

Termes de référence

LEXIQUE / GLOSSAIRE TECHNIQUE ET INSTITUTIONNEL

Le présent lexique a pour objet de préciser les principaux termes techniques, institutionnels et réglementaires utilisés dans le cadre des présents Termes de Référence relatifs à l'élaboration du Code de Réseau Électrique de la République Islamique de Mauritanie.

ARE (Autorité de Régulation de l'Électricité) : Institution chargée de réguler, contrôler et superviser le secteur de l'électricité, notamment l'accès au réseau, les tarifs et le respect des dispositions réglementaires et techniques.

Banque / Bailleur de fonds : Institution financière assurant le financement total ou partiel du projet.

BESS (Battery Energy Storage System) : Système de stockage d'énergie par batteries permettant d'améliorer la stabilité du réseau, l'intégration des énergies renouvelables et la gestion de la demande.

Black-start : Capacité d'une installation de production à redémarrer sans alimentation externe après un effondrement total ou partiel du réseau.

Code de Réseau (Grid Code) : Référentiel technique, opérationnel et réglementaire définissant les règles applicables aux utilisateurs et gestionnaires du réseau électrique.

Comptage électrique : Ensemble des dispositifs et procédures permettant de mesurer les flux d'énergie électrique pour l'exploitation, la facturation et les échanges d'énergie.

Consultant : Cabinet ou groupement de cabinets recruté pour réaliser les prestations prévues dans les présents Termes de Référence.

EEEOA / WAPP : Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest-Africain visant l'intégration des réseaux électriques des pays de la CEDEAO.

ENTSO-E : Association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité élaborant des standards techniques internationaux.

EnR (Énergies Renouvelables) : Sources d'énergie renouvelables telles que le solaire, l'éolien ou l'hydroélectricité.

Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) : Entité responsable de l'exploitation, de la maintenance et du développement des réseaux de distribution électrique.

Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) : Entité chargée de l'exploitation, de la sécurité et du développement du réseau de transport haute tension.

Grid Code : Expression anglaise désignant le Code de Réseau électrique.

IEC / CEI : Commission Électrotechnique Internationale élaborant des normes techniques applicables aux équipements et systèmes électriques.

IEEE : Organisation internationale développant des standards techniques dans les domaines électriques, électronique et énergétique.

Interconnexion : Liaison électrique entre deux réseaux nationaux ou régionaux permettant les échanges d'énergie.

IPP (Independent Power Producer) : Producteur indépendant d'électricité développant et exploitant des centrales de production dans le cadre de contrats conclus avec l'acheteur d'énergie.

Maître d'Ouvrage : Entité responsable du projet, assurant le pilotage, le suivi et la validation des prestations du Consultant. Dans le cadre des présents TdRs, le Maître d'Ouvrage est la SOMELEC – Société mère.

Mini-réseau : Réseau électrique autonome ou semi-autonome desservant une zone localisée.

OMVS (Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal) : Organisation régionale chargée du développement et de la gestion des infrastructures communes des États membres, notamment dans le domaine énergétique.

PPA (Power Purchase Agreement) : Contrat d'achat d'électricité conclu entre un producteur et un acheteur d'énergie.

Parties prenantes : Ensemble des acteurs institutionnels, techniques, financiers et privés concernés par le projet ou le secteur électrique.

Planning Code : Partie du Code de Réseau relative à la planification et au développement du système électrique.

Raccordement : Connexion d'une installation de production, de consommation ou de stockage au réseau électrique conformément aux exigences techniques applicables.

Réseau interconnecté national (RIN) : Ensemble des réseaux électriques reliés et exploités de manière coordonnée au niveau national.

Réserve tournante : Capacité de production mobilisable rapidement pour maintenir l'équilibre du système électrique.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) : Système de supervision et de contrôle permettant la surveillance et la conduite à distance des installations électriques.

Services système / services auxiliaires : Services techniques nécessaires au maintien de la stabilité, de la qualité et de la sécurité du réseau électrique.

SOMELEC : Société Mauritanienne d'Électricité assurant les activités de production, transport, distribution et commercialisation de l'électricité en Mauritanie.

Stabilité du réseau : Capacité du système électrique à maintenir un fonctionnement normal après une perturbation.

Téléconduite : Commande et supervision à distance des équipements électriques via des systèmes de communication.

TdRs (Termes de Référence) : Document définissant le contexte, les objectifs, l'étendue des prestations, les livrables et les exigences d'une mission.

TURP (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics) : Tarification appliquée à l'utilisation des infrastructures électriques.

UGP (Unité de Gestion du Projet) : Structure chargée de la coordination administrative, financière et technique du projet.

I. Contexte général

1. Introduction Générale

La Mauritanie est un pays aride d'Afrique du Nord de climat sahélo-saharien, avec un ensemble complexe de défis de développement. Sa population de 4,927 millions d'habitants a augmenté à raison de 3,1% par an depuis 2013(RGPH5, ANSADE 2023).

Quoique le pays soit peu peuplé relativement à sa superficie (1,037 millions de Km²), les dynamiques démographiques tant humaines qu'animales, les pratiques agricoles et la pression urbaine ont infligé de profondes transformations écologiques aux conséquences économiques et sociales d'envergure. Au cœur des défis environnementaux en Mauritanie figure bien naturellement la désertification, les pertes d'habitats naturels ainsi que les pénuries d'eau. Preuve que les changements climatiques ont déjà eu leurs effets, les sécheresses sont de plus en plus fréquentes et de plus en plus intenses. La capacité de charge du milieu est totalement disproportionnée par rapport aux pressions exercées sur les ressources. Les maigres ressources naturelles ont pâti d'une mauvaise planification temporelle et spatiale des usages. Les plans d'aménagement du territoire adoptés n'ont point été exécutés à satisfaction. Le pays connaît un environnement naturel fragile accentuant la pauvreté et la vulnérabilité des ménages et affectant de surcroît l'économie du pays. Dans ce contexte, le projet de ligne haute tension Nouakchott–Néma et ses infrastructures associées traversent des zones sensibles sur les plans écologique et social. Le Projet d'Interconnexion Électrique en 225 kV Mauritanie–Mali et ses infrastructures associées contribueront au renforcement de la transition énergétique en Mauritanie en favorisant l'intégration d'une production d'électricité issue principalement des énergies renouvelables, en substitution progressive des centrales thermiques fonctionnant au diesel. Bien que la réalisation des infrastructures puisse entraîner des impacts environnementaux et sociaux localisés durant les phases de construction et d'exploitation, ceux-ci seront gérés conformément aux exigences nationales ainsi qu'aux politiques environnementales et sociales applicables aux projets financés par la Banque Africaine de Développement.

Le gouvernement a fait de la diversification économique et du développement régional des priorités pour favoriser la création d'emplois. Pour répondre au défi de la pauvreté et soutenir le développement économique du pays, actuellement principalement concentré à Nouakchott, Nouadhibou et autour des quelques mines, le gouvernement promeut un programme de développement régional.

Pour relever ces défis, le Gouvernement a adopté la Stratégie de Croissance Accélérée et de Prospérité partagée (SCAPP), qui comprend pour le secteur de l'énergie un ambitieux programme d'électrification de l'ensemble des localités urbaines et rurales à l'horizon 2030. La stratégie s'articule autour des trois piliers suivants :

- Favoriser une croissance plus élevée, durable et inclusive créatrice d'emplois dans les secteurs qui présentent un potentiel élevé pour l'emploi tels que l'agriculture, les activités pastorales et la pêche. L'objectif est d'améliorer les infrastructures publiques, de promouvoir le développement du secteur privé en améliorant le climat des affaires, de développer les partenariats public-privé, d'élargir l'accès des petites et moyennes entreprises aux services financiers et de favoriser l'investissement direct étranger ;

- Développer le capital humain et améliorer l'accès aux services sociaux de base, en visant en priorité l'accès et la qualité de l'éducation, la formation professionnelle et la santé ;
- Renforcer de la gouvernance. À ce titre, une nouvelle loi organique des finances renforcera la transparence et la responsabilisation.

2. Contexte Sectoriel

La stratégie d'électrification en Mauritanie est définie dans la SCAPP avec pour objectifs sectoriels : (i) le développement de nouvelles capacités de production à partir des ressources nationales, dont le gaz naturel ; (ii) l'extension du réseau de transport et l'interconnexion avec les pays voisins ; (iii) l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et (iv) la mise en œuvre des solutions hors réseau dans les zones rurales reculées.

La Société Mauritanienne d'Electricité (GROUPE SOMELEC) intervient sur l'ensemble des segments d'activités de l'électricité, à savoir la Production, le Transport, la Distribution et la Commercialisation. Le secteur de l'électricité en Mauritanie a bénéficié d'investissements importants dans les infrastructures électriques, en particulier dans les systèmes de production et de transport, avec une part croissante d'énergies renouvelables. La puissance installée totale en 2024, au niveau de la SOMELEC est de 682 MW, dont 522 MW sont disponibles. La production d'énergie renouvelable comprend (i) une centrale éolienne de 30 MW à Nouakchott (2017), (ii) deux centrales solaires de 15 MWc et 50 MWc à Nouakchott mises en service respectivement en 2013 et 2017, (iii) une centrale éolienne de 100 MW mise en service en 2023 à Boulénouar et (iv) les parts de la Mauritanie dans la centrale hydroélectrique de Manantali (30 MW), la centrale hydroélectrique de Felou (18 MW) et 47 MW qui représentent la quote-part de la centrale de Gouina. Le parc de la production électrique devra s'enrichir à l'horizon 2030 d'une centrale solaire 50 MWc à Kiffa au titre du PIEMM et à minima de 3 IPP à travers les 2 premiers projets IPP déjà signés : (i) hybride solaire (168MWc)-éolien (60MW)- BESS (370 MWh) et (ii) GtP(230MW) et en perspective l'IPP-50 MWc à Néma du PIEMM. La Mauritanie a réalisé un important programme de construction de réseau de transport de l'énergie électrique visant à desservir les grands centres nationaux de consommation notamment les lignes HT Nouakchott – Nouadhibou, la ligne Sélibabi - Mbout et la ligne 225 kV Nouakchott-Keur Per et des autres sont en cours d'exécution , Nouakchott – Zouerate et Sélibabi – Kiffa) et à créer et/ou à consolider les interconnexions avec les pays limitrophes (Nouakchott – Néma avec dérivation vers Kayes) et les perspectives d'interconnexion avec le Maroc et l'Algérie. Sur le plan régional, la Mauritanie est membre du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest-Africain (EEEOA/WAPP) de la CEDEAO et de l'organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS). Pays-pont entre l'Afrique de l'Ouest et le Maghreb, elle dispose d'interconnexions en service ou en projet (Mali, Sénégal via l'OMVS, Maroc). Le futur Code de Réseau devra donc être compatible avec ces ensembles régionaux.

3. Contexte du projet

Le Plan Directeur Production/Transport à l'horizon 2040 a mis en évidence, malgré les capacités de production existantes, des insuffisances à court et moyen termes du système électrique national, ainsi que la nécessité de renforcer les infrastructures de production, de transport et de distribution. Il a également défini l'architecture future du système électrique en Mauritanie, caractérisée notamment par une diversification des sources de production et une intégration accrue des énergies renouvelables, ainsi que le développement des interconnexions régionales.

Dans ce contexte, la SOMELEC, en coordination avec les autorités publiques, œuvre à la modernisation et au renforcement du système électrique national afin d'assurer une couverture

optimale de la demande en énergie électrique, dans le respect des orientations de la politique énergétique nationale et en valorisant les ressources renouvelables disponibles.

Toutefois, le développement rapide du secteur électrique, marqué par l'introduction de nouvelles capacités de production, l'intégration croissante des énergies renouvelables variables, le déploiement de systèmes de stockage d'énergie et le renforcement des interconnexions, nécessite la mise en place d'un cadre technique et réglementaire structuré permettant d'encadrer de manière cohérente l'ensemble des acteurs du système électrique.

À cet effet, le Gouvernement de la République Islamique de Mauritanie a obtenu un financement du Groupe de la Banque Africaine de Développement dans le cadre du Projet d'Interconnexion Électrique en 225 kV Mauritanie-Mali et de développement de centrales solaires associées (PIEMM). Une partie de ce financement sera consacrée au recrutement d'un cabinet de consultants chargé de l'élaboration d'un Code de Réseau.

Ce Code de Réseau constituera un référentiel technique et opérationnel définissant les règles applicables à l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique, notamment en matière de raccordement, d'exploitation, de planification et de qualité de service. Il permettra également de préciser les exigences techniques applicables aux installations de production, y compris celles utilisant des énergies renouvelables, ainsi qu'aux systèmes de stockage d'énergie. Le Code couvrira le réseau interconnecté national (RIN) ainsi que, en tant que de besoin, les réseaux isolés, les mini-réseaux et les points d'interconnexion transfrontaliers. Il devra aussi traiter également de la normalisation, du comptage, de la commercialisation et de la formation des opérateurs du système.

Un lexique / glossaire sera introduit en début de document afin de préciser tous les termes techniques et réglementaires auxquels il est fait référence (définitions des grandeurs, des acteurs, des états du système, etc.).

Par ailleurs, le Gouvernement de la République Islamique de Mauritanie a engagé une dynamique de réforme du secteur de l'énergie, notamment à travers l'introduction de projets structurés selon le modèle de producteur indépendant d'électricité (IPP), encadrés par des contrats d'achat d'électricité (PPA) et l'ouverture progressive du secteur à de nouveaux acteurs. Dans ce contexte, la mise en place d'un Code de Réseau apparaît comme un outil indispensable pour garantir un cadre transparent, équitable et sécurisé pour l'ensemble des intervenants du secteur. La restructuration du Groupe SOMELEC (société mère et filiales) et le rôle de l'Autorité de Régulation (ARE) appellent des règles transparentes d'accès des tiers au réseau, supervisées par l'ARE.

Ainsi, le présent projet s'inscrit dans une vision globale de modernisation du système électrique national, visant à renforcer sa fiabilité, sa stabilité et sa performance, tout en assurant son alignement avec les standards internationaux et les exigences liées aux interconnexions régionales.

II. OBJECTIFS DES TERMES DE RÉFÉRENCE

Les présents Termes de Référence (TdR) ont pour objectif de servir de base pour le recrutement d'un Bureau d'études chargé de réaliser la mission d'élaboration d'un Code de Réseau pour la République Islamique de Mauritanie.

Les missions du consultant portent notamment sur la réalisation de :

- L'analyse du cadre juridique, réglementaire et institutionnel du secteur de l'électricité ;

- Le diagnostic technique et opérationnel du système électrique (production, transport, distribution et dispatching) ;
- L'identification des besoins en matière de régulation technique du réseau électrique ;
- L'évaluation de la gestion des interconnexions existantes et prévues à court et moyen terme ;
- L'élaboration du Code de Réseau, incluant notamment :
 - Les règles de planification du réseau (Planning Code) en relation avec les contraintes des interconnexions existantes ou à venir à court et moyen terme ;
 - Les conditions de raccordement au réseau (Connection Code) ;
 - Les règles d'exploitation et de conduite du système électrique (Opération Code) ;
 - Les exigences techniques applicables aux installations de production, y compris les énergies renouvelables et les contraintes issues des conditions d'interconnexion ;
 - Les dispositions relatives au comptage (Metering Code ou le Code de comptage de l'énergie électrique) ;
 - Le Code de sauvegarde et de reconstitution du réseau (plan de défense, délestage, black-start) ;
 - Les dispositions générales et le glossaire commun, ainsi que les règles de collaboration entre gestionnaires de réseau et avec les parties interconnectées ;
- L'intégration des exigences techniques liées aux énergies renouvelables et aux systèmes de stockage d'énergie ainsi qu'aux interconnexions ;
- L'analyse comparative des bonnes pratiques internationales en matière de Grid Code ;
- L'organisation des consultations et ateliers avec les parties prenantes du secteur : atelier de démarrage, atelier de préparation de la collecte de données, ateliers de concertation par chapitre, et atelier de restitution / validation des livrables. ;
- L'élaboration d'un plan de mise en œuvre, de suivi et de mise à jour du Code de Réseau ;
- L'appui à la validation institutionnelle et réglementaire du Code de Réseau ;
- L'assistance au Maître d'Ouvrage dans le processus d'adoption et de mise en application du Code de Réseau.

Durée de la mission

Le délai global imparti au titulaire du Marché pour achever l'ensemble des prestations est de dix (10) mois, hors délais d'approbation des livrables. Ce délai commence à compter de la notification de l'ordre de service de démarrage.

Le Consultant travaillera en étroite collaboration avec la SOMELEC – Société mère, ainsi qu'avec l'ensemble des parties prenantes concernées (ministères chargés de l'Énergie et de l'Économie, Autorité de Régulation, opérateurs du secteur, les producteurs indépendants (IPP) et les auto-producteurs (sites miniers) ...etc.).

Le programme de la mission pourra être ajusté pour des raisons techniques ou opérationnelles. Toutefois tout ajustement du programme fera l'objet d'une demande écrite motivée du Consultant, précisant la nature de l'ajustement, son impact sur le calendrier et les livrables, et sera soumis à la validation préalable de la SOMELEC – Société mère, qui obtiendra le cas échéant l'accord de la Banque.

Le Consultant devra s'adapter à ces ajustements sans incidence financière, après validation par la SOMELEC – Société mère, qui se chargera d'obtenir les accords nécessaires de la Banque.

Le Consultant prévoira une réunion de démarrage des prestations doit avoir lieu aux locaux du Maître d'Ouvrage ou en ligne après la signature du contrat de 10 jours ouvrable. Lors de cette réunion, le Maître d'Ouvrage mettra à la disposition du Consultant l'ensemble des documents,

études, données et informations disponibles en lien avec les prestations attendues, notamment les études du système électrique, les rapports d'exploitation, les documents réglementaires et les projets en cours. Le Maître d'Ouvrage et le Consultant discuteront de l'étendue des prestations et du programme de travail.

Préalablement à la réunion de démarrage, des échanges en ligne sont organisés entre le Maître d'Ouvrage et le Consultant pour en arrêter conjointement les modalités : lieu, date, durée, ordre du jour et liste des parties prenantes à convier.

Le Consultant devra fournir, au plus tard trois (3) semaines après la réunion de démarrage :

- Le programme général de travail détaillant l'ensemble des prestations à fournir, avec un tableau indiquant les experts mobilisés et les hommes-mois prévus ;
- Un calendrier d'exécution sous forme de diagramme (type MS Project) précisant les tâches, sous-tâches et responsabilités ;
- Les canevas des livrables et leurs dates d'émission ;
- Un plan détaillé de gestion de projet.

Étendue de prestation : Chaque prestation décrite ci-après est associée à un ou plusieurs livrables identifiés, dont la liste complète et le calendrier figurent à la section « Rapports demandés et calendrier des livrables ».

1. Rapport de synthèse sur l'existant et diagnostic du système électrique

Le Consultant devra établir un état des lieux détaillé du système électrique national, couvrant :

- i) Les installations de production, les réseaux de transport et de distribution ;
- ii) Les pratiques d'exploitation (dispatching, gestion des incidents, réserve, contraintes d'interconnexion) ;
- iii) Les performances du réseau (stabilité, qualité de service, pertes) ;
- iv) L'intégration actuelle des énergies renouvelables ;
- v) Les systèmes de comptage, de protection et de contrôle (SCADA) ;
- vi) Les réseaux isolés et mini-réseaux, ainsi que les points et capacités d'interconnexion régionale (OMVS, Mali, Sénégal, Maroc et l'Algérie) ;
- vii) L'état des plans de protection, du régime de neutre et des schémas de postes existants, ainsi qu'un relevé de la qualité de l'onde (harmoniques, flicker, déséquilibres, creux de tension) sur le réseau.

Le Consultant procédera à l'analyse des documents existants, réalisera les visites de terrain nécessaires et conduira une campagne de collecte de données sur site auprès de l'ensemble des parties prenantes, notamment le ministère chargé de l'Energie, la SOMELEC, l'Autorité de régulation, ainsi que les entités publiques et privées concernées.

Le Consultant identifiera et analysera les principales contraintes techniques du système électrique national, notamment, sans que cette liste soit limitative :

- les contraintes de tension, de fréquence, de stabilité statique et dynamique du système ;
- les limitations, congestions et insuffisances du réseau de transport et de distribution ;
- les contraintes liées au dispatching, à la conduite du système et à l'équilibre offre-demande ;

- les problématiques d'intégration des énergies renouvelables variables, notamment le solaire et l'éolien ;
- les exigences de raccordement des producteurs, y compris les producteurs indépendants d'électricité — IPP ou PPA ;
- les contraintes liées aux interconnexions régionales et aux échanges transfrontaliers ;
- les besoins en services auxiliaires : réglage de fréquence, réglage de tension, réserve tournante, compensation réactive, black-start, etc. ;
- les exigences de protection, de comptage, de téléconduite, de communication et d'échange de données ;
- les contraintes liées à la qualité de l'énergie : harmoniques, flicker, déséquilibres, creux de tension ;
- les besoins de planification du réseau à moyen et long terme, y compris l'intégration des futurs projets de production, de transport et d'interconnexion.
- Enjeux de pénétration élevée des EnR variables et de stockage (taux de pénétration instantané, inertie, réserves) ;
- et traitement des charges majeures (sites miniers, futurs électrolyseurs d'hydrogène vert).

Le Consultant devra justifier les hypothèses techniques retenues et analyser plusieurs scénarios d'évolution du système électrique, en tenant compte notamment de la croissance de la demande, du développement des moyens de production, de l'intégration progressive des énergies renouvelables, des interconnexions actuelles et prévisionnelles avec les pays voisins, des interfaces avec les autres GRT indépendants, ainsi que des projets d'hydrogène vert et des producteurs indépendants d'électricité (IPP).

Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit de demander au Consultant la réalisation de visites ou missions de terrain complémentaires, chaque fois qu'il l'estimera nécessaire à la bonne exécution de la mission et à l'atteinte de ses objectifs.

2. Analyse du cadre réglementaire

Le Consultant analysera le cadre juridique et réglementaire applicable au secteur électrique en Mauritanie dans un rapport distinct, incluant :

- Lois et règlements ;
- La Loi n°2022-027 du 30 décembre 2022 portant Code de l'Électricité et ses textes d'application, les licences/concessions et le règlement de service ;
- Normes techniques ;
- Procédures administratives.

Il identifiera les écarts avec les standards internationaux et formulera des recommandations pour assurer la cohérence du Code de Réseau avec le cadre existant.

Dans le cadre de sa mission, le Consultant devra réaliser les études techniques et les analyses du système électrique au moyen de logiciels spécialisés reconnus à l'échelle internationale, tels que DIgSILENT PowerFactory, PSS/E, ETAP ou tout autre logiciel équivalent préalablement approuvé par le Maître d'Ouvrage.

Le Consultant devra préciser dans son offre le ou les logiciels proposés, ainsi que leurs versions exactes. Il devra également fournir à l'UGP, pour les besoins d'exploitation, de vérification, de mise à jour et de validation des résultats, une version de ou des logiciels utilisés, ainsi qu'une version exploitable des modèles, fichiers de calcul, bases de données et résultats issus des simulations, compatible avec la version du logiciel utilisée dans le cadre de la mission.

Les analyses réalisées devront être conformes aux standards, normes et bonnes pratiques internationales applicables aux réseaux électriques interconnectés, notamment ceux de l'ENTSO-E, de l'IEEE, de l'IEC et du CIGRE.

3. Analyse comparative internationale (Benchmark international)

Le Consultant réalisera une analyse comparative des Codes de Réseau en vigueur dans des pays présentant des caractéristiques similaires au contexte mauritanien dans un rapport distinct. La liste des pays de référence proposés devra être soumise à l'approbation préalable du Maître d'Ouvrage, lequel se réserve le droit de l'accepter, de la modifier ou de demander l'intégration d'autres pays jugés pertinents. Dans tous les cas, il devra couvrir en priorité les codes de l'EEEOA/WAPP et les codes nationaux du Sénégal, de la Côte d'Ivoire, de l'Algérie et du Maroc, complétés de références maghrébines et européennes pertinentes.

Cette analyse comparative portera notamment sur :

- Analyse des bonnes pratiques ;
- Identification des modèles pertinents ;
- Recommandations adaptées au contexte national.

4. Élaboration du Code de Réseau Électrique (Grid Code)

Sur la base du diagnostic, le Consultant élaborera un Code de Réseau complet, structuré selon les bonnes pratiques internationales.

Le Code sera structuré en chapitres autonomes alignés sur les codes de réseau de l'EEEOA/WAPP et les codes ENTSO-E (RfG, DCC, HVDC, ER, SO) et comprendra notamment :

a) Planning Code

- Règles de planification du système électrique ;
- Prévisions de la demande et de la production ;
- Développement du réseau :
 - Critères de planification et de sécurité chiffrés : critère de redondance minimale N-1, niveaux de fiabilité, marges de réserve, et capacité d'accueil des EnR par poste et par zone (réf. codes de planification EEEOA et sénégalais) ;
 - Révision périodique du plan de développement du réseau (au moins tous les cinq ans) et coordination avec le plan directeur régional du WAPP et les projets d'interconnexion ;
 - Infrastructure de données de planification : base de données réseau, scénarios de référence, méthodologie d'études de réseau et d'adéquation production-demande.

b) Connection Code

- Conditions de raccordement des producteurs et consommateurs ;
- Exigences techniques (tension, fréquence, protections, performances):
 - Différenciation des exigences par niveau de tension (BT, HTA, HTB) et par catégorie de puissance des producteurs (types A, B, C, D selon l'approche RfG/EEEOA) ;
 - Capacité constructive (plages U/f, tenue aux creux de tension et surtensions LVRT/HVRT, réglage de fréquence FSM/LFSM et de tension, capacité réactive U-Q/P) ;
 - Exigences spécifiques aux EnR variables, au stockage (BESS), aux installations hybrides et HVDC ;
 - Limites de propriété et contrôle de conformité par essais.
 - Processus de raccordement structuré en phases (autorisation, réalisation, mise en service) avec délais, file d'attente transparente et répartition des responsabilités d'études (réf. EEEOA CC3) ;
 - Procédure de dérogation : conditions, instruction et octroi des dérogations aux exigences techniques (réf. EEEOA CC4.7) ;
 - Caractéristiques des points de raccordement : régime de neutre, schémas types de postes HTB/HTA, plans et réglages de protection, et systèmes de communication/téléconduite associés (réf. codes ivoirien et sénégalais) ;
 - Qualité de l'onde — limites chiffrées : harmoniques (taux de distorsion), flicker (Pst/Plt), déséquilibre de tension, creux de tension et variations rapides de tension supportés et émis (réf. EEEOA CC2.5) ;
 - Exigences applicables aux installations de consommation (Demand Connection Code – DCC) : facteur de puissance, perturbations émises et supportées, conditions de séparation, et participation à la gestion de la demande / effacement, avec exigences renforcées pour les charges majeures (sites miniers, électrolyseurs d'hydrogène) ;
 - Conditions de service différenciées pour les mini-réseaux, les réseaux isolés et certaines catégories de clients particuliers, ainsi que les modalités de raccordement futur des mini-réseaux au réseau principal.
- Procédure de raccordement aux réseaux de transport ;
- Procédure de suppression d'un raccordement aux réseaux de transport ;
- Règles techniques de raccordement au réseau.

c) Opération Code

- Gestion d'accès aux réseaux de transport (contractualisations, interconnexions, etc ...) ;
- Procédure de révision de la puissance souscrite ;
- Règles de conduite du système électrique ;
- Gestion des incidents et des urgences ;
- Dispatching et gestion des réserves :
 - Services système (réglages de fréquence et de tension, réserves, compensation réactive) et
 - Les modalités de participation/rémunération ; coordination d'exploitation avec les parties interconnectées (WAPP, OMVS/OMVG, Mali, Maroc) : échanges programmés, secours mutuel, défense coordonnée.

- Gestion des situations d'urgence et conduite en temps réel : échanges d'informations en temps réel, suivi de la charge, mobilisation et reconstitution des réserves, et procédures entre centres de conduite (réf. EEEOA OC et CC5.6/5.7) ;
- Sécurité d'exploitation : limites opérationnelles, analyse des aléas (N-1) et actions correctives, études de stabilité, réglage de tension et de puissance réactive aux frontières (réf. EEEOA OC3) ;
- Gestion de la capacité de transfert aux interconnexions : calcul des capacités (TTC/NTC), allocation de la capacité de transport et gestion des congestions, en cohérence avec les procédures du WAPP (réf. EEEOA OC2).
- Règles de sûreté pour l'exploitation du réseau ;
- Procédures d'échange des données.

d) Code d'équilibre et service système

- Rôles et responsabilités d'équilibrage ;
- Service système.

e) Code de comptage de l'énergie électrique (Metering Code)

- Exigences de comptage et de mesure :
 - Comptage des échanges aux interconnexions et compatibilité avec le système de comptage régional EEEOA ;
 - Classes de précision, validation et agrégation ;
 - Confidentialité et intégrité des données.
- Responsabilités des acteurs ;
- Procédures relatives aux installations de comptage et de mesure

f) Exigences techniques spécifiques

- Exigences applicables aux installations de production (y compris ENR et interconnexions) ;
- Intégration des systèmes de stockage (BESS) ;
- Exigences SCADA et télécommunication.
- Exigences minimales de cybersécurité et de résilience des systèmes de conduite, de téléconduite et d'échange de données.
- un Code de sauvegarde et de reconstitution (plan de défense, délestage, îlotage, black-start, resynchronisation) ; et des modèles de documents contractuels (raccordement, exploitation, interconnexion).

Outre les chapitres ci-dessus, il comprendra :

- des dispositions générales, un glossaire et des valeurs de référence (dont les états du système : normal, alerte, urgence, incident généralisé, reconstitution) ;
- le Code de collaboration : relations entre le gestionnaire de transport (GRT), les gestionnaires de distribution (GRD) et les gestionnaires de mini-réseaux ; échange d'informations, coordination des manœuvres, droit d'accès aux installations et aux propriétés, confidentialité et protection des données des utilisateurs, et règlement des litiges (réf. code de collaboration sénégalais) ;

- les Règles de marché et d'accès des tiers au réseau : principes d'accès non discriminatoire, tarification de l'usage du réseau (TURP), programmation et gestion des écarts production-soutirage, et participation aux échanges régionaux du marché de l'électricité de l'EEEOA (réf. code du marché EEEOA) ;
- les Exigences de formation des opérateurs du système : principes, programmes et certification des opérateurs (notions de base, code de réseau, exploitation, planification), en cohérence avec le code de formation des opérateurs de l'EEEOA (OpTC) et le code sénégalais ;
- Le Processus d'adaptation du Code et dialogue permanent : mise en place d'un groupe de travail permanent, procédure de révision et de mise à jour périodique du Code, et mécanisme de concertation continue entre les acteurs (réf. code de réseau sénégalais).

g) Autres codes et procédures complémentaires

- Code de défense ;
- Code de collaboration ;
- Code de bonne conduite du réseau de transport.

Le Consultant veillera à :

- Assurer la cohérence du Code de Réseau avec les exigences techniques des organisations régionales concernées, notamment l'OMVS, le WAPP, le Maghreb...etc. ;
- Le Consultant devra également proposer des exigences minimales relatives à la cybersécurité, à la disponibilité des données et à la sécurité des systèmes de conduite du réseau ;
- S'aligner sur les standards internationaux (ENTSO-E, IEEE) et s'inspirer des codes de réseau nationaux de la sous-région — code de réseau du Sénégal (2021), codes de raccordement et cahiers des charges de la Côte d'Ivoire (HTB) — et du cadre réglementaire marocain (interconnexion ONEE–SOMELEC), en plus des standards IEC/CEI et CIGRÉ ;
- Préciser le statut juridique et le degré d'opposabilité du Code (adoption par voie réglementaire après avis de l'Autorité de Régulation), ses modalités d'entrée en vigueur, de dérogation et de mise à jour, et un régime transitoire pour les installations existantes.
- Adapter le Code au contexte mauritanien ;
- Le Consultant devra définir des exigences techniques mesurables, incluant des critères de performance, des seuils de conformité et des indicateurs de qualité de service applicables aux utilisateurs du réseau.

h) Plan de mise en œuvre du Code de Réseau, concertation et validation

a. Plan de mise en œuvre du Code de Réseau :

Le Consultant proposera un plan détaillé comprenant :

- Les étapes d'adoption du Code ;
- Les mécanismes de contrôle et de conformité ;

- Les procédures de mise à jour ;
- Les responsabilités institutionnelles.
- Un régime transitoire de mise en conformité des installations existantes (clauses d'antériorité et échéances) ;
- La mise en place d'un groupe de travail permanent assurant l'adaptation continue du Code.

b. Concertation et validation :

Le Consultant organisera des ateliers de concertation avec les parties prenantes :

- Ministère de l'Énergie ;
- SOMELEC ;
- Autorité de régulation ;
- Producteurs et acteurs privés.

Il intégrera les observations recueillies et produira une version consolidée du Code de Réseau.

A. Rapports demandés et calendrier des livrables :

Dans le cadre de l'exécution des prestations objet du présent contrat, le Consultant produira au minimum les livrables suivants :

N°	Livrables et date de livraison	Délais	Nombre d'exemplaires	Mode de présentation
1	Rapport provisoire de synthèse sur l'existant et diagnostic du système électrique	4 mois après la réunion de démarrage	1 copie sur 3 clés USB + 3 copies papier	Présentielle à Nouakchott (atelier à la charge du Consultant)
2	Rapport définitif de synthèse sur l'existant et diagnostic du système électrique	4 mois et 2 semaines après la réunion de démarrage	1 copie sur 3 clés USB + 3 copies papier	Par visioconférence
3	Rapport provisoire de l'analyse du cadre réglementaire	7 mois après la réunion de démarrage	1 copie sur 3 clés USB + 3 copies papier	
4	Rapport provisoire de benchmark international (Grid Code)	7 mois après la réunion de démarrage	Une (01) copie sur 3 clés USB	Présentielle à Nouakchott (atelier à la charge du Consultant)

5	Version provisoire du Code de Réseau Électrique (Grid Code)	7 mois après la réunion de démarrage	1 copie sur 3 clés USB	
6	Rapport définitive de l'analyse du cadre réglementaire	10 mois après la réunion de démarrage	1 copie sur 3 clés USB + 3 copies papier	Par visioconférence
7	Rapport définitive de benchmark international (Grid Code)	10 mois après la réunion de démarrage	Une (01) copie sur 3 clés USB	
8	Version définitive du Code de Réseau Électrique (Grid Code)	10 mois après la réunion de démarrage	1 copie sur 3 clés USB	

Chaque livrable fera l'objet d'une validation formelle par le Maître d'Ouvrage dans un délai de 14 jours. Le Consultant devra intégrer les observations sans incidence financière.

Le Consultant doit se rendre à Nouakchott pour animer les ateliers de validation du Code de Réseau et assister le Maître d'Ouvrage dans le processus d'adoption. Lors de la préparation de la version provisoire du Code de Réseau, des séances de travail devront être organisées avec les représentants du Maître d'Ouvrage au siège du Consultant. Le Consultant accompagnera également la SOMELEC – Société mère jusqu'à l'approbation du Code de Réseau par l'Autorité de Régulation (ARE) et sa validation par le Ministère de l'Énergie et du Pétrole (MEP). Les frais liés à ces missions seront pris en charge par le Consultant. Les documents devront inclure tous les schémas, diagrammes, logiques de fonctionnement et matrices de conformité nécessaires. Ils seront rédigés en langue française et fournis également en version électronique. Le Consultant prendra en charge les frais d'impression, de reproduction et de transmission.

NB: le Consultant assistera le Maître d'Ouvrage dans :

- La validation institutionnelle du Code ;
- Le processus d'adoption réglementaire ;
- La mise en œuvre initiale du Code ;
- Toute activité nécessaire à la bonne appropriation du Code par les acteurs, notamment un plan de formation détaillé sera proposé.

- Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit de demander au Consultant la réalisation de visites ou missions de terrain complémentaires, chaque fois qu'il l'estimera nécessaire à la bonne exécution de la mission et à l'atteinte de ses objectifs.

III. METHODE DE SELECTION DE LA LISTE RESTREINTE

La méthode de sélection applicable à la Demande de Propositions (DP) sera basée sur la Qualité et le Coût (SBQC), conformément aux procédures de la Banque Africaine de Développement (BAD).

Les critères d'évaluation pour l'établissement de la liste restreinte, notés sur un total de 100 points, sont les suivants :

- Expérience générale du Consultant dans le domaine de l'énergie électrique, notée sur 10 points, à raison de 1 point par année d'expérience, jusqu'à concurrence de 10 points ;
- Expériences spécifiques dans l'élaboration ou la révision de Code de Réseau (Grid Code), dûment justifiées et attestées, notées sur 40 points, à raison de 10 points par expérience, jusqu'à concurrence de 40 points ;
- Expériences spécifiques dans les études techniques des systèmes électriques (exploitation, planification, stabilité, intégration des ENR), dûment justifiées et attestées, notées sur 20 points, à raison de 05 points par expérience, jusqu'à concurrence de 20 points ;
- Expérience du Consultant en appui aux institutions (opérateurs de réseau, régulateurs, ministères) dans le secteur électrique, notée sur 25 points, à raison de 5 points par mission, jusqu'à concurrence de 25 points ;
- Expérience dans la sous-région (pays du Maghreb et pays de CDEAO) 5 points.

NB :

- Seules les références pour lesquelles les candidats auront fourni les informations requises ainsi que des attestations de bonne exécution établies par les bénéficiaires (en français ou traduites en français) seront prises en compte lors de l'évaluation des manifestations d'intérêt ;
- Afin de permettre à la SOMELEC- société mère de vérifier l'authenticité des attestations, les candidats sont tenus d'indiquer, pour chaque attestation fournie, l'adresse mail et le numéro de téléphone d'un responsable qui peut confirmer l'authenticité de ladite attestation. Seules les pièces constitutives du dossier de candidature libellées en français ou accompagnées de leur traduction conforme dans cette langue seront prises en compte lors de l'évaluation ;
- Les expériences doivent être achevées au cours des dix (10) dernières années ;
- Chaque référence est à résumer sur une fiche de projet : Chaque référence présentée par le candidat devra faire l'objet d'une fiche de projet complète permettant d'apprécier sa recevabilité et sa pertinence au regard des critères d'évaluation. Cette fiche devra, au minimum, indiquer : (i) l'intitulé et la nature de la mission ; (ii) la description détaillée de l'étendue des prestations effectivement réalisées par le candidat ; (iii) le rôle exact et le niveau d'implication du candidat dans la mission ; (iv) la durée de la mission ainsi que la période de réalisation ; (v) les caractéristiques principales du projet ; (vi) le montant de la mission ; (vii) le nom du bénéficiaire, son pays ainsi que la source de

financement, etc. Les Consultants intéressés peuvent se mettre en association pour augmenter leur chance de qualification.

- En cas d'égalité de points entre deux ou plusieurs soumissionnaires, le départage sera effectué sur la base du plus grand nombre de références jugées conformes au critère suivant : « missions d'élaboration ou de révision de Code de Réseau (Grid Code) achevées avec satisfaction ».

Si cette comparaison ne permet pas de départager les soumissionnaires, le même mécanisme sera appliqué, par ordre successif, aux autres critères tels qu'ils figurent dans la grille d'évaluation, jusqu'à identification d'une différence permettant le classement.

- Un bureau qui ne présente pas au minimum les expériences suivantes sera éliminé :
 - Une mission d'élaboration ou de révision d'un Code de Réseau (Grid Code) ou document équivalent, achevée avec satisfaction au cours des dix (10) dernières années ;
 - Une mission d'étude technique des réseaux électriques (exploitation, planification ou stabilité) achevée avec satisfaction ;
 - Une mission intégrant les énergies renouvelables dans un système électrique (solaire, éolien ou hybride), achevée avec satisfaction.
 - Certification ISO 9001, 14001 et 45001 (pour le chef de file en cas de groupement).

IV. OBLIGATIONS DU CONSULTANT

Le Consultant sera entièrement responsable de la réalisation de sa mission. Il prendra toutes les dispositions nécessaires pour la bonne exécution de sa mission et dans les délais impartis. Il aura l'entière responsabilité de la prestation, y compris les parties réalisées par ses sous-traitants. Il programmera et spécifiera les tâches à exécuter en accord avec l'Unité de Gestion du Projet (UGP). Les présents Termes de Référence décrivent les tâches à exécuter par le Consultant ; toutefois, ils n'ont aucun caractère exhaustif.

Il devra s'engager à :

- Entreprendre les prestations avec tout le sérieux requis, conformément aux règles et aux normes internationalement reconnues (notamment ENTSO-E, IEEE ou équivalents), avec un personnel compétent et qualifié pour les besoins de la mission ;
- Respecter les lois, règlements et pratiques en vigueur en République Islamique de Mauritanie ;
- Vérifier la cohérence, la fiabilité et la complétude des données et informations collectées dans le cadre de l'exécution de sa mission ;
- Réaliser les prestations avec diligence et en conformité avec le calendrier d'exécution proposé et validé ; soumettre les rapports dans un format acceptable et approuvé par le Maître d'Ouvrage ;
- Souscrire toutes les assurances requises dans son contrat couvrant ses activités, ses employés, les déplacements et les équipements, sans recours contre le Maître d'Ouvrage ;
- Garantir la confidentialité des informations obtenues ainsi que des résultats produits durant l'exécution de la mission, et restituer à la fin de la prestation l'ensemble des documents mis à sa disposition ;

- Prendre en charge les frais liés à l'acquisition des documents, bases de données, logiciels spécialisés et services nécessaires à l'exécution de la mission (outils d'analyse réseau, modélisation, etc.) ;
- Mettre en place les moyens logistiques nécessaires à la bonne exécution du contrat (bureaux, équipements informatiques, moyens de communication, déplacements, etc.) ;
- Se doter de tous les équipements nécessaires à la réalisation des prestations, notamment les équipements informatiques (ordinateurs, logiciels spécialisés, imprimantes, scanners), les outils de communication et les moyens d'accès aux données techniques du système électrique ;
- Assurer la qualité technique des analyses, des études et des documents produits, en veillant à leur cohérence avec les standards internationaux et leur applicabilité au contexte national ;
- Assurer un transfert de compétences effectif au profit des homologues désignés par le Maître d'Ouvrage, notamment à travers les sessions de formation, les ateliers et l'implication directe dans les travaux ;
- Associer étroitement les homologues du Maître d'Ouvrage à l'ensemble des phases de la mission, afin de garantir une appropriation optimale du Code de Réseau et de ses modalités d'application ;
- Prendre en compte les observations du Maître d'Ouvrage et des parties prenantes, et intégrer les ajustements nécessaires sans incidence financière, dans la limite du périmètre de la mission.

V. OBLIGATIONS DU MAÎTRE D'OUVRAGE

Le Maître d'Ouvrage mettra à disposition du Consultant la documentation en sa possession en relation avec le projet, objet des présents termes de référence.

Le Maître d'Ouvrage facilitera l'accès du Consultant aux documents et archives ainsi que les contacts avec les Administrations, Organismes et Institutions en relation avec le projet, objet des présents termes de référence.

Le Maître d'Ouvrage facilitera les formalités d'entrée et de sortie du personnel et du matériel du Consultant et l'assistera dans les diverses formalités administratives (visa, ...).

VI. COMPOSITION ET CRITERES DE QUALIFICATION DU PERSONNEL CLE

Le Consultant mettra en place une équipe d'experts dont les Curricula Vitae (CV) signés et datés seront présentés dans son offre. Les experts devront posséder chacun une qualification adéquate et une expérience pertinente dans les domaines suivants et selon les spécialités requises :

1. Directeur de Projet / Chef de mission

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en génie électrique, électrotechnique, systèmes énergétiques ou équivalent.

Il devra justifier :

- d'au moins **Vingt (20) ans d'expérience générale** dans le secteur de l'énergie ;
- d'au moins **dix (10) ans d'expérience en tant que Chef de mission ou Directeur de projet** dans des missions d'études de systèmes électriques, de planification des réseaux électriques.

Il ou elle devra justifier de l'élaboration d'au moins un Code de réseau -Grid Code) similaire à celui projeté et d'expériences dans la gestion de missions financées par des bailleurs internationaux (BAD, Banque mondiale, AFD, etc.).

Maîtrise de la langue française est requise.

2. Expert systèmes électriques (Transport & exploitation)

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en génie électrique ou équivalent.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins **dix (10) ans d'expérience** dans l'analyse, la planification ou l'exploitation des réseaux électriques HT/MT ;
- d'une expérience dans les études de stabilité, de flux de puissance ou de gestion des réseaux interconnectés.

Une expérience dans l'élaboration ou l'application de Grid Code sera fortement appréciée.

Maîtrise de la langue française est requise.

3. Expert Grid Code / régulation technique

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en ingénierie électrique, régulation de l'énergie ou équivalent.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins **Quinze (15) ans d'expérience** dans l'élaboration, la révision ou l'application de Code de Réseau (Grid Code) ou de référentiels techniques équivalents ;
- d'une expérience dans la normalisation et la planification des infrastructures de transport et de distribution de l'énergie électriques.

Une expérience de travail avec des opérateurs de réseaux électriques et/ou des autorités de régulation du sous-secteur de l'électricité est exigée.

Maîtrise de la langue française est requise.

4. Expert énergies renouvelables et intégration réseau

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en énergie, génie électrique ou équivalent.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins quinze (15) ans d'expérience dans l'intégration des énergies renouvelables (solaire, éolien) dans les réseaux électriques dont au moins une expérience concluante se rapportant à l'intégration du stockage par batteries (BESS).
- d'une expérience dans les études d'impact des ENR sur la stabilité du réseau (fréquence, tension, intermittence).

Maîtrise de la langue française est requise.

5. Expert systèmes SCADA et télécommunications

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en électricité, télécommunications ou systèmes d'information.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins **dix (10) ans d'expérience** dans la conception ou l'exploitation de systèmes SCADA et de télécommunication pour les réseaux électriques et d'une expérience en cybersécurité des systèmes industriels/OT ;

- d'une expérience dans les systèmes de supervision et de contrôle des réseaux.

Maîtrise de la langue française est requise.

6. Expert cadre juridique et réglementaire de l'énergie

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en droit, droit de l'énergie, droit public ou équivalent.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins **quinze (15) ans d'expérience** dans l'analyse et l'élaboration de cadres juridiques et réglementaires dans le secteur de l'électricité ;
- d'une expérience en appui aux régulateurs ou aux ministères dans le domaine de l'énergie.

Maîtrise de la langue française est requise.

7. Expert études économiques et planification énergétique

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en économie, énergie, planification ou équivalent.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins **quinze (15) ans d'expérience** dans l'analyse économique et la planification des systèmes électriques ;
- d'une expérience dans les études de développement du secteur énergétique.

Maîtrise de la langue française est requise.

8. Expert sauvegarde environnementale et sociale

Il ou elle devra être titulaire d'un diplôme Bac+5 en environnement ou équivalent.

Il ou elle devra justifier :

- d'au moins **quinze (15) ans d'expérience** dans l'évaluation environnementale et sociale de projets d'infrastructures ;
- d'une expérience dans les normes des bailleurs (BAD, AFD, BM).

Maîtrise de la langue française est requise.

VII. Modalité de paiement

Cette étude sera régie par un contrat forfaitaire, qui couvrira l'ensemble des prestations allant de la notification du contrat jusqu'à l'approbation du dernier livrable.

Réf.	Titre du rapport	%	Délais
R1	Rapport définitif de synthèse sur l'existant et diagnostic du système électrique	10%	4 mois et 2 semaines après la réunion de démarrage
R2	Version provisoire d'analyse du cadre réglementaire, de benchmark international (Grid Code) et du Code de Réseau Électrique (Grid Code)	30%	7 mois après la réunion de démarrage
R3	Rapport définitif d'analyse du cadre réglementaire	15%	10 mois après notification
R4	Rapport définitif de benchmark international (Grid Code)	15%	10 mois après notification
R5	Rapport définitif du Code de Réseau Électrique (Grid Code)	30%	10 mois après notification

Les paiements sont conditionnés par la validation des livrables correspondants.