - Une Chronique de variation de la Température France Lissée au Pas de Temps PP.
- Dans la méthode « normalisée », la valeur obtenue est en MW/°C/Site et les couples suivants sont utilisés :
    - Une Chronique de puissance au Pas de Temps PP, divisée par le nombre de Sites associés ;
    - La Chronique de Température France Lissée au Pas de Temps PP.

B. Régression linéaire « par delta »

Une variation d'une puissance pour un Pas de Temps « *t* » est calculée comme la valeur de la puissance sur le Pas de Temps concerné moins la valeur de la puissance sur le Pas de Temps correspondant 7 Jours auparavant « *t-7J* ». La Chronique de puissance et la maille utilisées dépendront du calcul du gradient à réaliser.

Les Pas de Temps définis par les conditions suivantes sont exclus des Chroniques utilisées dans le calcul :

- l'un des Pas de Temps « *t* » ou « *t-7J* » n'est pas Jour Ouvré de la PL ;
- l'un des Pas de Temps « *t* » ou « *t-7J* » n'appartient pas à la Période de Livraison.

- l'un des Pas de Temps « t » ou « t-7J » appartient à la période des Vacances scolaires de Noël.

La régression linéaire est réalisée pour chaque Pas de Temps PP journalier t_{PPj} comme suit afin d'obtenir les valeurs de la pente $a_{delta}(t_{PPj})$ en MW/°C :

$$\Delta P\left(maille, t(t_{PPj})\right) \cong a_{delta}(t_{PPj}) \times \Delta TFLs\left(t(t_{PPj})\right)$$

Où :

- t_{PPj} : Pas de Temps PP journalier (par exemple : pour 6 heures PP journalières au Pas de Temps 15 minutes, t_j pourra prendre 24 valeurs distinctes, et donc 24 régressions linéaires donneront 24 valeurs de $a_{delta}(t_{PPj})$) ;
- $t(t_{PPj})$: Pas de Temps des Jours Ouvrés éligibles de la PL, conformément à l'Article C.2.2, correspondant au Pas de Temps PP journalier t_{PPj} (par exemple : pour 104 Jours Ouvrés éligibles, $t(t_{PPj})$ pourra prendre 104 valeurs distinctes pour un t_{PPj} donné) ;
- $\Delta P(maille, t)$: variation de puissance pour la maille et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article I.2.3.3 ;
- $a_{delta}(t_{PPj})$: pente de la régression linéaire par delta pour le Pas de Temps PP journalier concerné sur tous les Jours PP de la PL (MW/°C) ;
- $\Delta TFLs\left(t(t_{PPj})\right)$: variation de la Température France Lissée seuillée pour le Pas de Temps concerné (°C).

C. Régression linéaire « normalisée »

La régression linéaire est réalisée pour chaque Pas de Temps PP journalier t_{PPj} comme suit afin d'obtenir les valeurs de la pente $a_{norma}(t_{PPj})$ en MW/°C/Site :

$$\frac{P_{dispo}^{plafonnée}\left(Agrégat, t(t_{PPj})\right)}{N_{Sites}\left(Agrégat, t(t_{PPj})\right)} \cong a_{norma}(t_{PPj}) \times TFLs\left(t(t_{PPj})\right)$$

Où :

- t_{PPj} : Pas de Temps PP journalier (par exemple : pour 6 heures PP journalières au Pas de Temps 15 minutes, t_j pourra prendre 24 valeurs distinctes, et donc 24 régressions linéaires donneront 24 valeurs de $a_{norma}(t_j)$) ;
- $t(t_j)$: Pas de Temps PP de la PL sur lesquels le N_{Sites} n'est pas nul (par exemple : pour 22 Jours PP, $t(t_{PPj})$ pourra prendre 22 valeurs distinctes pour un t_{PPj} donné) ;
- $P_{dispo}^{plafonnée}(Agrégat, t)$: puissance disponible plafonnée pour l'Agrégat et le Pas de Temps PP concernés (MW), conformément à l'Article G.3.6.8 ;

- $N_{Sites}\left(Agrégat, t\left(t_{PPj}\right)\right)$: nombre total de Sites uniques rattachés, sur le Pas de Temps PP concerné, aux EDC de l'Agrégat ou aux EDE ou EDA liées à ces EDC ou au Calendrier Fournisseur rattaché à l'EDC (Sites) ;
- $a_{norma}\left(t_{PPj}\right)$: pente de la régression linéaire par normalisation pour le Pas de Temps PP journalier concerné sur tous les Jours PP de la PL (MW/°C/Site) ;
- $TFLs\left(t\left(t_{PPj}\right)\right)$: Température France Lissée seuillée pour le Pas de Temps PP concerné (°C).

ANN-III. METHODE DE LISSAGE DE LA TEMPERATURE

La Température France Lissée seuillée, utilisée dans le calcul de la quote-part de Contribution, est calculée pour un Pas de Temps PP comme le minimum entre la Température France Lissée et la Température Seuil :

$$T_{FLs}(t) = \min\left[T_{FL}(t); T_{Seuil}(PL)\right]$$

Où :

- $T_{FL}(t)$: Température France Lissée pour le Pas de Temps PP concerné (°C), conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur ;
- $T_{Seuil}(PL)$: Température Seuil pour la PL concernée (°C), conformément au Chapitre 3 des Règles de Marché de RTE en vigueur.

ANN-IV. PARAMETRES DU MECANISME

Sauf mention contraire, les valeurs indiquées ci-dessous sont valables pour toutes les PL du mécanisme.

- La valeur de la Puissance Moyenne Seuil est de X kW (*valeur à confirmer*) ;
- Le Seuil d'Explicitation de la Contribution des Interconnexion à la Sécurité d'Approvisionnement est de 50 MW.
- Le taux d'incidence des tests d'activation est de 0,8.

ANN-V. MODELE DE CONDITIONS PARTICULIERES ENTRE RTE ET UN GRD

Conditions particulières entre RTE et un GRD N° [indiquer le numéro]

ENTRE

[nom complet], société [forme sociale], au capital de [montant du capital] euros, dont le siège social est situé à [adresse complète], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [ville] sous le numéro [n° SIRET], dont le numéro de TVA intra-communautaire est [n° de TVA intracommunautaire] et dont le code EIC est [code EIC], représentée par [Mme/M.] [nom et fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommée « le GRD »

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 numéro 444 619 258, dont le siège social est situé au sein de l'immeuble WINDOW, 7C Place du Dôme 92073 Paris la Défense Cedex, représentée par [Mme/M.] [nom et fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

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 :

A. Objet

Le GRD et RTE déclarent avoir pleinement connaissance des Règles du Mécanisme de Capacité. Ces Règles peuvent être consultées librement sur le Site Internet de RTE.

RTE et le GRD déclarent les accepter et s'engagent à se conformer à leurs dispositions.

Les dispositions des présentes conditions particulières RTE-GRD s'appliquent au traitement des données relatives :

- aux Contributeurs et TPC actifs sur le réseau du GRD ;
- aux Contributeurs et TPC actifs sur le réseau des éventuels autres GRD qui l'auraient mandaté.

B. Documents contractuels liant les Parties

Les documents contractuels liant les Parties sont les suivants :

- les présentes conditions particulières ;

- les conditions générales composées :
    - o des Règles du Mécanisme de Capacité ;
    - o des Règles SI.

Ces pièces constituent l'exclusivité et l'intégralité de l'accord des Parties relativement au Mécanisme de Capacité. Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

Les pièces contractuelles énumérées ci-dessus sont classées comme suit, par ordre de primauté décroissant :

- les conditions générales ;
- les conditions particulières RTE-GRD.

C. Désignation d'un Mandataire (le cas échéant)

Si le GRD confie à un mandataire, par mandat, l'ensemble des échanges de données objet du présent Contrat, il doit en informer RTE en lui Notifiant la déclaration de mandat entre un GRD et un tiers dont le modèle figure en Annexe ANN-VI.

D. Correspondances

Toute Notification d'une Partie à l'autre au titre des présentes conditions particulières RTE-GRD sera adressée aux interlocuteurs désignés ci-après :

Pour le GRD :

Interlocuteur pour les échanges de données : [Sans objet si le GRD a confié à un tiers, par mandat, l'ensemble des échanges de données objet de l'Article L]. L'interlocuteur pour les échanges de données est alors désigné dans la Déclaration de mandat selon le modèle de l'Annexe ANN-VI

Interlocuteur	
Adresse	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

Nota 1 : Ces coordonnées doivent être identiques à celles indiquées dans la fiche d'accès au Système d'Information de RTE.

Interlocuteur pour toutes autres correspondances :

Interlocuteur	
Adresse	
Téléphone	

Télécopie	
E-mail	

Pour RTE :

Interlocuteur pour toutes correspondances :

Interlocuteur	
Adresse	
Téléphone	
Télécopie	
E-mail	

E. Entrée en vigueur et durée des conditions particulières RTE-GRD

Les présentes conditions particulières RTE-GRD prennent effet le [date].

Elles sont conclues pour une durée indéterminée.

Fait en deux exemplaires originaux,

A [lieu], le [date]

Pour RTE

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Pour le GRD :

Nom et fonction du représentant :

Signature

ANN-VI. DECLARATION DE MANDAT ENTRE UN GRD ET UN TIERS

ENTRE

[nom complet], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[N° SIRET]**, dont le code EIC est **[N° EIC]** et dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommée le « **GRD** »

D'UNE PART,

ET

[nom complet], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[N° SIRET]**, dont le code EIC est **[N° EIC]** et dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommé le « **Mandataire** »

D'AUTRE PART,

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

Le GRD confie au Mandataire, par mandat, tout ou partie des échanges de données nécessaires pour la mise en œuvre des Règles, à partir du [date], date de prise d'effet du mandat. Ce mandat, qui inclut les échanges de données relatifs à des périodes antérieures à la date de prise d'effet du mandat pour révision des données, concerne :

Le Mandataire désigne l'interlocuteur suivant pour les échanges de données :

Interlocuteur	
Adresse	
Téléphone	
E-mail	

Nota : l'interlocuteur désigné ci-dessus est aussi le destinataire des messages d'alerte et de relances éventuels provenant du Système d'Information de RTE.

La date d'effet est celle découlant du mandat signé entre le Mandataire et le GRD, soit le **[date]**.

En cas de résiliation du mandat entre le GRD et le Mandataire, le GRD s'engage à en informer RTE par Notification ainsi qu'à lui transmettre les coordonnées des nouveaux interlocuteurs pour les échanges de données.

Fait en 2 exemplaires originaux, à ……., le …/…/20….

Pour **XXXXX** :	Pour le **YYYYY** :
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANN-VII. FORMULAIRE DE DEMANDE DE CONCLUSION D'UN ACCORD DE PARTICIPATION AU MECANISME DE CAPACITE EN QUALITE DE TPC

[Demande à adresser à l'adresse mail suivante : rte-mecanismecapacite@rte-france.com**]**

A. Description du demandeur

Dénomination sociale : **[dénomination sociale]**

Forme sociale : **[forme sociale]**

Adresse siège social : **[adresse siège social]**

N° d'immatriculation au registre du commerce et des sociétés de **[ville]**[1] : **[n° SIRET]** ou identifiant d'immatriculation local **: [n° XXX]**

Code EIC : **[code EIC]**

Code TVA : **[n° de TVA intra-communautaire]**

Nom et fonction du signataire : **[nom et fonction du signataire]**

B. Déclaration faite par le demandeur

La société **[dénomination sociale]** déclare ne pas être en situation de liquidation judiciaire, de redressement judiciaire sans habilitation à poursuivre son activité, de cession judiciaire ou toute situation analogue résultant d'une procédure de même nature existant dans la législation ou réglementation nationale qui lui est applicable.

La société **[nom complet]** déclare qu'aucune procédure de sauvegarde, redressement judiciaire ou liquidation judiciaire n'est ouverte à son encontre, qu'elle n'est pas soumise à une cession judiciaire ou toute situation analogue résultant d'une procédure de même nature (sauvegarde, redressement ou liquidation judiciaire) existant dans la législation ou réglementation nationale qui lui est applicable. Plus généralement, la société déclare qu'elle bénéficie de toutes les habilitations nécessaires pour poursuivre son activité.

Elle sollicite RTE en vue d'obtenir la qualité de TPC.

C. Documents et informations à fournir pour la mise en place d'un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité en qualité de Titulaire de Périmètre de Certification

C.1. Document à fournir

[1] Le numéro de SIRET doit être renseigné pour les sociétés françaises uniquement. Pour les sociétés étrangères, renseigner le numéro d'identification local du pays dans lequel est situé le siège social.

Une copie datant de moins de 3 Mois des inscriptions portées au registre du commerce et des sociétés concernant le demandeur ou tout équivalent pour les sociétés situées hors de France et pour les opérateurs non-inscrits à ce registre.

C.2. Modalités de paiement

Les paiements entre RTE et le demandeur sont réalisés par virement ou par prélèvement automatique.

Les coordonnées bancaires à utiliser pour effectuer un virement à destination de RTE figurent dans l'Accord de Participation.

C.3. Domiciliation bancaire du demandeur

C.4. Correspondances

Toute Notification d'une Partie à l'autre au titre de cet Accord de Participation sera adressée aux interlocuteurs désignés ci-après.

Le demandeur s'engage à informer RTE de tout changement concernant les interlocuteurs désignés ci-après jusqu'à la fin de l'exécution de ce contrat.

Interlocuteur contractuel (représentant signataire de l'Accord de Participation)

Pour l'Acteur :

A l'attention de :

Adresse :

Téléphone :

E-mail :

Pour RTE :

E-mail : rte-mecanismecapacite@rte-france.com

Interlocuteur plateforme d'enchère pour le demandeur (l'adresse E-mail doit être unique par TPC)

Interlocuteur (Nom Prénom) *	
Téléphone*	
E-mail*	

*obligatoire

Interlocuteur facturation pour le demandeur

Interlocuteur (Nom Prénom)	
Téléphone	
E-mail	

Interlocuteur technique pour le demandeur

Interlocuteur (Nom Prénom)	
Téléphone	
E-mail	

C.5. Délégation de pouvoir et/ou de signature

- Dans le cas où le demandeur n'est pas un représentant de la société, il fournit à RTE une délégation de pouvoir et/ou de signature des représentants de la société ainsi qu'un exemple de signature des différents représentants de la société.

D. Date de prise d'effet de l'Accord de Participation au Mécanisme de Capacité

L'Accord de Participation prendra effet au plus tôt à la date de publication des Règles du Mécanisme de Capacité.

M/Mme :

En sa qualité de :

À : **[lieu]**

Signature :

ANN-VIII. ACCORD DE PARTICIPATION AU MECANISME DE CAPACITE EN QUALITE DE TPC

[N° AA_AAMM_XXXX]

ENTRE

[Dénomination sociale], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital social]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[n° SIRET]**[2] *ou* immatriculée sous le numéro [**n° d'immatriculation local**][3] dont le code EIC est **[code EIC]** et dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommée le « Participant »

D'UNE PART,

ET

RTE Réseau de Transport d'Electricité, 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 au sein de l'immeuble WINDOW, 7C Place du Dôme 92073 Paris la Défense Cedex, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommée « 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 :

A. Préambule

Le Participant souhaite adhérer aux Règles relatives au Mécanisme de Capacité en qualité de Titulaire de Périmètre de Certification.

B. Définitions

[2] Le numéro de SIRET est à renseigner pour les sociétés françaises uniquement. Pour les sociétés étrangères, renseigner le numéro d'identification local du pays dans lequel est situé le siège social.

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 les Dispositions Générales des Règles.

C. Objet

Par la signature de cet Accord de Participation, le Participant déclare prendre la qualité de Titulaire de Périmètre de Certification.

Le Participant déclare avoir pleinement connaissance des Règles du Mécanisme de Capacité, lesquelles peuvent être consultées librement sur le Site Internet de RTE.

Il déclare les accepter et s'engage à s'y conformer.

D. Documents contractuels liant les Parties

Les documents contractuels liant les Parties sont les suivants :

- le présent Accord de Participation ;
- les Règles du Mécanisme de Capacité ;
- les Règles SI.

Ces pièces constituent l'exclusivité et l'intégralité de l'accord des Parties relativement à la participation au Mécanisme de Capacité. Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, Offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

Pour la mise en œuvre du présent Accord de Participation, les pièces contractuelles énumérées ci-dessus sont classées comme suit, par ordre de primauté décroissant en cas de contradiction ou de doute sur leur interprétation :

- l'Accord de Participation ;
- les pièces jointes à l'Accord de Participation devant être fournies par le Participant ;
- les Règles du Mécanisme de Capacité.

E. Modalités de paiement

Concernant le règlement des sommes dues à RTE, le TPC opte pour :

- ☐ le prélèvement automatique. Il transmet à RTE un mandat de prélèvement SEPA, conforme au modèle joint en Annexe ANN-XIX, dûment complété et signé.
- ☐ le paiement par virement.

Les coordonnées bancaires à utiliser pour effectuer un virement à destination de RTE figurent dans l'Accord de Participation.

F. Domiciliation bancaire

Domiciliation bancaire du Participant

Domiciliation bancaire du Fonds de gestion du mécanisme de capacité

BNP Paribas BIC-ADRESSE SWIFT : BNPAFRPPXXX

Compte de paiement et d'encaissement :	
IBAN	FR76 3000 4008 2800 0122 8879 276

Domiciliation bancaire de RTE Réseau de Transport d'Electricité pour le paiement des frais de gestion

Société Générale
BIC-ADRESSE SWIFT : SOGEFRPP

Compte de paiement et d'encaissement:	
IBAN	FR76 3000 3041 7000 0201 2254 973

G. Correspondances

Toute Notification d'une Partie à l'autre au titre de cet Accord de Participation sera adressée aux interlocuteurs désignés ci-après :

Pour le Participant

A l'attention de : **[nom et fonction de l'interlocuteur contractuel]**

Adresse : **[adresse complète]**

Téléphone : **[n° de téléphone]**

Email : **[adresse email]**

Pour RTE

Email : rte-mecanismecapacite@rte-france.com

Autres interlocuteurs pour le Participant

Interlocuteur plateforme d'enchère pour le Participant (l'adresse E-mail doit être unique par Participant)

Interlocuteur (Nom Prénom) *	
Téléphone*	
E-mail*	

*obligatoire

Interlocuteur facturation pour le Participant

Interlocuteur	
Téléphone	
E-mail	

Interlocuteur technique pour le Participant

Interlocuteur	
Téléphone	
E-mail	

H. Entrée en vigueur, durée, cession et résiliation de l'Accord de Participation

Le présent Accord de Participation entre en vigueur et prend effet à sa date de signature.

Dans le cas où la signature du présent Accord de Participation intervient avant la date de publication de l'arreté d'approbation des Règles du Mécanisme de Capacité au Journal Officiel, alors il ne prendra effet qu'à cette date de publication.

L'Accord de Participation est conclu pour toute la durée du Mécanisme de Capacité institué par l'article 19 de la LOI n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

Toute modification de l'Accord de Participation doit être

Il ne peut être résilié ou cédé que dans les conditions limitativement énumérées par les Règles.

Fait en deux exemplaires originaux,

à Paris la Défense, le **[date]**.

Pour RTE :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Pour le Participant :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANN-IX. MANDAT DE DELEGATION DE L'EXPLOITANT AU TPC POUR LA CERTIFICATION DE SITES DE SOUTIRAGE

Par la signature de ce mandat,

[Raison sociale]…….., [régime juridique]……, au capital de [capital]…….. euros, dont le siège social est situé à [lieu] ……, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [lieu]…… sous le numéro [SIREN]……., représentée par [Prénom Nom]…… agissant en qualité de [qualité]……., dûment habilité aux fins des présentes ci-après dénommée le « **Mandant** »,

Donne mandat à

[Raison sociale] ……, [régime juridique]……, [capital]…….. euros, dont le siège social est situé à [lieu] ……, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [lieu]…… sous le numéro [SIREN]……., représentée par [Prénom Nom]…….. agissant en qualité de
[qualité]……., dûment habilité aux fins des présentes ci-

après dénommée le « **Mandataire** »

Pour réaliser au nom et pour le compte du mandant, les démarches suivantes :

- Demander la certification des sites de Soutirage dont le mandant est titulaire du contrat relatif à l'accès au réseau ou de la convention relative au raccordement auprès du Gestionnaire de Réseau.
- Définir, suivre et faire évoluer les paramètres des entités de certification contenant le/le(s) sites listés ci-dessous pour lesquels il est mandaté conformément aux Règles du Mécanisme de Capacité.
- Contractualiser les engagements de disponibilité avec RTE via les enchères ou le Marché Secondaire pour les sites listés ci-dessous.
- Percevoir la rémunération de la part de RTE et régler les éventuels écarts attribués aux EDC contenant les sites listés ci-dessous selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Désignation des sites :

Nom du site	**Adresse**	**Pour les sites raccordés au RPD :** Numéro de PRM ou PDL ou CARD **Pour les sites raccordés au RPT :** Numéro de CART ou Numéro de Contrat de Service de Décompte	**Date de rattachement** (si postérieure à la date de signature du mandat)

Le Mandant déclare sur l'honneur que les sites désignés ci-dessus n'ont pas recours à de l'autoproduction à partir d'installations de production thermique.

A défaut, le Mandataire s'engage à justifier du respect de la limite spécifique et de la limite d'émissions annuelles au cours de l'année précédente. Cette justification devra être adressée à RTE, selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Désignation des personnes habilitées à réaliser les démarches listées ci-dessus :

NOM / Prénom	Téléphone	E-Mail

Le présent mandat est donné pour le ou les seuls sites ci-dessus mentionnés. Il prend effet à la date de sa signature et est valable jusqu'à sa date de fin, mentionnée ci-dessous (si renseignée), ou jusqu'à sa dénonciation par une des deux parties. Celle-ci peut intervenir à tout moment avant la date de fin du mandat. Elle doit être notifiée par courrier au gestionnaire de réseau avec accusé de réception, avec prise d'effet quinze Jours après la date de réception de la demande.

Dans le cas où le Mandant a signé pour le ou les seuls sites ci-dessus mentionnés un autre Mandat de delegation de l'Exploitant au TPC pour la certification de sites de Soutirage avec une personne morale distincte du Mandataire à une date plus récente que la date de signature de ce présent mandat, ce présent mandat est considéré comme caduque et n'est plus valable à partir de la date de signature de cet autre mandat.

Le Mandataire ne peut pas être tenu pour responsable des délais des réponses faites par les gestionnaires de réseau ou l'un de ses prestataires, ni des délais de réalisation des démarches engagées. De même, le Mandataire ne peut pas être tenu pour responsable des délais de réponse faite par le Mandant ou l'un de ses prestataires.

Fait en deux exemplaires originaux, dont un est remis à chacune des Parties, qui reconnaît en avoir reçu communication.

Le présent Mandat entre en vigueur et prend effet à la date la plus récente entre la date de publication des Règles du Mécanisme de Capacité au Journal Officiel et la date de signature. Il prend fin au [date de fin du mandat, *facultatif*] …….. .

Le [Date], à [Lieu]

Le Mandant	Le Mandataire

ANN-X. MANDAT DE DELEGATION DE L'EXPLOITANT AU TPC POUR LA CERTIFICATION DE SITES D'INJECTION OU DE STOCKAGE

Par la signature de ce mandat,

[Raison sociale]…….., [régime juridique]……, au capital de [capital]…….. euros, dont le siège social est situé à [lieu] ……, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [lieu]…… sous le numéro [SIREN]……., représentée par [Prénom Nom]……. agissant en qualité de [qualité]……., dûment habilité aux fins des présentes ci-après dénommée le « **Mandant** »,

Donne mandat à

[Raison sociale] ……, [régime juridique]……, [capital]…….. euros, dont le siège social est situé à [lieu] ……, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [lieu]…… sous le numéro [SIREN]……., représentée par [Prénom Nom]……. agissant en qualité de
[qualité]……., dûment habilité aux fins des présentes ci-

après dénommée le « **Mandataire** »

Pour réaliser au nom et pour le compte du mandant, les démarches suivantes :

- Demander la certification des Sites d'Injection ou de Stockage dont le mandant est titulaire du contrat relatif à l'accès au réseau ou de la convention relative au raccordement auprès du Gestionnaire de Réseau.
- Définir, suivre et faire évoluer les paramètres des entités de certification contenant le/le(s) sites listés ci-dessous pour lesquels il est mandaté conformément aux Règles du Mécanisme de Capacité.
- Contractualiser les engagements de disponibilité avec RTE via les enchères ou le Marché Secondaire pour les sites listés ci-dessous.
- Percevoir la rémunération de la part de RTE et régler les éventuels écarts attribués aux EDC contenant les sites listés ci-dessous selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Désignation des sites :

Nom du site	**Adresse**	**Pour les sites raccordés au RPD :** Numéro de PRM ou PDL ou CARD **Pour les sites raccordés au RPT :** Numéro de CART ou Numéro de Contrat de Service de Décompte	**Date de rattachement** (si postérieure à la date de signature du mandat)

Le Mandant déclare sur l'honneur que les sites désignés ci-dessus relèvent des catégories concernées par la présomption de respect des plafonds d'émission de gaz à effet de serre prévue à l'article D.316-15-1 du code de l'énergie. A défaut, le Mandataire s'engage à justifier du respect de la limite spécifique et de la limite d'émissions annuelles. Cette justification devra être adressée à RTE, selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Désignation des personnes habilitées à réaliser les démarches listées ci-dessus :

NOM / Prénom	**Téléphone**	**E-Mail**

Le présent mandat est donné pour le ou les seuls sites ci-dessus mentionnés. Il prend effet à la date de sa signature et est valable jusqu'à sa date de fin, mentionnée ci-dessous (si renseignée), ou jusqu'à sa dénonciation par une des deux parties. Celle-ci peut intervenir à tout moment avant la date de fin du mandat. Elle doit être notifiée par courrier au gestionnaire de réseau avec accusé de réception, avec prise d'effet quinze Jours après la date de réception de la demande.

Dans le cas où le Mandant a signé pour le ou les seuls sites ci-dessus mentionnés un autre Mandat de delegation de l'Exploitant au TPC pour la certification de Sites d'Injection ou de Stockage avec une personne morale distincte du Mandataire à une date plus récente que la date de signature de ce présent mandat, ce présent mandat est considéré comme caduque et n'est plus valable à partir de la date de signature de cet autre mandat.

Le Mandataire ne peut pas être tenu pour responsable des délais des réponses faites par les gestionnaires de réseau ou l'un de ses prestataires, ni des délais de réalisation des démarches engagées. De même, le Mandataire ne peut pas être tenu pour responsable des délais de réponse faite par le Mandant ou l'un de ses prestataires.

Fait en deux exemplaires originaux, dont un est remis à chacune des Parties, qui reconnaît en avoir reçu communication.

Le présent Mandat entre en vigueur et prend effet à la date la plus récente entre la date de publication des Règles du Mécanisme de Capacité au Journal Officiel et la date de signature. Il prend fin au [date de fin du mandat, *facultatif*] …….. .

Le [Date], à [Lieu]

Le Mandant	Le Mandataire

ANN-XI. DECLARATION SUR L'HONNEUR POUR LES SITES DE SOUTIRAGE DISPOSANT D'UNE PUISSANCE SOUSCRITE ≤ 36 KVA OU POUR LES SITES DE SOUTIRAGE SOUTIRAGE DISPOSANT D'UNE PUISSANCE SOUSCRITE ≤ 250 KW RATTACHES A UNE EDC DE PLUS DE 1 000 SITES

[Raison Sociale], **[Forme Juridique]** au capital de [**capital sociale de la société] euros**, dont le siège social est sis [**Adresse Siège Social]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[Ville RCS]**, sous le numéro **[N° du RCS]**, représentée par **[nom signataire]**, **[fonction signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

- S'engage sur l'honneur à disposer d'un mandat pour participer au Mécanisme de Capacité donné par chacun des Sites de Soutirage disposant d'une puissance souscrite ≤ 36 kVA ou d'une puissance souscrite ≤ 250 kW dont il demande le rattachement à l'EDC **[code EDC]**
- Garantit que les Sites n'ont pas recours à de l'autoproduction à partir d'installations de production thermique. A défaut, le Mandataire s'engage à justifier du respect de la limite spécifique et de la limite d'émissions annuelles au cours de l'année précédente. Cette justification devra être adressée à RTE, selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Il est expressément stipulé que le GRD se réserve le droit, à tout moment et sans préavis, de requérir la présentation des mandats ou de tout document ayant un effet juridique équivalent afin de procéder à la vérification de leur conformité aux dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Fait à ……, le ...../……/20…...

Pour **[Raison Sociale],**

Nom et fonction du représentant :

[nom signataire], **[fonction signataire]**

ANN-XII. DECLARATION SUR L'HONNEUR POUR LES SITES D'INJECTION OU DE STOCKAGE DISPOSANT D'UNE PUISSANCE SOUSCRITE ≤ 36 KVA

[Raison Sociale], **[Forme Juridique]** au capital de [**capital social de la société] euros**, dont le siège social est sis [**Adresse Siège Social]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[Ville RCS]**, sous le numéro **[N° du RCS]**, représentée par **[nom signataire]**, **[fonction signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

- S'engage sur l'honneur à disposer d'un mandat conforme aux Règles en vigueur pour participer au Mécanisme de Capacité donné par chacun des Sites de Production disposant d'une puissance de raccordement ≤ 36 kVA dont il demande le rattachement à l'EDC n° **[code EDC],**
- S'engage sur l'honneur que les sites désignés ci-dessus relèvent des catégories concernées par la présomption de respect des plafonds d'émission de gaz à effet de serre prévue à l'article D. 316-15-1 du code de l'énergie. A défaut, le Mandataire s'engage à justifier du respect de la limite spécifique et de la limite d'émissions annuelles. Cette justification devra être adressée à RTE, selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Il est expressément stipulé que le GRD se réserve le droit, à tout moment et sans préavis, de requérir la présentation des mandats afin de procéder à la vérification de leur conformité aux dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Fait à ……, le ...../……/20…..

Pour **[Raison Sociale],**

Nom et fonction du représentant :

[nom signataire], **[fonction signataire]**

Signature :

ANN-XIII. DECLARATION DE LA QUALITE DE TPC EN TANT QU'EXPLOITANT OU ACHETEUR OBLIGE DES SITES

[Raison Sociale], **[Forme Juridique]** au capital de [**capital social de la société] euros**, dont le siège social est [**Adresse Siège Social]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[Ville RCS]**, sous le numéro **[N° du RCS]**, représentée par **[nom signataire]**, **[fonction signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet, TPC des EDC listées ci-dessous, déclare être l'Exploitant ou l'Acheteur Obligé des sites rattachés à ces EDC.

Dans le cas où l'Exploitant délègue la certification d'un ou plusieurs de ces sites, un mandat de délégation de certification devra être transmis au Gestionnaire de Réseau.

EDC : **[Code EDC 1, Code EDC 2,…]**

Fait à ……, le ...../……/20…..

Pour **[Raison Sociale],**

Nom et fonction du représentant :

[nom signataire], **[fonction signataire]**

Signature :

ANN-XIV. MANDAT DE DELEGATION DE L'ACHETEUR OBLIGE AU TPC POUR LA CERTIFICATION DE SITES D'INJECTION SOUS OBLIGATION D'ACHAT

Par la signature de ce mandat,

[Raison sociale]…….., [régime juridique]……, au capital de [capital]…….. euros, dont le siège social est situé à [lieu] ……, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [lieu]…… sous le numéro [SIREN]……., représentée par [Prénom Nom]……. agissant en qualité de [qualité]……., dûment habilité aux fins des présentes ci-après dénommé le « **Mandant** »,

Donne mandat à

[Raison sociale] ……, [régime juridique]……, [capital]…….. euros, dont le siège social est situé à [lieu] ……, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [lieu]…… sous le numéro [SIREN]……., représentée par [Prénom Nom]……. agissant en qualité de [qualité]……., dûment habilité aux fins des présentes ci-après dénommé le « **Mandataire** ».

Pour réaliser au nom et pour le compte du mandant, les démarches suivantes :

- Demander la certification des Sites d'Injection dont le mandant est l'Acheteur Obligé au sens des articles L.314-1 et R.314-1 et suivants du code de l'énergie.
- Définir, suivre et faire évoluer les paramètres des entités de certification contenant le/le(s) sites listés ci-dessous pour lesquels il est mandaté conformément aux Règles du Mécanisme de Capacité.
- Contractualiser les engagements de disponibilité avec RTE via les enchères ou le Marché Secondaire pour les sites listés ci-dessous.
- Percevoir la rémunération de la part de RTE et régler les éventuels écarts attribués aux EDC contenant les sites listés ci-dessous selon les modalités prévues dans les Règles du Mécanisme de Capacité.

Désignation des sites :

Nom du site	**Adresse**	**Pour les sites raccordés au RPD :** Numéro de PRM ou PDL ou CARD **Pour les sites raccordés au RPT :** Numéro de CART ou Numéro de Contrat de Service de Décompte	**Date de rattachement** (si postérieure à la date de signature du mandat)

Désignation des personnes habilitées à réaliser les démarches listées ci-dessus :

NOM / Prénom	Téléphone	E-Mail

Le présent mandat est donné pour le ou les seuls sites ci-dessus mentionnés. Il prend effet à la date de sa signature et est valable jusqu'à sa date de fin, mentionnée ci-dessous (si renseignée), ou jusqu'à sa dénonciation par une des deux parties. Celle-ci peut intervenir à tout moment avant la date de fin du mandat. Elle doit être notifiée par courrier au gestionnaire de réseau avec accusé de réception, avec prise d'effet quinze Jours après la date de réception de la demande.

Dans le cas où le Mandant a signé pour le ou les seuls sites ci-dessus mentionnés un autre Mandat de delegation de l'Acheteur obligé au TPC pour la certification de Sites d'Injection sous obligation d'achat avec une personne morale distincte du Mandataire à une date plus récente que la date de signature de ce présent mandat, ce présent mandat est considéré comme caduque et n'est plus valable à partir de la date de signature de cet autre mandat.

Le Mandataire ne peut pas être tenu pour responsable des délais des réponses faites par les gestionnaires de réseau ou l'un de ses prestataires, ni des délais de réalisation des démarches engagées. De même, le Mandataire ne peut pas être tenu pour responsable des délais de réponse faite par le Mandant ou l'un de ses prestataires.

Fait en deux exemplaires originaux, dont un est remis à chacune des Parties, qui reconnaît en avoir reçu communication.

Le présent Mandat entre en vigueur et prend effet à la date la plus récente entre la date de publication des Règles du Mécanisme de Capacité au Journal Officiel et la date de signature. Il prend fin au [date de fin du mandat, *facultatif*] …….. .

Le [Date], à [Lieu]

Le Mandant	Le Mandataire

ANN-XV. FORMULAIRE D'IDENTIFICATION D'UN GROUPE DE CALENDRIER FOURNISSEUR A PERIODE MOBILE

Nom du TPC :

Période de Livraison :

Les Groupes de Calendrier Fournisseur à Periode Mobile seront rattachés à l'EDC mentionnée pendant toute la Période de Livraison concernée.

Identifiant de l'EDC Soutirage EIF	**Identifiant du ou des Groupes de Calendrier Fournisseur à Periode Mobile**

Fait à [….], le […/…/…]

Pour le TPC :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANN-XVI. ENGAGEMENT DE RESPECT DES LIMITES D'EMISSIONS DE CO2 DES EDC CERTIFIEES AU TITRE DU MECANISME DE CAPACITE POUR LES SITES RACCORDES AU RPD

Madame, Monsieur,

Conformément à l'article D.316-15-1 du code de l'énergie et à la méthodologie définie par l'opinion n°22/2019 de l'ACER[4], j'atteste que les EDC de mon périmètre certifiées au titre de la PL 20XX-20XX ne relevant pas des filières concernées par la présomption de respect des plafonds d'émission de gaz à effet de serre respectent les limites d'émission de CO2 fixées à 550 grammes de dioxyde de carbone issus de carburant fossile par kilowattheure d'électricité telles que prévues par l'article L.316-9 du code de l'énergie.

En cas de dépassement de ce seuil par les sites rattachés dont le contrat d'accès au réseau a été signé avant le 4 juillet 2019, j'atteste que les sites concernés n'émettent pas plus de 350 kilogrammes de dioxyde de carbone issus de carburant fossile en moyenne par kilowatt de puissance électrique installée conformément à l'article L.316-9 du code de l'énergie. Le cas échéant, les sites devront respecter la contrainte suivante :

$$Emissions\ annuelles\ préf \leq Limite\ d'émissions\ annuelles$$

Où $Emissions\ annuelles\ préf = \frac{Emissions\ spécifiques\ (gCO2/kWh) * Production\ annuelle\ préf\ (GWh)}{Puissance\ installée\ (MW)}$

Informations générales :

Identifiant d'EDC : XXX

Période de Livraison :

Filière : XXX

Nombre de Sites contenus par l'EDC : XXX

Je reconnais que le dépassement des seuils d'émissions ou l'absence d'envoi des documents justificatifs à l'issue de la période livraison emporte la nullité du Volume Disponible de l'EDC concernée.

Je vous prie d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de mes salutations respectueuses.

Fait à [….], le […/…/…]

Pour le TPC :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

[4] Opinion n° 22/2019 du 17 décembre 2019 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie relative au calcul des limites d'émissions de CO2 pour la participation à un mécanisme de capacité, paragraphe 6.a).

Annexe : Tableau des sites contenus par l'EDC et concernés par la demande de dérogation

Identifiant du site	**Date de signature du Contrat d'Accès au Réseau**	**Emissions spécifiques** ***(gCO_2/kWh)***	**Puissance installée** ***(MW)***	**Engagement de production maximale PL** ***(GWh)***	**Date de signature du CAR**

ANN-XVII. ATTESTATION DE RESPECT DES LIMITES D'EMISSIONS DE CO2 DES EDC CERTIFIEES AU TITRE DU MECANISME DE CAPACITE POUR LE CONTROLE DE DISPONIBILITE

Madame, Monsieur,

Conformément à l'article D.316-15-1 du code de l'énergie, j'atteste que les EDC de mon périmètre certifiées au titre de la PL [20XX-20XX] ne relevant pas des filières concernées par la présomption de respect des plafonds d'émission de gaz à effet de serre, et auxquelles sont rattachés des sites dont le contrat d'accès au réseau a été signé avant le 4 juillet 2019, et dont les émissions excèdent 550 grammes de dioxyde de carbone par kilowattheure, respectent le seuil de 350 kilogrammes de dioxyde de carbone issus de carburant fossile en moyenne par kilowatt de puissance électrique installée, conformément à l'article L.316-9 du code de l'énergie.

J'atteste que la contrainte suivante a été respectée :

$$Emissions\ annuelles\ préf \leq Limite\ d'émissions\ annuelles$$

Où $Emissions\ annuelles\ préf = \frac{Emissions\ spécifiques\ (gCO2/kWh) * Production\ annuelle\ préf\ (GWh)}{Puissance\ installée\ (MW)}$

Informations générales :

Identifiant d'EDC : XXX

Période de Livraison :

Filière : XXX

Nombre de Sites contenus par l'EDC : XXX

Je joins à la présente le fichier de calcul permettant de justifier du respect des limites d'émissions selon le modèle fourni par RTE et les justificatifs permettant d'attester de la date de signature du Contrat d'Accès au Réseau.

Je vous prie d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de mes salutations respectueuses.

Fait à [….], le […/…/…]

Pour le TPC :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Annexe : Tableau des sites contenus par l'EDC

Identifiant du site	Date de signature du Contrat d'Accès au Réseau	Emissions spécifiques *(gCO_2/kWh)*	Puissance installée *(MW)*	Production au cours de la période de référence *(GWh)*	Date de signature du CAR

ANN-XVIII. MANDAT D'AUTO-FACTURATION DE RTE POUR LE COMPTE DU TPC

ENTRE

[nom complet], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[N° SIRET]**, dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, et dont le code EIC est **[N° EIC]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommé « le TPC »,

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°44461925802482, dont le siège social est situé Immeuble WINDOW, 7C Place du Dôme, 92073 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,

Il a été arrêté et convenu ce qui suit :

A. Objet

En application des modalités décrites à l'Article H.1, le TPC peut bénéficier d'une rémunération versée par RTE.

En signant ce document, le TPC :

- permet la transmission des données nécessaires à RTE pour effectuer le versement correspondant à sa rémunération ;
- donne à titre gratuit à RTE, qui l'accepte, le mandat exprès d'émettre et de gérer, en son nom et pour son compte, toutes les factures génératrices de paiement dans le cadre du Mécanisme de Capacité.

B. Engagement de RTE

RTE s'engage envers les TPC à facturer les flux financiers associés à la rémunération des TPC.

RTE s'engage à mettre tout en œuvre pour que les factures soient établies dans le respect des normes législatives et réglementaires en vigueur, et notamment celles relatives aux mentions obligatoires à porter sur les factures. Ainsi RTE procèdera aux modifications et aux adaptations nécessitées par l'évolution des dites normes.

C. Conditions de la facturation

La facturation sera réalisée par RTE conformément aux principes décrits à l'Article J.1.

D. Responsabilité

Le TPC conserve expressément l'entière responsabilité de ses obligations légales en matière de facturation et notamment des mentions relatives à son identification. A ce titre, le TPC s'engage à informer RTE de toute modification de ces mentions via la mise à jour du présent mandat.

E. Modalités de paiement

Le TPC est payé par virement aux coordonnées décrites ci-après :

E.1. Domiciliation bancaire du TPC

1. Compte d'encaissement :	
IBAN	

Veuillez transmettre impérativement un document bancaire faisant apparaître vos coordonnées bancaires (type RIB).

E.2. Correspondances

Toute Notification de RTE au TPC au titre de sa rémunération sera adressée aux interlocuteurs désignés ci-après :

Pour le TPC :

A l'attention de : **[nom et fonction de l'interlocuteur]**

Adresse : **[adresse complète]**

Téléphone : **[n° de téléphone]**

Email : **[adresse email]**

Pour RTE :

Email : rte-mecanismecapacite@rte-france.com

F. Durée de validité

Le présent mandat est conclu pour toute la durée du Mécanisme de Capacité institué par l'article 19 de la Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025, codifiée aux articles L.316 et suivants du code de l'énergie, ainsi qu'à la section 1, du chapitre II du titre II du livre III, du code des impositions sur les biens et services.

Pour le TPC :	**Pour RTE:**
A…….,	A…….,
Le ____/____/____	Le ____/____/____
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :

ANN-XIX. MANDAT DE PRELEVEMENT SEPA

Le « mandat de prélèvement SEPA » est le document officiel qui remplace l'autorisation de prélèvement au niveau européen. Merci de compléter, dater, signer ce mandat et d'y joindre un Relevé d'Identité Bancaire (RIB), Postal (RIP) ou de Caisse d'Epargne (RICE). Les prélèvements sur compte-épargne ne sont pas acceptés.

En signant ce mandat, vous autorisez (i) RTE à envoyer des instructions à votre banque pour débiter votre compte, et (ii) votre banque à débiter votre compte conformément aux instructions de RTE.

Vous remettez ce mandat en tant que :

☐ Titulaire de Périmètre de Certification au sens des Règles du Mécanisme de Capacité

Préciser le N° de l'Accord de Participation concerné : …….

☐ Contributeur au Mécanisme de Capacité au sens de l'article L.322-8 du code des impositions sur les biens et services

Préciser le code EIC du Contributeur concerné : …….

ICS (Identifiant Créancier SEPA)	*NOM et ADRESSE DU CREANCIER*
FR33ZZZ503913	RTE Réseau de Transport d'Electricité Immeuble WINDOW, 7C Place du Dôme 92073 Paris la Défense Cedex

NOM et ADRESSE DU PAYEUR

Raison Sociale :
……
……

Adresse :
……
……

Code postal : …… Ville : …… Pays :
……

Coordonnées bancaires du compte à débiter :

IBAN (International Bank Account Number) :

BIC (Bank Identifier Code) :

NOM et ADRESSE de facturation (si différent de l'autre ci-dessus)

Raison Sociale :
……
……

Adresse :
……
……

Code postal : …… Ville : …… Pays :
……

Référence Unique du Mandat (réservé aux services RTE) :	*Type de Paiement* Récurrent

Nous vous rappelons que vous bénéficiez du droit d'être remboursé(e) par votre banque selon les conditions décrites dans la convention que vous avez passée avec elle. La demande de remboursement doit alors être présentée dans les 8 Semaines suivant la date de débit de votre compte pour un prélèvement autorisé.

Vos droits concernant le présent mandat de prélèvement SEPA sont expliqués dans un document que vous pouvez obtenir auprès de votre banque. Pour plus d'informations, vous pouvez aussi vous connecter sur www.rte-france.com.

Votre Référence Unique du Mandat (RUM) vous sera communiquée par courrier avant le premier prélèvement.

Fait à **[lieu]**, le **[date]**.

Signature :

A retourner complété et signé par mail : rte-mecanismecapacite@rte-france.com

ANN-XX. FORMULAIRE D'IDENTIFICATION DES CONTRIBUTEURS

A. Préambule

Conformément à l'article L.322-8 du code des impositions sur les biens et services, les Fournisseurs d'électricité, ainsi que les Consommateurs finals et les Gestionnaires de Réseau d'électricité pour leurs pertes, qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un Fournisseur, ci-après dénommés les « Contributeurs », sont tenus de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité, via le versement d'une taxe. La loi mentionnée ci-dessus précise que cette taxe sera facturée et collectée par le Gestionnaire de Réseau de Transport.

Les Règles relatives au Mécanisme de Capacité précisent les modalités de facturation et de paiement des sommes dues par les Contributeurs au titre de cette taxe.

Le présent formulaire a pour objet de préciser les interlocuteurs et les coordonnées bancaires de chaque Contributeur pour permettre au Gestionnaire de Réseau de Transport d'identifier les Contributeurs, de leur facturer la taxe et de collecter les sommes.

B. Identification du Contributeur

[Nom complet], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[N° SIRET]**, dont le code EIC est **[N° EIC]** et dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet.

Date de délivrance de l'autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente à des clients finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes : **[date]**

Ou

Numéro de contrat d'accès au réseau en soutirage pour la personne qui consomme de l'électricité sur le territoire de taxation pour les quantités d'électricité qui ne sont pas fournies par un Fournisseur : **[numéro de contrat]**

Ou

Le Contributeur est un Gestionnaire de Réseau qui consomme de l'électricité non fournie par un Fournisseur sur le territoire de taxation pour compenser ses pertes.

Afin d'autoriser le règlement des sommes dues à RTE, le Contributeur transmet à RTE un mandat de prélèvement SEPA, conforme au modèle joint en Annexe ANN-XIX, dûment complété et signé.

B.1. Domiciliation bancaire du Contributeur

B.2. Interlocuteur facturation pour le Contributeur

Interlocuteur (Nom Prénom)	
Téléphone	
E-mail	

C. Domiciliation bancaire de RTE

Domiciliation bancaire du Fonds pour la collecte des Contributions

BNP Paribas
BIC-ADRESSE SWIFT : BNPAFRPPXXX

Compte de paiement et d'encaissement :	
IBAN	FR76 3000 4008 2800 0122 8879 276

Domiciliation bancaire de RTE Réseau de Transport d'Electricité pour le paiement des frais de gestion

Société Générale
BIC-ADRESSE SWIFT : SOGEFRPP

Compte de paiement et d'encaissement :	
IBAN	FR76 3000 3041 7000 0201 2254 973

Fait à xxx, le **[date]**.

Pour le Contributeur :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANN-XXI. FORMULAIRE DE DECLARATION DU PERIMETRE D'UN CONTRIBUTEUR

Site (PRM ou code decompte)	**N° de contrat**	**nom du contributeur**	**code eic du contributeur**	**date de debut de rattachement du site**	**date de fin de rattachement du site (facultatif)**

Fait à [ ], le [date].

Pour le Contributeur :

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANN-XXII. ACCORD DE RATTACHEMENT D'UN CONSOMMATEUR AU PERIMETRE D'UN CONTRIBUTEUR

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], identifié par le code [indiquer le code EIC], en sa qualité de Contributeur, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

[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], en sa qualité de Consommateur, représentée par Mme/M _____ [indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

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 :

[Cocher la mention choisie]

□ le Site de Soutirage de _____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes], pour lequel BBBB est titulaire d'un CARD ou CART n° _____ avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/20….[indiquer la date].

□ le Site de Soutirage_____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes] raccordé au client de tête _____ [indiquer le titulaire du CARD ou CART], pour lequel BBBB est titulaire d'un Contrat de

Service de Décompte n° _____ [rayer la mention inutile] avec le Gestionnaire de Réseau en date du /…/20…. [indiquer la date].

va être rattaché au Périmètre de AAAA à compter du ../…/20…. [indiquer la date].

Toute demande de mise à Jour de ces éléments devra être transmise préalablement par le Consommateur à son Fournisseur, y compris dans le cadre d'une modification d'un Contrat de Service de Décompte.

Le présent Accord de Rattachement est conclu pour une durée indéterminée [ou préciser durée]. Il peut être dénoncé à tout moment par chacune des Parties, suivant les conditions et modalités prévues à l'Article D.1.

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANN-XXIII. ACCORD DE RETRAIT D'UN CONSOMMATEUR AU PERIMETRE D'UN CONTRIBUTEUR

Je soussigné _____ [mentionner le prénom et le nom de la personne],_____ [mentionner la fonction de la personne], Représentant dûment habilité(e) à cet effet de la société _____ [indiquer la forme sociale] AAAA 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], identifié par le code [indiquer le code EIC], en sa qualité de Contributeur

Notifie au Gestionnaire de Réseau, conformément à à l'Article D.1. , que :

[Cocher la mention choisie]

□ le Site de Soutirage de _____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code _____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes], pour lequel BBBB est titulaire d'un CART ou d'un CARD n° _____ avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/20….[indiquer la date].

□ le Site de Soutirage_____ [indiquer le nom et l'adresse] identifié par le code

_____ [indiquer le code EIC ou le code Décomptes] raccordé au client de tête _____ [indiquer le titulaire du CART ou du CARD], pour lequel BBBB est titulaire d'un Contrat de Service de Décompte n° _____ [rayer la mention inutile] avec le Gestionnaire de Réseau en date du …/…/20…. [indiquer la date].

ne sera plus rattaché à mon Périmètre de Contributeur à compter du ../…/20…. [indiquer la date].

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA	Pour BBBB
A……..	A……..
Le …../…./20….	Le …../…./20….
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :
Signature :	Signature :

ANN-XXIV. ACCORD DE RATTACHEMENT D'UN ACHETEUR DE PERTES A UN PERIMETRE DE CONTRIBUTEUR

ENTRE

AAAA [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], identifié par le code [indiquer le code EIC] en sa qualité de Fournisseur, représentée par Mme/M _____[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité(e) à cet effet,

D'UNE PART,

ET

BBBB [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], en sa qualité d'Acheteur de Pertes, représentée par Mme/M _____

[indiquez le nom et la fonction du signataire], dûment habilité (e) à cet effet,

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 :

[Cocher la mention choisie]

□ l'Acheteur pour pertes _____ [indiquer le nom et l'adresse], va être rattaché au Périmètre de AAAA à compter du ../…/20…. [indiquer la date].

Le présent Accord de Rattachement est conclu pour une durée indéterminée [ou préciser durée].

Fait en 2 exemplaires originaux,

Pour AAAA

Pour BBBB

A……..

A……..

Le …../…./20….

Nom et fonction du représentant :

Signature :

Le …../…./20….

Nom et fonction du représentant :

Signature :

ANN-XXV. FORMULAIRE D'IDENTIFICATION D'UNE EDC AOLT

[Raison Sociale], [Forme Juridique] au capital de [capital social de la société] euros, dont le siège social est sis [Adresse Siège Social], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [Ville RCS], sous le numéro [N° du RCS], représentée par [nom signataire], [fonction signataire], dûment habilité(e) à cet effet, déclare que :

- L'EDC n°[identifiant de l'EDC] certifiée par mes soins en tant que TPC au titre du Mécanisme de Capacité :
  - ☐ Pour la PL 2026-27
  - ☐ Pour la PL 2027-28

  est l'EDC associée au(x) contrat(s) AOLT n°[identifiant du contrat] et n°[identifiant du contrat] le cas échéant, pour la PL mentionnée ci-dessus.

- Le(s) contrat(s) AOLT n°[identifiant du contrat] et n°[identifiant du contrat] sont assortis des conditions suivantes :
  - ☐ contrat(s) AOLT n°[identifiant du contrat] :
    - Prix garanti :
    - Volume contractualisé :
    - Période de sécurisation :
  - ☐ contrat(s) AOLT n°[identifiant du contrat] :
    - Prix garanti :
    - Volume contractualisé :
    - Période de sécurisation :

- L'EDC n°[identifiant de l'EDC] reprend à l'identique le périmètre de Sites associés à l'EDC AOLT n°[identifiant de l'EDC] certifiée au titre de l'AL26 du Mécanisme de Capacité. Ce périmètre restera inchangé jusqu'à la fin de la PL concernée.

Dans le cas où le TPC n'est pas le signataire du(des) contrat(s) AOLT en référence, un accord de délégation du signataire doit être fourni selon le modèle fourni à l'Annexe ANN-XXVI.

Pour le TPC :

A……..,

Le ____/____/____

Nom et fonction du représentant :

ANN-XXVI. ACCORD DE DELEGATION DU SIGNATAIRE DU CONTRAT AOLT AU TPC

[Raison Sociale], [Forme Juridique] au capital de [capital social de la société] euros, dont le siège social est sis [Adresse Siège Social], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [Ville RCS], sous le numéro [N° du RCS], représentée par [nom signataire], [fonction signataire], dûment habilité(e) à cet effet, signataire du contrat AOLT n°[identifiant du contrat]

déclare déléguer à la société [Raison Sociale], [Forme Juridique] au capital de [capital social de la société] euros, dont le siège social est sis [Adresse Siège Social], immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de [Ville RCS], sous le numéro [N° du RCS], représentée par [nom signataire], [fonction signataire], dûment habilité(e) à cet effet, signataire d'un Accord de Participation au Mécanisme de Capacité en tant que TPC,

la gestion de la certification des Sites lauréats de l'AOLT identifiés dans le contrat AOLT mentionné ci-dessus et signé avec RTE le [date].

Le TPC s'engage à communiquer à RTE les informations nécessaires à l'identification de l'EDC AOLT concernée selon les principes décrits dans les Règles du Mécanisme de Capacité publiées le xxx.

Le signataire du contrat AOLT atteste avoir pris connaissance des conditions de rémunération et des engagements de disponibilité associés au traitement de l'EDC AOLT telles que prévues par les Règles du Mécanisme de Capacité.

Pour le TPC :	**Pour le signataire AOLT :**
A…….,	A…….,
Le ____/____/____	Le ____/____/____
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :

ANN-XXVII. ACCORD DE DELEGATION DU « FOURNISSEUR DE CAPACITE » DU MECANISME DE REMUNERATION DE CAPACITE BELGE A UN TPC

ENTRE

[Dénomination sociale], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital social]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[n° SIRET]**[5] *ou* immatriculée sous le numéro [**n° d'immatriculation local**] dont le code EIC est **[code EIC]** et dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommé « le TPC »,

D'UNE PART

ET

[Dénomination sociale], société **[forme sociale]**, au capital de **[montant du capital social]** euros, dont le siège social est situé à **[adresse complète]**, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de **[ville]** sous le numéro **[n° SIRET]** *ou* immatriculée sous le numéro [**n° d'immatriculation local**] dont le code EIC est **[code EIC]** et dont le numéro de TVA intra-communautaire est **[n° de TVA intra-communautaire]**, représentée par **[Mme/M.] [nom et fonction du signataire]**, dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après dénommé « le Candidat CRM » ou le « Fournisseur de Capacité »,

D'AUTRE PART

Il a été convenu et arrêté ce qui suit :

Le Fournisseur de Capacité ou le Candidat CRM (tel que défini dans les Règles du Mécanisme de Capacité belge) autorise le TPC à demander la Certification des EDC localisées en Belgique correspondant aux « CMU » (Unité du Marché de Capacité) qu'il a lui-même déclarées sur le Mécanisme de Rémunération de Capacité belge.

Pour le TPC :	**Pour le Fournisseur de Capacité ou le Candidat CRM :**
A…….,	A…….,
Le ____/____/____	Le ____/____/____
Nom et fonction du représentant :	Nom et fonction du représentant :

[5] Le numéro de SIRET est à renseigner pour les sociétés françaises uniquement. Pour les sociétés étrangères, renseigner le numéro d'identification local du pays dans lequel est situé le siège social.