

**MINISTERE DE L'ENERGIE
ET DE L'HYDRAULIQUE**

Décret n° 2021-672 du 31 décembre 2021
portant approbation des codes des réseaux du système
électrique national

Le Président de la République,

Vu la Constitution ;
Vu la loi n° 003-1991 du 23 avril 1991 sur la protec-
tion de l'environnement ;
Vu la loi n° 14-2003 du 10 avril 2003 portant code de
l'électricité ;
Vu le décret n° 2017-247 du 17 juillet 2017 fixant les
modalités de délégation de gestion de service public
de l'électricité ;
Vu le décret n° 2021-300 du 12 mai 2021 portant
nomination du Premier ministre, chef du Gouver-
nement ;
Vu ensemble les décrets n°s 2021-301 du 15 mai 2021
et 2021-302 du 16 mai 2021 portant nomination des
membres du Gouvernement ;

En Conseil des ministres,

Décrète :

Article premier : Sont approuvés les codes des ré-
seaux du système électrique national, dont les textes
sont annexés au présent décret.

Article 2 : Le présent décret sera enregistré et publié
au Journa officiel de la République du Congo.

Fait à Brazzaville, le 31 décembre 2021

Par le Président de la République,

Denis SASSOU-N'GUESSO

Le Premier ministre, chef du Gouvernement,

Anatole Collinet MAKOSSO

Le ministre de l'énergie
et de l'hydraulique,

Honoré SAYI

Le ministre d'Etat, ministre des affaires foncières
et du domaine public, chargé des relations avec le
Parlement,

Pierre MABIALA

Le ministre de l'aménagement du territoire, des infra-
structures et de l'entretien routier,

Jean-Jacques BOUYA

Le ministre des finances, du budget
et du portefeuille public,

Rigobert Roger ANDELY

La ministre de l'environnement,
du développement durable et du bassin du Congo,

Arlette SOUDAN-NONAUT

PROJET EAU ELECTRICITE ET DEVELOPPEMENT
URBAIN (PEEDU)

CONTRAT N° SC 002/CMPM/PEEDU/20

Codes de réseau du Congo
Code directeur

TITRE 1. DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 : Objet

1. Les Codes de réseau du système électrique de la
République du Congo (ci-après les « Codes de réseau »)
établissent les droits et obligations des opérateurs de
réseaux, des utilisateurs du réseau de transport et
des fournisseurs afin d'assurer la sûreté du système
électrique et le bon fonctionnement du marché sur le
territoire de la République du Congo.

2. Les principes de transparence et de non-discrimi-
nation président les dispositions des Codes de réseau.
Les principes d'égalité, continuité, adaptabilité, sécu-
rité, qualité, prix et efficacité économique décrits à
l'article 10 de la loi n° 14-2003 portant code de l'élec-
tricité sous-tendent également leurs dispositions.

3. Les Codes de réseau complètent le dispositif régle-
mentaire et législatif en vigueur dans la République
du Congo.

4. Les Codes de réseau et leurs évolutions ont voca-
tion à faciliter l'intégration des énergies renouvelables
au système électrique de la République du Congo.

Article 2 : Structure

1. Les Codes de réseau sont composés de quatre (4) codes et de leurs annexes :

a. Le présent « Code directeur » qui comprend les dispositions générales communes à tous les Codes de réseau et permet que les Codes de réseau soient soumis aux mêmes principes, objectifs et définitions ;

b. Un « Code de raccordement » qui fixe les prescriptions techniques applicables aux raccordements des différentes sources d'énergie et des installations de consommation et de distribution au réseau de transport ;

c. Un « Code d'exploitation » qui établit les règles et exigences pour une exploitation sûre, coordonnée et efficace du système électrique national ; et

d. Un « Code de marché » définissant les mécanismes qui régissent le fonctionnement à terme du marché national de l'électricité comme celui de l'ajustement de l'équilibre offre-demande.

Article 3 : Principes d'application

1. Aux fins de l'application du présent Code, l'Organe de Régulation, le GRT et les GRD :

a. appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination,

b. prennent les dispositions nécessaires afin d'assurer la transparence,

c. appliquent le principe visant à garantir l'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées,

d. respectent la responsabilité assignée au GRT afin d'assurer la sûreté du réseau, et

e. consultent les GRD et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau.

2. Lorsqu'un Code de réseau exige que le GRT, le Producteur ou le Consommateur et/ou le GRD se mettent d'accord, ils s'efforcent d'y parvenir dans les six (06) mois à compter de la soumission de la première proposition par l'une des parties aux autres parties.

3. Si aucun accord n'est trouvé dans ce délai, chaque partie peut saisir l'Organe de Régulation qui statue dans un délai de trois (03) mois après la saisine.

Article 4 : Définitions

Les définitions suivantes s'appliquent à l'ensemble des Codes de réseau :

A un an : L'année qui précède l'année civile d'exploitation.

A une semaine : La semaine qui précède la semaine civile d'exploitation,

Aléa : La défaillance inattendue ou la perte d'un composant du système, tel qu'une unité de production, une ligne de transport, un disjoncteur, un interrupteur, ou tout

autre composant électrique. Un Aléa peut aussi comprendre de multiples composants, liés par des situations menant à des pertes simultanées de composants.

Analyse de la sécurité d'exploitation : L'ensemble des activités par ordinateur, manuelles et automatiques, menées afin d'évaluer la sécurité d'exploitation du réseau de transport et de déterminer les actions correctives nécessaires pour maintenir cette sécurité d'exploitation.

Analyse des aléas : Une simulation des aléas figurant sur la liste des aléas.

Antenne structurelle : Une configuration permanente dans laquelle une et une seule liaison est raccordée à un poste électrique.

Autorisation : Acte juridique permettant l'exercice d'une activité dans le secteur de l'électricité.

Autorité concédante : L'Etat congolais représenté par le Ministre en charge de l'énergie.

Bande morte : Intervalle utilisé volontairement pour neutraliser le réglage de la fréquence.

Blocage du régleur en charge de transformateur : Action qui bloque le régleur en charge de transformateur lors d'un événement de tension basse afin de bloquer les changements de prise des transformateurs et d'éviter un effondrement de tension dans une zone.

Capacité de démarrage autonome (black-start) : Capacité de redémarrage d'une unité de production d'électricité après un arrêt complet, au moyen d'une source d'électricité auxiliaire dédiée, sans aucun apport d'énergie électrique extérieure à l'installation de production d'électricité.

Capacité de réserve : Le volume de Réserve primaire, Réserve secondaire ou Réserve tertiaire dont doit disposer le GRT.

Charge nette : La valeur nette de la puissance active vue d'un point donné du réseau, calculée par (charge - production), généralement exprimée en kilowatt (kW) ou mégawatt (MW) à un instant donné ou en moyenne sur un intervalle de temps donné.

Composant principal de consommation : désigne au moins l'un des équipements suivants : moteurs, transformateurs, équipements à haute tension au point de livraison et utilisé dans le processus industriel.

Composant principal de distribution : désigne au moins l'un des équipements d'un réseau de distribution suivant : transformateurs, équipements de moyenne ou basse tension utilisés pour la distribution de l'électricité.

Composant principal de production : désigne un ou plusieurs des principaux éléments d'équipement composant l'installation de production, requis pour convertir la source d'énergie primaire en électricité.

Compteur de Référence : Compteur utilisé comme référence pour la mesure des flux d'énergie entre l'Utilisateur et le GRT.

Compteur : Dispositif de mesure d'Energie Active et/ ou Réactive associé à une mémorisation par période fixe des énergies mesurées.

Consigne : Valeur de référence à atteindre pour tout paramètre habituellement utilisé dans les systèmes de contrôle-commande.

Contrainte : Une situation dans laquelle il est nécessaire de préparer et de mettre en œuvre une action corrective afin de respecter les limites de Sécurité d'exploitation.

Contrat d'accès au réseau (de Transport) : Contrat qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès de l'Utilisateur au RPT en vue du soutirage et/ ou de l'injection d'énergie électrique. Il est conclu par l'Utilisateur avec le GRT.

Contrat(s) : Contrat(s) conclu(s) entre le GRT et un Utilisateur ou un Fournisseur, conforme(s) aux modèles approuvés par l'Organe de Régulation.

Convention de raccordement : Un contrat entre, d'une part, le Gestionnaire de réseau compétent et, d'autre part, le propriétaire d'une installation de production, de consommation, d'un système HVDC ou le Gestionnaire d'un réseau de distribution, qui décrit les limites de propriété et stipule les exigences techniques spécifiques applicables au raccordement de l'Installation concernée.

Convention d'exploitation : Un contrat entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire d'une installation de production, de consommation, d'un système HVDC, un gestionnaire d'un réseau de distribution ou un GRT voisin, qui décrit les relations entre les personnes ou les entités de chaque partie pour assurer l'exploitation et la conduite des Installations.

Courant : Débit d'une charge électrique, mesuré par la valeur efficace de la composante directe du courant de phase à la fréquence fondamentale.

Creux de Tension : Diminution brusque de la Tension d'Alimentation, suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. Les Creux de Tension sont caractérisés par leur profondeur et leur durée. La mesure des Creux de Tension est effectuée sur l'ensemble des tensions entre phases, conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un seuil de profondeur en pourcentage de la Tension d'Alimentation.

Situation (N-1) : La règle selon laquelle les éléments qui continuent à fonctionner à l'intérieur de la zone de contrôle d'un GRT après la survenue d'un aléa sont capables de faire face à la nouvelle situation sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation.

Déclaration de conformité : Document sous format libre fourni au GRT par le Producteur, le Consomma-

teur, le gestionnaire d'un réseau de distribution, indiquant le niveau actuel de conformité avec les spécifications et exigences applicables.

Déconnexion de la charge nette en fréquence basse : Action qui donne lieu à la déconnexion de la charge nette lors d'un événement de fréquence basse, afin de rétablir l'équilibre entre la consommation et la production et de ramener la fréquence du réseau dans des limites spécifiées dans le Code d'exploitation.

Déconnexion de la charge nette en tension basse : Action de restauration qui donne lieu à la déconnexion de la charge nette lors d'un événement de tension basse, afin de ramener la tension dans des limites spécifiées dans le Code d'exploitation.

Défaut : Tous les types de courts-circuits (mono-, bi- et triphasé, avec et sans mise à la terre), un conducteur brisé, un circuit interrompu, ou une connexion intermittente, entraînant la non-disponibilité permanente de l'élément de réseau de transport touché.

Délai d'activation des Réserves secondaires automatiques : Le temps qui s'écoule entre la fixation d'une nouvelle consigne par le régulateur de restauration de la fréquence et le démarrage de la fourniture physique des Réserves secondaires automatiques.

Demandeur du raccordement » ou « demandeur » : Propriétaire ou opérateur potentiel d'une installation demandant son raccordement au réseau de transport et effectuant les démarches en son nom, ou toute personne physique ou morale mandatée par celui-ci pour effectuer ces démarches.

Déséquilibre : Condition dans un système polyphasé dans lequel la valeur efficace des tensions phase-phase (composante fondamentale), ou les déphasages entre phases consécutives, ne sont pas tous égaux (définition issue de la norme EN 50160).

Diagramme de capacité P-Q : Graphique décrivant la capacité en puissance réactive d'une unité de production d'électricité lorsque la puissance active varie au point de livraison.

Diagramme U-Q/Pmax : Diagramme représentant la capacité en puissance réactive d'une unité de production d'électricité lorsque la tension varie au point de livraison.

Dispositif de Comptage : Ensemble constitué :

- de Compteurs ;
- d'un bornier ;
- d'une horloge synchronisée par trame fibre optique, par trame radio ou émission GPS ;
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Distributeur : Personne physique ou morale de droit public ou privé qui distribue l'électricité aux moyens de lignes MT et BT.

Documentation Technique de Référence : Documentation technique publiée par le Gestionnaire du Réseau de Transport.

Données de Comptage Brutes : Données de Comptage télérelevées et/ou mises à disposition.

Données de Comptage Validées : Données de Comptage télérelevées et/ou mises à disposition qui ont éventuellement fait l'objet d'un remplacement du fait de Données Brutes erronées ou indisponibles.

Données de Comptage : Energies mesurées en chaque Point de Comptage. Ces valeurs sont exprimées en puissances moyennes sur chaque pas de mesure. Chacune de ces valeurs est datée (année, jour et heure) et mémorisée pour la télérelève et/ou pour leur mise à disposition auprès de l'Utilisateur.

Dossier technique pour une unité de production d'électricité : Document communiqué par le propriétaire d'une installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent, pour une unité de production d'électricité de type B ou C, qui confirme que la conformité de l'unité de production d'électricité avec les critères techniques énoncés dans le présent code a été démontrée et qui comprend les données et déclarations requises, dont une déclaration de conformité.

Ecart de fréquence en régime permanent : La valeur absolue de la variation de fréquence qui se produit après un déséquilibre, une fois que la fréquence du réseau est stabilisée.

Ecart de fréquence : Toute déviation de la fréquence du système par rapport à la Valeur de consigne de la fréquence, la différence, négative ou positive, entre la fréquence réelle et la fréquence nominale de la zone synchrone.

Ecart de réglage de zone (ACE) : La différence instantanée entre la valeur actuelle et la valeur de référence des échanges en puissance d'une Zone de réglage (écart fortuit), en prenant en compte l'Ecart de fréquence en fonction de l'énergie réglante du réseau de cette Zone de réglage.

Ecart maximal de la fréquence en régime permanent : L'écart maximal de fréquence attendu après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence dans lequel la fréquence du réseau est conçue pour rester stable.

Ecart maximal de la fréquence instantanée : La plus grande valeur absolue attendue d'un écart instantané de fréquence après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence, au-delà de laquelle des mesures d'urgence sont activées.

Ecart(s) : Désigne la différence par Pas Horaire entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées dans un même Périmètre d'Ecarts.

Elément de réseau de transport : Tout composant du réseau de transport.

Essais opérationnels : Les essais exécutés par un GRT ou un GRD aux fins de la maintenance, du développement de pratiques de gestion du réseau et de formation à cette gestion, et en vue d'acquérir des informations sur le comportement du réseau de transport en conditions anormales, et les essais exécutés par les USR à des fins analogues sur leurs installations.

Etat d'alerte : L'état du réseau dans lequel le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation mais un aléa figurant sur la liste des aléas a été détecté et, s'il survient, les actions correctives disponibles ne sont pas suffisantes pour maintenir l'état normal.

Etat de panne généralisée (black-out) : L'état du réseau dans lequel tout ou partie du réseau de transport est interrompu.

Etat de reconstitution : L'état du réseau dans lequel l'objectif de toutes les activités sur le réseau de transport est de rétablir le fonctionnement du réseau et de maintenir la sécurité d'exploitation après l'état de panne généralisée ou l'état d'urgence.

Etat du réseau : L'état de fonctionnement du réseau de transport en relation avec les limites de sécurité d'exploitation : état normal, état d'alerte, état d'urgence, état de panne généralisée et état de reconstitution.

Etat d'urgence : L'état du réseau dans lequel une ou plusieurs limites de sécurité d'exploitation sont franchies.

Etat normal : Une situation dans laquelle le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation dans la situation N et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas, compte tenu de l'effet des actions correctives possibles.

Evaluation de la stabilité dynamique : L'évaluation de la sécurité d'exploitation en termes de stabilité dynamique.

Exigences de disponibilité des Réserves secondaires : Un ensemble d'exigences définies par les GRT d'un bloc RFP au sujet de la disponibilité des Réserves secondaires.

Exigences de disponibilité des Réserves tertiaires : un ensemble d'exigences définies par les GRT d'un bloc RFP au sujet de la disponibilité des Réserves tertiaires.

Exportation : Transfert d'électricité produite sur le territoire national, à une personne physique ou morale de droit public ou privé, et destinée à être mise en vente ou utilisée sur le marché d'un pays étranger.

Extension : Ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants à la tension de raccordement et nouvellement créés aux niveaux de

tension supérieures qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci. Les ouvrages de branchement ne font pas partie de l'extension.

Facteur de puissance : Rapport entre la valeur absolue de la puissance active et la puissance apparente.

Fiche de collecte : Document de structure simple contenant les informations relatives à une unité de production d'électricité de type A, ou à une unité de consommation avec participation active de la demande raccordée en dessous de 1000 V, et attestant sa conformité avec les exigences applicables.

Fonctionnement en compensateur synchrone : Fonctionnement d'un alternateur tournant sans entraînement mécanique afin de réguler la tension de manière dynamique, par production ou absorption de puissance réactive.

Fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires : Fonctionnement qui permet aux installations de production d'électricité de continuer à alimenter leurs auxiliaires en cas de défaillance du réseau entraînant la déconnexion d'unités de production d'électricité et le basculement sur leurs alimentations auxiliaires.

Fonctionnement en réseau séparé : Fonctionnement autonome d'un réseau complet ou d'une partie d'un réseau isolé à la suite de leur déconnexion du réseau interconnecté, qui dispose d'au moins une unité de production d'électricité qui alimente ledit réseau et assure le réglage de la fréquence et de la tension.

Force majeure : A la signification qui lui est donnée à l'Article 2.5 du Code directeur.

Fournisseur d'Electricité ou Fournisseur : Toute personne physique ou morale titulaire du droit de vendre l'énergie électrique à un utilisateur intermédiaire ou final. Le fournisseur est en charge de la programmation de la production qu'il achète.

Fournisseur de réserves : Une entité juridique ayant une obligation légale ou contractuelle de fournir des Réserves Primaires, Réserves Secondaires ou Réserves Tertiaires à partir d'au moins une unité ou un groupe de fourniture de réserves.

Fréquence : Fréquence électrique du réseau, exprimée en hertz, qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone, on peut considérer que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimes entre les différents points de mesure. Sa valeur nominale est de 50 Hz. La fréquence électrique du réseau qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone, en considérant que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimes entre les différents points de mesure.

Gestionnaire de réseau compétent : Le Gestionnaire de réseau de transport ou le Gestionnaire de réseau

de distribution au réseau duquel une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système HVDC est ou sera raccordé.

Gestionnaire de Réseau de Distribution : Gestionnaire de Réseau Public de Distribution d'électricité concessionnaire auquel a été délégué l'exclusivité de l'activité de distribution dans un territoire donné.

Gestionnaire de Réseau de Transport ou Transporteur : Société titulaire du droit d'exploitation d'un réseau public de transport d'électricité entre le point de livraison de cette électricité par le producteur et le point de livraison au distributeur ou au consommateur, responsable de la gestion des flux d'énergie électrique sur ce réseau, et responsable de l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie électrique.

Gestionnaire de réseau : Désigne un GRT ou GRD.

GRT voisins : Les GRT directement raccordés par au moins une interconnexion à courant alternatif ou continu.

Harmoniques : Signaux parasites de fréquence multiple de la fréquence fondamentale, qui est de 50 Hz au Congo.

Importation : Acquisition d'électricité auprès d'une personne physique ou morale de droit public ou privé d'un pays étranger, et destinée à être mise en vente ou utilisée sur le territoire national.

Incident de référence : L'écart de puissance positif ou négatif maximal survenant instantanément entre la production et la consommation dans une zone synchrone, pris en compte dans le dimensionnement des Réserves primaires.

Incompatibilité dans la planification des indisponibilités : L'état dans lequel une combinaison, d'une part, de l'état de disponibilité d'un ou de plusieurs éléments de réseau pertinents, d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité, et/ou d'une ou de plusieurs installations de consommation et, d'autre part, de la meilleure estimation de la situation du réseau d'électricité prévue résulte en une violation des limites de sécurité d'exploitation, compte tenu des actions correctives non coûteuses dont dispose le GRT.

Indisponibilité Non Programmée ou Indisponibilité Fortuite (d'un ouvrage du RPT) : Indisponibilité 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. En cas d'action volontaire, l'origine de l'Indisponibilité est soit un risque électrique de proximité d'un ouvrage vis-à-vis d'un tiers, soit une anomalie imprévisible et irrésistible identifiée sur un ouvrage, nécessitant la remise en état et conduisant à la mise hors service au plus tôt de l'ouvrage.

Indisponibilité : Etat d'une Unité de Production ou d'un élément du Réseau de Transport qui est déclaré hors service.

Indisponibilité Programmée : Indisponibilité résultant des opérations nécessaires à la maintenance, au renouvellement, au développement et à la réparation des ouvrages du Réseau Public de Transport, dans les conditions visées au Chapitre 4 du présent Code.

Inertie synthétique : Possibilité donnée par un parc non synchrone de remplacer l'effet d'inertie d'une unité de production d'électricité synchrone à un niveau de performance imposé.

Inertie : Propriété que présente un corps rigide en rotation, tel que le rotor d'un alternateur, de maintenir un mouvement rotatif et un moment cinétique uniformes tant qu'un couple extérieur n'est pas appliqué.

Injection rapide de courant sur défaut : Courant injecté par un parc non synchrone de générateurs pendant et après une variation de tension due à un défaut électrique, afin de repérer un défaut à l'aide des systèmes de protection du réseau au stade initial du défaut, de contribuer au maintien de la tension du réseau à un stade ultérieur du défaut et de restaurer la tension du réseau après l'élimination du défaut.

Injection : Transit d'énergie électrique active par Point de Connexion destiné à l'alimentation du RPT par un utilisateur.

Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence : Caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme de la grandeur minimale de la variation de la fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie.

Installation d'un réseau de distribution : Ouvrages et équipements électriques d'un réseau de distribution utilisés pour le raccordement au réseau de transport.

Installation de Comptage : Les Installations de Comptage sont composées de tout ou partie des éléments ci-après :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une Alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Installation de consommation : Une installation qui consomme de l'énergie électrique et qui est raccordée à un ou plusieurs points de raccordement avec le réseau de transport ou de distribution. Un réseau de distribution et/ou les alimentations auxiliaires d'une unité de production d'électricité ne constituent pas des installations de consommation.

Installation de Production d'électricité : Une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau en

un ou plusieurs points de raccordement/livraison/connexion.

Installation : Ensemble des ouvrages et appareillages THT et HT et leurs équipements de contrôle commande associés, excepté transformateurs et leur cellule HT ainsi que leurs équipements de contrôle-commande.

Interconnexion : Désigne un ensemble de lignes électriques interconnectant le RPT avec le réseau d'un GRT voisin.

Jour ou Journée ou J : Période de 24 Heures commençant à 0 heures 00 et finissant à 23 heures 59 minutes et 59 secondes. A défaut de précision, un Jour est un jour calendaire.

Jour Ouvrable : Un Jour Ouvrable correspond à un Jour de la semaine à l'exception du dimanche et des jours fériés et chômés.

Liaison : Une liaison est constituée par un circuit, qui est composé d'un ensemble de conducteurs et, le cas échéant, d'un câble de garde. Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même Poste Electrique ou dans l'enceinte de deux Postes Electriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

Limite de propriété : Limite entre les ouvrages électriques d'un Utilisateur et les ouvrages électriques du RPT.

J-1 : Journée correspondant à la veille de la journée d'exploitation.

Limites de stabilité : Les valeurs extrêmes admissibles pour l'exploitation du réseau de transport en termes de respect des limites de stabilité en tension, de stabilité angulaire du rotor et de stabilité en fréquence.

Limiteur de sous-excitation : Dispositif de régulation au sein du régulateur automatique de tension (Automatic Voltage Regulator ou AVR) qui a pour but d'empêcher l'alternateur de perdre le synchronisme du fait d'une excitation insuffisante.

Limiteur de surexcitation : Dispositif de régulation au sein du régulateur automatique de tension (Automatic Voltage Regulator ou AVR) qui empêche la surcharge du rotor de l'alternateur, en limitant le courant d'excitation.

Liste des aléas : La liste des aléas à simuler afin de tester la conformité avec les limites de sécurité d'exploitation.

Mode de réglage restreint à la sous-fréquence, ou « LFSM-U » (Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency) : Mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production

de puissance active est augmentée en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est inférieure à une certaine valeur.

Mode de réglage restreint à la surfréquence, ou « LFSM-O » (Limited Frequency Sensitive Mode - Over-frequency) : Mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est réduite en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est supérieure à une certaine valeur.

Mode de sensibilité à la fréquence ou « FSM » (Frequency Sensitive Mode) : Mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est modulée en fonction d'une variation de la fréquence du réseau, de façon à contribuer au retour à la valeur de consigne de fréquence.

Mois : Mois, qui va du premier au dernier jour du mois.

Moyenne Tension : Plage de tension comprise entre 1 kV (non compris) et 33 kV (compris).

Niveau de régulation minimal : Puissance active minimale, telle que stipulée dans la Convention de raccordement, ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le Producteur, jusqu'à laquelle l'unité de production d'électricité peut fournir du réglage.

Niveau de tension : Les niveaux sont définis comme suit :

- Basse Tension (BT) : $Un \leq 1\text{kV}$
- Moyenne Tension (MT) : $1\text{kV} < Un \leq 5\text{ 33kV}$
- Haute Tension (HT) : $33\text{kV} < Un \leq 230\text{kV}$
- Très Haute Tension (THT) : $Un > \text{à } 230\text{ kV}$

Niveau minimal de fonctionnement en régime permanent : Puissance active minimale, telle que stipulée dans la Convention de raccordement, ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le Producteur, à laquelle l'unité de production d'électricité peut fonctionner de manière stable pendant une durée illimitée.

Notification opérationnelle de mise sous tension : Notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au Producteur, au Consommateur, au gestionnaire d'un réseau de distribution avant la mise sous tension de son réseau interne.

Notification opérationnelle finale : Notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au Producteur, au Consommateur, au gestionnaire d'un réseau de distribution qui satisfait aux spécifications et exigences applicables, l'autorisant à faire fonctionner, respectivement, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution en se raccordant au réseau.

Notification opérationnelle provisoire : Notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au Producteur, au Consommateur, un gestionnaire d'un

réseau de distribution l'autorisant à faire fonctionner, respectivement, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution en se raccordant au réseau, pour une durée limitée, et à lancer des essais de conformité afin de s'assurer du respect des spécifications et exigences applicables.

Notification opérationnelle restreinte : Notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent au Producteur, au Consommateur, au gestionnaire d'un réseau de distribution ayant obtenu auparavant une notification opérationnelle finale mais qui connaît provisoirement une modification ou une perte de capacité importante aboutissant au non-respect des spécifications et exigences applicables.

Notification ou Notifier : Envoi d'informations par une Partie à l'autre suivant les modalités fixées dans les Dispositions Générales du présent Code.

Offre : Ensemble des conditions techniques et financières auxquelles le Responsable d'Equilibre propose au GRT une variation de l'Injection ou du Soutirage d'une Installation de son périmètre, afin de remplir ses obligations de participation à la résolution des Congestions, la fourniture des Services Systèmes, le provisionnement de réserve pour l'énergie de réglage et l'équilibre offre-demande.

Organe de régulation : Autorité administrative chargée de la régulation du secteur de l'énergie au Congo dont les missions, l'organisation, le fonctionnement et les attributions sont définis dans le décret n° 2007-290 du 31 mai 2007.

Organisme certificateur agréé : entité qui délivre les attestations de conformité et les dossiers techniques pour unités de production d'électricité.

Papillotement (fticker) : Fluctuation de tension électrique causée par des perturbations électromagnétiques ou par des variations de puissance sur le réseau porteur de cette tension.

Papillotement court durée (Pst) : Papillotement mesuré sur une période de dix minutes.

Papillotement longue durée (Pit) : Papillotement mesuré sur une période de deux heures.

Paramètre cible de la qualité de la fréquence : La principale cible pour la fréquence du réseau en fonction de laquelle le comportement des processus d'activation des Réserves primaires, secondaires et tertiaires est évalué dans l'état normal.

Parc non synchrone de générateurs ou « power park module » : Générateur ou un ensemble de générateurs d'électricité qui sont connectés soit de façon non synchrone au réseau, soit par une interface d'électronique de puissance, et qui sont en outre reliés par un seul point de livraison à un réseau de transport, à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution.

Participant : Fournisseur ayant signé avec le GRT un Accord de Participation.

Partie(s) : Le GRT et/ou un Utilisateur ou un Fournisseur ou un Fournisseur d'Écart.

Pas de Mesure (ou Période d'Intégration) : Intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont mesurées et enregistrées les valeurs moyennes de puissance mesurées par l'Installation de Comptage au Point de Comptage. Ces intervalles peuvent être au Pas Horaire ou au Pas dix (10) minutes.

Pas de Temps : Période de temps en heure, minute ou seconde.

Pente : Rapport entre la variation de la tension, rapportée à la tension de référence 1 pu, et une variation de l'injection de puissance réactive de zéro à la puissance réactive maximale, rapportée à la puissance réactive maximale.

Périmètre d'Écart : Ensemble d'éléments d'Injection et de Soutirage sur le RPT ou sur un réseau de distribution, déclarés par un Fournisseur d'Écart au GRT.

Périmètre d'Équilibre : Ensemble d'éléments d'Injection et de Soutirage sur le RPT et sur un réseau de distribution, déclarés par un Responsable d'Équilibre au GRT et/ou au GRD.

Perturbation : Tout événement non planifié qui peut avoir pour effet que le réseau de transport s'écarte de son état normal.

Pilote de la fréquence : L'Unité de production désignée et responsable de la gestion de la fréquence du réseau au sein d'une région ou d'une zone synchrone afin de rétablir la fréquence du réseau à sa fréquence nominale.

Plage de fréquence standard : Un intervalle symétrique fixe situé autour de la fréquence nominale, dans lequel la fréquence du réseau d'une zone synchrone est présumée être exploitée.

Plan de défense du réseau : Les mesures techniques et organisationnelles à prendre afin d'empêcher la propagation ou l'aggravation d'une Perturbation sur le réseau de transport, afin d'éviter une Perturbation avec Etat de zone étendue et un Etat de panne généralisée.

Plan de reconstitution : Toutes les mesures techniques et organisationnelles nécessaires à la reconstitution du réseau à l'état normal.

Planning d'Indisponibilité : Document regroupant, pour chaque Unité de Production, raccordée au RPT ou à un réseau de distribution et participant à la Sécurité de fonctionnement du système électrique, les informations nécessaires quant à leur capacité de produire de l'énergie électrique.

Point de Couplage Commun : Point électriquement le plus proche d'une charge particulière, situé sur le ré-

seau, auquel d'autres charges sont ou pourraient être raccordées. En anglais, Point of common coupling (PCC).

Point de Comptage : Point physique où sont placés les réducteurs de mesures destinés au comptage de l'énergie.

Point de livraison : Le ou les Point(s) de livraison de l'Installation de production ou de consommation d'électricité coïncide(nt) avec la limite de propriété ou de concession entre les ouvrages électriques du Producteur, du Consommateur, et les ouvrages électriques du réseau public. Le ou les Point(s) de livraison de l'Installation d'un réseau de distribution coïncident) avec la limite de concession entre les ouvrages de distribution et les ouvrages du réseau de transport.

Point de resynchronisation : Le dispositif employé pour connecter deux régions synchronisées, habituellement un disjoncteur.

Point (s) de Surveillance Technique : Point auquel sont prises les obligations du GRT en matière de qualité de l'électricité.

Poste ou Poste Electrique : Ensemble des ouvrages électriques de même niveau de tension qui sont localisés dans un même Site (Exemple : le Poste 400 kV comprend tous les ouvrages 400kV du Site).

Proche du temps réel : Le laps de temps, inférieur à quinze minutes, entre la fermeture du dernier guichet infrajournalier et le temps réel.

Producteur : Toute personne physique ou morale titulaire du droit d'exploitation d'une installation de production d'électricité à partir de toute source d'énergie et qui vend à des tiers l'électricité ainsi générée.

Programme d'Appel : Chroniques établies par le Fournisseur en J-1 pour J comprenant les Informations relatives à la prévision de production (y compris des pertes) et de participation aux réserves d'une Installation de Production.

Programme de Marche : Chroniques que doivent suivre les Unités de Production correspondant au premier Programme d'Appel reçu pour lesdites Unités de Production en J-1 modifié par le GRT pour intégrer les contraintes d'exploitation du système électrique.

Proposition Technique et Financière : Proposition ayant pour objectif d'établir avec précision, sur la base des données fournies par le demandeur, les conditions et la description technique du raccordement, le coût de réalisation de l'étude de raccordement, ainsi éventuellement que les coûts et délais de réalisation maximums. La PTP présente le schéma de raccordement au réseau existant et définit le Point de livraison.

Propriétaire d'une installation de consommation d'électricité ou « Consommateur » : Personne physique ou morale possédant une installation soutirant

de l'électricité sur le réseau de transport auquel il est raccordé.

Propriétaire d'une installation de production d'électricité ou « Producteur » : Personne physique ou morale de droit public ou privé titulaire du droit d'exploitation d'une installation destinée à générer de l'électricité à partir de toute source d'énergie et qui vend et fournit sa production d'électricité à des tiers.

Puissance active : Composante réelle de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, exprimée en watts ou en multiples de watts, tels que les kilowatts («kW») ou les mégawatts («MW»).

Puissance apparente : Produit de la tension et du courant à la fréquence fondamentale, et de la racine carrée de trois dans le cas des systèmes triphasés, habituellement exprimée en kilovoltampères («kVA») ou en mégavolt-ampères (« MVA»).

Puissance de raccordement : Puissance active maximale pour laquelle un utilisateur du Réseau Public de Transport demande que soit dimensionné son raccordement. C'est la plus grande des deux valeurs entre la puissance maximale en soutirage et la puissance maximale en injection de l'installation de consommation ou de l'installation d'un réseau de distribution.

Puissance maximale en injection : puissance active maximale sans limitation de durée qu'une installation de consommation ou une installation d'un réseau de distribution peut injecter sur le réseau au point de livraison, telle que convenue entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire de l'installation de consommation ou le GRD, respectivement ;

Puissance maximale en soutirage : Puissance active maximale sans limitation de durée qu'une installation de consommation ou une installation d'un réseau de distribution peut soutirer sur le réseau au point de livraison, telle que convenue entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire de l'installation de consommation ou le GRD respectivement.

Puissance maximale ou « Pmax » : Puissance active maximale que peut délivrer sans limitation de durée une unité de production d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité de production d'électricité et qui n'est pas injectée sur le réseau, telle que convenue entre le GRT et le Producteur.

Puissance réactive : composante imaginaire de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, habituellement exprimée en kilovar (« kVAr ») ou en mégavar (« MVar »).

Puissance Souscrite : Puissance que l'Utilisateur détermine au Point de Livraison, en fonction de ses besoins vis-à-vis du réseau de transport. La puissance appelée ou injectée en excédent de la Puissance souscrite correspond à un dépassement traité dans la section des Règles d'Accès au Réseau du Code.

Rapport de Court Circuit : Rapport de courant de court-circuit, en anglais SCR ou Short Circuit Ratio, tel que définie dans la norme IEEE-519.

Référentiel Comptage : Document qui donne les prescriptions auxquelles se réfère le GRT et les Utilisateurs pour le comptage.

Région synchronisée : La partie d'une zone synchrone couverte par un ou des GRT interconnectés qui ont une fréquence commune de réseau, et qui n'est pas synchronisée avec le reste de la zone synchrone.

Réglage de la fréquence du réseau par la participation active de la demande : La charge d'une installation de consommation ou d'un réseau fermé de distribution disponible pour être réduite ou augmentée en réponse aux variations de la fréquence, et qui est fournie de manière autonome par l'installation de consommation ou du réseau fermé de distribution dans le but de diminuer ces variations.

Réglage de la fréquence : capacité d'une unité de production d'électricité à ajuster sa production de puissance active en réponse à une variation de la fréquence mesurée sur le réseau par rapport à une valeur de consigne, afin de maintenir la stabilité de la fréquence du réseau.

Réglage de la puissance active par la participation active de la demande : La modulation de charge disponible au sein d'une installation de consommation ou d'un réseau fermé de distribution pour les besoins du gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent afin de modifier la puissance active.

Réglage de la tension : Les actions de réglage manuelles ou automatiques au nœuds de production d'électricité, aux nœuds terminaux des lignes de courant alternatif ou des systèmes HVDC, sur les transformateurs, ou autres éléments, destinées à maintenir la tension de consigne ou la valeur de consigne de puissance réactive.

Réglage Fréquence Puissance : Le mode dans lequel les Unités de production de la zone concernée participent au réglage de la Fréquence.

Régleur en charge de transformateur : Dispositif utilisé pour changer la prise d'un enroulement, capable de fonctionner lorsque le transformateur est sous tension ou en charge.

Régulateur automatique de tension ou « AVR » (Automatic Voltage Regulator) : Equipement automatique fonctionnant en permanence qui régule la tension de sortie d'une unité de production d'électricité synchrone en comparant la tension réelle de sortie à une valeur de référence et en contrôlant la sortie de son système d'excitation.

Régulation du système d'excitation : Système de commande asservi qui comprend la machine synchrone et son système d'excitation.

Remise sous tension : La reconnexion de la production et de la consommation afin de mettre sous tension les parties du réseau ayant été déconnectées.

Reprise de la charge par blocs de puissance : Le niveau maximum de puissance active de la charge nette qui peut être repris par échelon lors de la reconstitution du réseau après un incident généralisé.

Réseau de distribution raccordé au réseau de transport » ou « Réseau de distribution » : Réseau de distribution raccordé au réseau de transport, y compris les installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport.

Réseau Public de Transport d'Electricité : Le Réseau Public de Transport d'électricité.

Réserve de puissance active : Les réserves de puissance active disponibles pour le réglage de la fréquence.

Réserve de puissance réactive : La puissance réactive disponible pour le maintien de la tension.

Réserves tertiaire : Les réserves de puissance active disponibles pour restaurer ou maintenir le niveau requis de Réserves secondaires afin d'être préparé en cas de déséquilibres supplémentaires sur le réseau.

Réserves secondaires : Les réserves de puissance active disponibles afin de ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale.

Réserves primaires : Les réserves de puissance active disponibles pour stabiliser la fréquence du réseau à la suite d'un déséquilibre.

Responsable de la resynchronisation : Le GRT désigné et responsable de la resynchronisation de deux régions synchronisées.

Resynchronisation : La synchronisation et la reconnexion de deux régions synchronisées au point de resynchronisation.

Salle de contrôle : Centre de conduite d'un gestionnaire de réseau assurant la conduite de son réseau.

Sécurité d'exploitation : La capacité du réseau de transport à conserver un état normal ou à revenir à un état normal dès que possible, et qui se caractérise par le respect de limites de sécurité d'exploitation.

Situation (N-1) : La situation sur le réseau de transport où un Aléa figurant sur la Liste des Aléas est survenu.

Situation N : La situation dans laquelle aucun élément du réseau de transport n'est indisponible à la suite d'un Aléa.

Stabilité dynamique : Une expression usuelle englobant la stabilité angulaire du rotor, la stabilité en fréquence et la stabilité en tension.

Stable en régime permanent : Capacité d'un réseau ou d'une unité de production d'électricité synchrone à revenir à un fonctionnement stable et à se maintenir dans cet état, à la suite d'une perturbation faible.

Statisme : Rapport, en régime permanent, exprimé en pourcentage, entre une variation de fréquence et la variation de la production de puissance active résultante. La variation de fréquence est exprimée en pourcentage à la fréquence nominale, et la variation de puissance active sous la forme d'un rapport à la puissance maximale ou à la puissance active réelle lorsque le seuil applicable est atteint.

Stator : Partie d'une machine tournante qui comporte les parties magnétiques stationnaires avec leurs enroulements associés.

Stratégie ascendante de remise sous tension : Une stratégie par laquelle tout ou partie du RPT peut être remise sous tension sans assistance des autres GRT et par le biais d'unités de production.

Stratégie descendante de remise sous tension : Une stratégie nécessitant l'assistance d'autres GRT dans la remise sous tension de parties du réseau d'un GRT.

Sûreté du Réseau ou Sûreté : Aptitude à assurer le fonctionnement normal du Réseau, à limiter le nombre des incidents, à éviter les grands incidents et à limiter les conséquences des grands incidents quand ils se produisent.

Système Electrique : Désigne le système constitué par le RPT, les productions raccordées au RPT qui y injectent de l'énergie électrique, les consommations raccordées au RPT qui y soutirent de l'énergie électrique, les Importations et les Exportations.

Taux de Distorsion de la Demande totale : Notion dont la définition est présentée dans la norme IEEE-519 sous l'appellation anglaise « Total Demand Distortion ».

Taux de Distorsion Harmonique : Notion dont la définition est présentée dans la norme IEEE519 sous l'appellation anglaise « Total Harmonic Distortion ».

Temps d'activation complète des Réserves secondaires automatiques : Le temps qui s'écoule entre la fixation d'une nouvelle consigne par le régulateur de restauration de la fréquence et l'activation ou désactivation correspondante des Réserves secondaires automatiques.

Tension nominale : Valeur de la tension qui a servi de référence à la conception d'un réseau ou d'un matériel et qui est utilisée par la suite pour le désigner.

Tension : Différence de potentiel électrique entre deux points, mesurée à partir de la valeur efficace de la tension directe entre phases à la fréquence fondamentale.

Tenue aux creux de tension : Capacité des équipements électriques à rester connectés au réseau et à

fonctionner lors d'épisodes de tension basse au point de livraison imputables à des défauts éliminés par les protections.

Topologie : Les données concernant la connectivité des différents éléments du réseau de transport ou de distribution dans un poste électrique, y compris la configuration électrique et la position des disjoncteurs et des sectionneurs.

Unité de pompage-turbinage : Unité hydroélectrique dans laquelle l'eau peut être relevée au moyen de pompes et stockée pour produire, dans un deuxième temps, de l'énergie électrique.

Unité de production d'électricité : Unité de production d'électricité synchrone ou parc non synchrone de générateurs, quelle que soit la source d'énergie primaire, y compris les énergies renouvelables.

Unité de production d'électricité synchrone : Ensemble indivisible d'équipements qui peut produire de l'énergie électrique de telle sorte que la fréquence de la tension générée, la vitesse de rotation de l'alternateur et la fréquence de la tension du réseau sont égales dans un rapport constant, et donc au synchronisme.

Unité fournissant des réserves : Une seule ou un groupement d'unités de production d'électricité et/ou d'unités de consommation raccordées à un point de raccordement commun satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des Réserves primaires, secondaires ou tertiaires.

Utilisateur : Consommateur, Producteur ou Distributeur raccordé au RPT.

Utilisateur significatif du réseau (USR) de haute priorité : Un USR auquel s'appliquent des conditions spécifiques de déconnexion et de remise sous tension.

Zone d'observabilité : Le réseau de transport du GRT et les parties pertinentes des réseaux de distribution et des réseaux de transport des GRT voisins sur lesquels le GRT met en œuvre une surveillance et une modélisation en temps réel afin de maintenir la sécurité d'exploitation dans sa zone de contrôle, y compris les interconnexions.

Zone isolée : Réseau de transport ou de distribution qui n'est pas exploité de manière synchrone avec le réseau de la Zone synchrone regroupant à la date d'entrée en vigueur du code le réseau du Congo et de la République Démocratique du Congo.

Zone synchrone : Zone couverte par des GRT Interconnectés de manière synchrone.

Article 5 : Acronymes

Les acronymes utilisés dans les Codes de réseau ont la signification donnée dans la liste suivante :

ACE : Ecart de réglage de zone

AGC : D'après l'anglais "Automatic Génération Control" signifiant "Commande Automatique de la Production"

ANER : Agence Nationale pour l'Electrification Rurale

ARSEL : Agence de régulation du secteur de l'électricité

AVR : D'après l'anglais "Automatic Voltage Regulator" signifiant "Régulateur automatique de tension"

BT : Basse tension

CEC : Centrale Electrique du Congo (producteur indépendant)

CEEAC : Communauté Economique des Etats de l'Afrique centrale

CFA : Communauté financière d'Afrique

CEI : Commission électrotechnique internationale

CEMAC : Communauté Economique et Monétaire d'Afrique Centrale

DRUD : Dossier technique pour unité avec participation active de la demande

DTR : Documentation Technique de Référence

FACTS : Systèmes de transport flexibles en courant alternatif

FRCE : Ecart de réglage dans la restauration de la fréquence

FSM : Frequency Sensitive Mode

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport

HT : Haute tension

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

kVAr : Kilovar

LFSM-0 : Limited Frequency Sensitive Mode – Over-frequency

LFSM-U : Limited Frequency Sensitive Mode – Under-frequency

MEH : Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique

MVAr : Mégavar

MT : Moyenne tension

MW : Mégawatt

PCC : Point de Couplage Commun

PdL : Point de livraison

PEAC : Pool Energétique de l'Afrique Centrale

PEEDU : Projet Eau, Electricité et Développement Urbain

Pmax : Puissance active maximale en injection

PMGD : D'après l'anglais "Power-Generating Module Document" signifiant "Dossier technique pour une unité de production d'électricité"

PNSG : Parc Non Synchrone de Générateurs

Plt : Papillotement longue durée (long time)

Pracc : Puissance de raccordement

Pss : Stabilisateur de puissance

Pst : Papillotement courte durée (small time)

PST : Point(s) de Surveillance Technique

PTF : Proposition Technique et Financière

RCC : Rapport de Court Circuit

RFP : Réglage Fréquence Puissance

RPT : Réseau Public de Transport d'électricité

SCR : D'après l'anglais "Short Circuit Ratio", signifiant "Rapport de Court-circuit"

SNE : Société Nationale d'Electricité

TDD : D'après l'anglais "Total Demand Distorsion" signifiant "Taux de Distorsion de la demande totale"

TdR : Termes de Référence

THD : D'après l'anglais "Total Harmonic Distorsion" signifiant "Taux de Distorsion Harmonique"

THT : Très haute tension

UPE : Unité de Production d'Electricité

USR : Utilisateur significatif du réseau

Article 6 : Champ d'application du Code directeur

Le Code directeur s'applique à tous les Utilisateurs et gestionnaires de réseaux. Il établit également des droits et obligations à l'Organe de Régulation et au Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique.

Article 7 : Documentation technique de référence

1. La DRT (Documentation Technique de Référence) est un ensemble de textes publiés par le GRT com-

pilant les règles techniques complémentaires que le GRT applique dans ses relations avec les Producteurs et Consommateurs, en application des Codes de réseau et des dispositions contenues dans les textes réglementaires en vigueur. Cette documentation technique expose, également, les bonnes pratiques qui doivent être appliquées par le GRT comme par les Utilisateurs du réseau.

2. Les Codes de réseau accordent au GRT le droit de définir certaines exigences en fonction de ses besoins ; dans ce cas, la DTR précise les conditions dans lesquelles le GRT exercera ce droit ainsi que les exigences retenues.

3. La DTR comprend de plus des cahiers des charges type à appliquer dans les relations entre d'une part le GRT et d'autre part les GRD, les propriétaires et les exploitants des installations de production et de consommation. Ces cahiers des charges type visent à faciliter la mise en application des dispositions contenues dans les Codes de réseau. La DTR comprend également un Référentiel Comptage.

4. Le GRT consulte les parties prenantes sur les propositions de texte destinés à être inclus dans la DTR ainsi que sur leurs mises à jour ultérieures. La durée de la consultation est d'au moins deux (2) semaines. Le GRT prend dûment en considération les observations des parties prenantes exprimées lors des consultations et y répond avant de publier les textes dans la DTR. Dans tous les cas, une justification rigoureuse de la prise en compte ou non des observations des parties prenantes est communiquée et publiée en temps utile, avant ou en même temps que la publication des textes dans la DTR.

TITRE 2. PRINCIPAUX ACTEURS SECTORIELS

Article 8 : Tutelle ministérielle

1. L'organisation du secteur de l'électricité est du ressort de l'Etat, par l'intermédiaire du Ministère en charge de l'électricité.

2. Conformément à la loi n° 14-2003 portant Code de l'Electricité, le Ministère en charge de l'électricité, à travers la Direction Générale de l'Energie, veille à la conception de la législation et de la réglementation en vigueur ainsi qu'à leur mise en œuvre et à leur respect, détermine les standards et les normes applicables aux activités et aux entreprises du secteur de l'électricité, sur la base des dossiers transmis par l'Organe de régulation du secteur de l'électricité.

Article 9 : L'Organe de régulation sectoriel

1. L'Organe de Régulation du secteur de l'électricité est dénommé « Agence de régulation du secteur de l'électricité » ; il est placé sous la tutelle du Ministère chargé de l'électricité.

2. Les missions de l'Organe de régulation de l'électricité sont définies par la loi, complétée entre autres par les Codes de réseau.

Article 10 : Le Gestionnaire du réseau de transport

1. Le Gestionnaire du réseau de Transport désigné par l'Autorité Concédante développe et exploite les infrastructures du réseau public de transport, et assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci.

2. Au titre de la gestion des infrastructures, le gestionnaire du RPT (réseau Public de Transport) est responsable du développement du RPT, assure la desserte rationnelle du territoire national dans le respect de l'environnement. Conformément à ses attributions réglementaires, il a pour missions à cet égard :

a. L'exploitation, la maintenance et le développement du réseau public de transport d'énergie électrique et de ses interconnexions avec les autres réseaux ;

b. La planification, la réalisation d'études et la maîtrise d'ouvrage des infrastructures et ouvrages de transport d'électricité, ainsi que la recherche et la gestion des financements y relatifs ;

c. La réalisation des programmes d'interconnexion électriques transnationaux ;

d. Le raccordement au réseau public de transport d'électricité et l'accès audit réseau dans des conditions non discriminatoires ;

e. L'appui technique à l'harmonisation des implantations, des niveaux d'isolement et des niveaux de tension de l'ensemble des réseaux public et privés de transport.

Article 11 : Les Fournisseurs d'électricité

1. Les Fournisseurs sont titulaires du droit de vendre l'énergie électrique à un utilisateur intermédiaire ou final. L'ensemble constitué des moyens de production et des installations de soutirage qui leur sont rattachés constitue leur périmètre.

2. Les Fournisseurs sont soumis à des obligations particulières qui leur sont imposées dans le cadre du service public, notamment celle de prévoir la consommation de leurs clients, de programmer la disponibilité des moyens de production auxquels ils font appel pour la satisfaire, de respecter les programmes, etc.

3. Les Fournisseurs, en coopération avec les producteurs de leur périmètre, participent à la programmation de la production qu'ils achètent par le biais des contrats d'achat afin de satisfaire l'alimentation de leurs clients ; ils sont en outre tenus de palier les écarts de leur périmètre en temps réel pour permettre de maintenir l'équilibre P=C.

4. Si le fournisseur d'électricité n'assure pas ses missions du fait d'une défaillance des producteurs (maintenance, défaillance d'un de ses fournisseurs de combustible...) ou du fait d'une mauvaise évaluation de

la consommation de ses clients qui ne peut pas être compensée en temps réel par l'appel à des moyens de production autre, sa responsabilité pourra être recherchée.

5. Les activités de production et de transport étant distinctes, le GRT n'a pas à connaître ni à être impliqué directement dans la gestion des contrats d'achat d'électricité.

Article 12 : Les Producteurs

1. Les Producteurs d'électricité sont titulaires du droit d'exploiter une installation de production d'électricité à partir de toute source d'énergie et vendent l'électricité ainsi produite à des tiers.

2. Leur activité de production d'électricité est essentielle à la gestion des flux d'électricité. Une défaillance de leurs installations peut avoir des impacts majeurs sur la gestion du réseau d'électricité du pays et ils sont soumis à des obligations de service public particulières, notamment celle de garantir un approvisionnement permanent et continu pour la sécurisation de la fourniture en énergie électrique.

3. Les Producteurs doivent se conformer aux règles de l'accès au réseau, participer à la programmation, fournir les services système, participer à la constitution et au maintien des réserves pour assurer la sûreté du système électrique, et fournir les pertes au GRT.

4. Afin de respecter leurs obligations en matière de programmation, les Producteurs se doivent de s'assurer que leurs stocks de combustibles sont suffisants pour assurer leur programme de production, qui comprend aussi leur participation à la fourniture des réserves, pertes et services systèmes.

5. Compte tenu de cet enjeu, des obligations en matière d'indisponibilité mais aussi de participation à la constitution de réserves et de participation aux services système sont définies entre le GRT et les Producteurs.

6. Conformément au Code de l'électricité, les Producteurs sont tenus de conclure des contrats de vente d'énergie, précisant les conditions et modalités de cession au délégataire de distribution ou de vente à de grands consommateurs de tout ou partie de l'énergie électrique produite. Ces contrats sont transmis à l'organe de régulation pour information.

7. Si un Producteur d'électricité n'assure pas ses obligations du fait d'une défaillance (maintenance, défaillance d'un de ses fournisseurs de combustible, etc.), sa responsabilité pourra être recherchée par le GRT.

Article 13 : Le ou les distributeurs

1. Un distributeur ou gestionnaire de réseau de distribution (GRD) exploite des réseaux électriques de moyenne et de basse tension pour délivrer de l'électricité aux Utilisateurs.

2. L'activité de distribution est essentielle à la gestion des flux d'électricité et à la sûreté du système, une défaillance peut avoir des impacts majeurs sur la gestion du réseau d'électricité de la République du Congo (erreur dans l'analyse des besoins de leurs clients qui conduirait à un déséquilibre entre l'offre et la demande, déclenchements intempestifs qui conduiraient à des délestages inopinés risquant de déséquilibrer le système, non-respect des ordres donnés par le Dispatching National en temps réel conduisant à un déséquilibre entre l'offre et la demande, etc.).

3. Dans le cadre de leurs obligations particulières de service public, les GRD ont pour mission de prévoir la consommation de leurs clients, de coordonner leurs plannings d'intervention permettant au GRT d'équilibrer la production et la consommation, de mettre en place et de vérifier la disponibilité des procédures d'échanges de données en temps réel en relation avec le Dispatching National.

4. Dans la première phase du marché, le distributeur sera aussi le seul Fournisseur au sens des Codes de réseau.

Article 14 : Les clients éligibles ou consommateurs

1. Un client éligible est un industriel qui est libre d'acheter de l'électricité au fournisseur de son choix dans le pays de son choix. Au sens des Codes de réseau, il est désigné comme « Consommateur ».

2. Les Consommateurs sont soumis à des obligations particulières notamment au travers de leur Fournisseur, qui transmet au GRT leurs prévisions de soutirage. Les règles d'accès au réseau permettent aussi de définir leurs obligations mais aussi celles du GRT en termes d'indisponibilité.

Article 15 : Gestionnaire de l'eau

1. La gestion de la ressource hydrique est du ressort de l'Etat, le Gestionnaire de l'Eau assure le stockage de l'eau en vue de l'irrigation et de la production d'électricité.

2. En principe, le Gestionnaire de l'eau doit garantir un niveau de débits suffisants sur les différents bassins versants déjà aménagés pour permettre aux exploitants de centrales hydroélectriques d'assurer le productible de leurs ouvrages sur une période donnée.

3. Les concessions de stockage d'eau définissent en principe les droits et obligations du concessionnaire de stockage d'eau pour la production d'électricité.

Article 16 : Les fournisseurs de combustibles

Ces entités fournissent les différents producteurs d'électricité en gaz, hydrocarbures ou autres combustibles et, à ce titre, s'assurent que leurs stocks de combustibles leur permettent d'assurer la continuité du service, dans le cadre de leurs contrats de fourniture de combustibles avec les Producteurs. Ces contrats ne sont pas dans le périmètre des Codes de réseau.

TITRE 3. ASPECTS JURIDIQUES

Article 17 : Hiérarchie des normes

1. Les Codes de réseau sont des documents techniques à valeur réglementaire. Ils sont ainsi soumis à toute règle juridique de valeur supérieure, notamment la loi et la Constitution.

2. En cas de conflit entre les dispositions des Codes de réseau et de tout contrat conclu par le GRT et tout Utilisateur après l'entrée en vigueur des Codes, ces derniers prévaudront, sauf si une dérogation a été accordée conformément aux Codes de réseau.

3. Le GRT s'efforce de conclure ses nouveaux contrats et des avenants aux contrats existant de manière conforme aux dispositions des Codes de réseau, afin d'en garantir une application uniforme et non discriminatoire.

Article 18 : Applicabilité

L'Organe de Régulation veille à l'application et au respect des Codes de réseau par le GRT et par les acteurs du secteur de l'électricité.

Article 19 : Illégalité

1. Si une disposition des Codes venait à être jugée totalement ou partiellement invalide pour quelque raison que ce soit, la validité de toutes les dispositions restantes des Codes n'en serait pas affectée.

2. Si une partie d'une disposition du présent code est jugée illégale ou invalide, mais que le reste de cette disposition demeure valide si une partie du libellé a été supprimée, la disposition s'applique avec la modification minimale qui :

- a. est nécessaire pour le rendre valide et efficace ; et
- b. obtient le résultat le plus proche du libellé original, mais sans affecter le sens ou la validité de toute autre disposition du présent code.

Article 20 : Publicité

1. Les Codes de réseau sont des documents publics et doivent être facilement accessibles à tous. Ils sont publiés sur le site Internet de l'Organe de Régulation.

2. La DTR est disponible sur le site internet du GRT.

3. L'Organe de Régulation publie sur son site Internet toute décision et avis résultant de l'application des dispositions des Codes de réseau.

Article 21 : Confidentialité

1. Toute information confidentielle reçue, échangée ou transmise en vertu des Codes est soumise aux exigences de secret professionnel prévues aux paragraphes 2, 3 et 4 ci-dessous. A titre indicatif, les informations suivantes sont considérées comme confidentielles :

a. les dispositions des Contrats d'Accès au réseau, ainsi que les informations échangées en vue de leur préparation et de leur application, relatives à l'identité des Parties, aux caractéristiques de la production ou de la consommation, à la durée des Contrats, aux conditions techniques et financières de raccordement, aux pénalités et sanctions contractuelles ;

b. Les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, les propositions d'ajustement des Programmes d'Appel ou les modifications qui y seraient apportées par le GRT, ainsi que toutes Informations échangées entre les gestionnaires des réseaux concernés et les Utilisateurs de ces réseaux en vue de l'établissement et de la mise en œuvre de ces programmes ;

c. Les informations relatives aux puissances enregistrées, aux volumes d'énergie consommée ou produite ainsi qu'à la qualité de l'électricité, issues des comptages ou issues de toutes autres mesures physiques effectuées par les gestionnaires des réseaux concernés sur les ouvrages de raccordement et les installations d'un Utilisateur de ces réseaux ;

d. Les niveaux des écarts constatés par rapport aux Programmes d'Appel, d'approvisionnement et de consommation ;

e. Les Informations transmises par un GRD ou par un gestionnaire de réseaux étrangers, en vue de l'accomplissement de leurs missions.

2. L'obligation de secret professionnel s'applique à toutes les personnes ou entités visées par les dispositions des Codes, y compris le personnel de l'Organe de Régulation.

3. Les informations confidentielles reçues par les personnes ou entités visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune autre personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par les autres dispositions des Codes ou les autres actes applicables de la législation du Congo.

4. Sans préjudice des cas couverts par les dispositions du droit national, l'Organe de Régulation, les entités ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application des Codes ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'accomplissement de leurs obligations.

5. Une Partie peut autoriser l'autre Partie à divulguer à un tiers une information confidentielle la concernant, à condition que cette autorisation se fasse par écrit et que le tiers soit soumis aux mêmes exigences de confidentialité.

Article 22 : Force Majeure

1. Les dispositions des paragraphes 2, 3, 4, 5, 6 du présent article doivent être incorporés dans les modèles de contrats établis dans le cadre de l'application des présents Codes de réseau.

2. La Force Majeure résulte d'actes, de circonstances ou faits irrésistibles, imprévisibles et extérieurs à la partie qui l'invoque et qui échappe à son contrôle raisonnable, aux conséquences d'une gravité réelle perturbant la situation d'exploitation du RPT.

3. Les cas de Force Majeure comprendront notamment :

a. Les tremblements de terre, affaissement ou glissement imprévisible de terrains, ouragans, coups de foudre, graves intempéries, inondations, faits de guerre, troubles, ou pandémie ;

b. Les incidents techniques graves, explosions, bris de machines, bris de câbles ou d'appareil faisant obstacle à la production ou au transport d'électricité et non imputables à l'une des parties concernées.

4. La Partie qui invoque une circonstance de Force Majeure doit Notifier, sans retard et dès que matériellement possible à l'autre Partie ou aux autres Parties, la survenance et, ultérieurement, la cessation de cette circonstance et, s'il y a lieu, l'inviter à une concertation pour le règlement des conséquences de la circonstance de Force Majeure. La Notification de survenance devra indiquer, dans la mesure où cela est possible, la durée et les conséquences probables de cette circonstance.

5. En cas de survenance d'un événement décrit ci-dessus, les Parties doivent faire leurs meilleurs efforts et tout mettre en oeuvre pour assurer la continuité du service de l'accès et de l'exploitation du RPT, jusqu'à disparition de l'événement et au retour aux conditions normales d'exploitation du RPT. Les obligations contractuelles affectées des Parties, à l'exception de celles de confidentialité et de paiement, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de Force Majeure dès l'apparition de l'événement de Force Majeure. Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles en raison de cet événement de Force Majeure.

6. Si un cas de Force Majeure perdure pendant une période de plus de 180 (cent quatre-vingts) jours, les Parties se rencontreront pour discuter des bases et des termes sur lesquels les arrangements découlant des Codes ou conclus dans des Contrats peuvent être poursuivis. En cas de désaccord à la suite d'une période de négociation de 90 (quatre-vingt-dix) jours suivant l'expiration du délai de 180 (cent quatre-vingts) jours ci-dessus, la Partie affectée par la Force Majeure pourra suspendre ses obligations au regard des Codes et ainsi résilier les Contrats sans indemnité par simple Notification avec un préavis de 30 (trente) jours.

TITRE 4. RESOLUTION DES DIFFERENDS

Article 23 : Résolution amiable

En cas de contestation relative à l'interprétation ou

l'exécution des Codes de réseau et des Contrats liés, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable. A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une Notification précisant :

- a. la référence du Contrat (numéro et date de signature) et ou la partie du Code dont l'application est contestée ;
- b. l'objet de la contestation ;
- c. la proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

Article 24 : Résolution des différends

1. A défaut d'accord dans les 15 (quinze) Jours suivant la rencontre prévue à l'article 23, toute Partie peut saisir l'Organe de Régulation, qui agira en qualité de conciliateur. L'Organe de Régulation convoquera les Parties sous 10 (dix) Jours en vue d'une réunion de conciliation.

2. Si sous 15 (quinze) Jours suivant cette réunion de conciliation, aucune solution n'a été trouvée, les Parties pourront saisir la juridiction compétente pour régler le litige.

TITRE 5. GESTION DES CODES DE RESEAU

Article 25 : Secrétariat des Codes de réseau

L'Organe de Régulation assure l'administration des Codes de réseau en disposant d'un secrétariat permanent en charge de leur suivi et de l'exécution des missions particulières dévolues par les présents Codes.

Article 26 : Révision

1. Avant toute révision des Codes de réseau l'Organe de régulation organise une consultation des parties prenantes. A cet effet sont organisées entre autres des réunions régulières avec les parties prenantes afin de recenser les problématiques et de proposer des améliorations.

2. Les éventuelles révisions résultant de la concertation seront adoptées par un acte réglementaire.

Article 27 : Consultation des parties prenantes

1. Le GRT consulte les parties prenantes, y compris les autorités compétentes, sur :

- a. les nécessaires évolutions des Codes ; ou
- b. la proposition de mettre en place des services de participation active de la demande pour les gestionnaires de réseaux, ainsi que sur le rapport correspondant préparé conformément au Code de raccordement.

2. La durée de la consultation est d'au moins un (01) mois.

3. L'Organe de régulation prend dûment en considération les observations des parties prenantes exprimées lors des consultations avant de soumettre les propo-

sitions, le rapport, l'analyse des coûts et bénéfices ou les nouvelles exigences applicables pour approbation à l'Organe de régulation. Dans tous les cas, une justification rigoureuse de la prise en compte ou non des observations des parties prenantes est communiquée et publiée en temps utile, avant ou en même temps que la publication des propositions, du rapport, de l'analyse des coûts et bénéfices.

Article 28 : Entrée en vigueur

Les présents Codes de réseau, qui abrogent toute disposition réglementaire contraire, seront publiés au Journal officiel.