



REPUBLIQUE DE GUINEE



MINISTÈRE DE L'ENERGIE ET DE L'HYDRAULIQUE (MEH)

DIRECTION NATIONALE DE L'ENERGIE (DNE)

ELECTRICITE DE GUINEE (EDG)

DEUXIÈME PROJET DE RÉHABILITATION ET D'EXTENSION DES RÉSEAUX
ELECTRIQUE DE CONAKRY (PREREC – 2)

ACTUALISATION DU PLAN DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES
INFRASTRUCTURES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT

CONTRAT N° 2017/143/1/6/1/2/2/036



SCHÉMA DIRECTEUR - VERSION DÉFINITIVE
RAPPORT DE SYNTHÈSE DES ETUDES

FINANCEMENT : FONDS AFRICAIN DE DÉVELOPPEMENT (FAD)

Avril 2019



SOMMAIRE

1	<i>VUE D'ENSEMBLE SUR LE PROJET, SON APPROCHE ET SES RESULTATS</i>	<i>4</i>
2	<i>PRINCIPAUX RESULTATS DE L'ETUDE</i>	<i>16</i>
2.1	Projection de la demande électrique	16
2.2	Récapitulation du programme d'équipement et d'investissement proposé pour le développement du RNI.....	22
2.2.1	Programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du système interconnecté en moyens de production électrique	22
2.2.2	Programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du réseau interconnecté du transport de l'énergie électrique	26
2.2.3	Programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du réseau interconnecté de la distribution de l'énergie électrique.....	34
2.2.4	Récapitulation du programme d'investissement pour l'ensemble du développement du système électrique interconnecté et de son échéancier potentiel de décaissement	36
2.3	Programme d'équipement et d'investissement proposé pour la couverture de la demande électrique restant isolée en 2035.....	40
2.4	Résultats de l'étude de la stabilité du réseau national interconnecté du transport	42
2.5	Principaux résultats de l'évaluation économique et financière du programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du système électrique national interconnecté de Production – Transport – Distribution	43
2.5.1	Résultats de l'évaluation économique	43
2.5.2	Résultats de l'évaluation financière et recommandations	45
3	<i>ANNEXE : PROCES VERBAL DE L'ATELIER DE PRESENTATION DES RESULTATS PROVISOIRES DU RAPPORT DU SCHEMA DIRECTEUR ET LISTE DES PRESENTS ...</i>	<i>48</i>



LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Vue sur le Système Electrique Existant Exploité par EDG sur Fonds du Découpage Administratif.....	8
Figure 1.2 Sous-Préfectures de Couverture du Système Electrique Public de la Guinée en Situation de Départ (2016) (Zones RIC et CCI) et en Situation Projetée de 2025	9
Figures 1.3 Sous-Préfectures de Couverture du Système Electrique Public de la Guinée en 2035	10
Figure 1.4 Evolution Progressive Proposée du Rayon de Couverture du RNI – Couverture du Futur Réseau National Interconnecté	11
Figure 1.5 Illustration de l'Itinéraire Approximatif Existant du Gazoduc d'Afrique de l'Ouest	13
Figure 1.6- Configuration Projetée du RNI de Transport selon ce qui est Décidé à ce Stade....	14
Figure 2.1 – Demande Minière 'Vue par le Réseau de Transport' selon le Raccordement ou Non des Activités de Raffinage de l'Alumine	17
Figure 2.2 – Localisation des Projets Miniers Existants et Futurs Potentiels Susceptibles d'Etre Raccordés au Réseau Interconnecté Public (avec leur Demande en Puissance Electrique et les Dates Probables de Début de leurs Activités).....	18
Figures 2.3 Evolution de la Demande Restante Isolée par Rapport à la Demande Potentielle Totale et la Demande à Satisfaire par le RNI (en MW et MWh selon Scénario 2)	21
Figures 2.4 - Répartition Régionale Ultime de la Demande de Base Raccordée au RNI / Restante Isolée (en 2035) : Moyennes des Scénarii 1 et 2.....	22
Figure 2.5 Répartition du Programme d'Investissement en Nouveaux Moyens de Production Electrique Alimentant le RNI, Proposés par l'Etude, par Période de 5 ans.....	26
Figure 2.6 Schéma Unifilaire de 2020 et Cible (en 2035) du Réseau National Interconnecté de Transport Electrique de la Guinée - Scénario 2 – Variante de Base (Après Analyse de la Situation 'N-1').....	33
Figure 2.7 Ventilation Moyenne de l'Investissement Total Cumulé Proposé pour l'Expansion du Système Interconnecté de la Distribution (Moyenne des Scénarii 1 et 2).....	34
Figure 2.8 Plan de Mobilisation Supposé des Investissements Requis pour l'Expansion du Système Electrique Interconnecté de la Guinée – RNI, par Composante de Développement selon le Scénario 2 :de Référence – Variante de Base (en coûts constants de 2016).....	38
Figure 2.9 Illustration Comparative du Plan de Mobilisation Supposé du Total des Investissements Requis pour l'Expansion du Système Electrique Interconnecté (production-Transport-Distribution) de la Guinée – RNI selon le Scénario et la Variante (en coûts constants de 2016).....	39



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 Projets d'Interconnexions Annoncés entre le Système Electrique de la Guinée et ceux de la Sous-Région.....	6
Tableau 1.2 Ventilation de la Capacité Totale Installée de Production du RNI par Source (Selon l'Alternative de Base : Scénario 2/ de Croissance Prudente de la Demande et la Variante de Base, avec Raccordement des Mines au RNI).....	12
Tableau 2.1 Considérations et Hypothèses sur la Demande Externe Future du RNI – Guinée selon les Scénarii 1 et 2.....	19
Tableau 2.2 Demande Electrique à Satisfaire par le RNI par Scénario Prospectif	20
Tableau 2.3 Taux de Croissance Annuelle Moyenne de la Demande à Satisfaire par le RNI selon le Scénario (Ratios moyens sur 2016-2035).....	20
Tableau 2.4 Demande Electrique Restante Isolée Hors Zone de Couverture du RNI (aux Bornes Centrales /à la Livraison de la Distribution).....	20
Tableau 2.5 Récapitulation du Programme d'Equipement et d'Investissement en Moyens de Production Electrique du RNI par Période Quinquennale	24
Tableau 2.6 Programme d'Equipement et d'Investissement pour l'Expansion du Réseau Interconnecté du Transport Electrique (RNI) (Investissements à Prix Constants de 2016)	27
Tableau 2.7 Récapitulation du Programme d'Investissement en Moyens de Transport Electrique du RNI par Période Quinquennale	32
Tableau 2.8 – Programme d'Equipement et d'Investissement en Moyens de la Distribution Electrique Préconisé sur la Période 2023 - 2035	35
Tableau 2.9 – Evolution du Quantitatif Annuel Moyen à Prévoir par Période Quinquennale (de Mise en Service des Equipements) pour l'Expansion du Réseau National Interconnecté de la Distribution Electrique.....	36
Tableau 2.10 – Programme d'Investissement Global Cumulé sur toute la Période d'Analyse (jusqu'à 2035) Requis pour l'Expansion du Système Electrique National Interconnecté de la Guinée (en coûts constants de 2016)	37
Tableau 2.11 – Hypothèses sur le Décaissement des Investissements Dédiés à l'Expansion du Système Electrique Interconnecté (RNI).....	37
Tableau 2.12 – Plan Quinquennal de Mobilisation/Décaissement des Investissements Requis pour l'Expansion du RNI (en Millions de GNF, aux Coûts Constants de 2016)	40
Tableau 2.13 Programme d'Equipement et d'Investissement pour la Couverture de la Demande Isolée en 2035 – Scénario 2 / de Référence (aux coûts constants de 2016).....	41
Tableau 2.14 Segmentation du Système de Production Electrique Isolé proposé pour l'Horizon 2035 par Source de Production – Scénario 2/ de Référence	41
Tableau 2.15 Principaux Indicateurs d'Evaluation Economique par Scénario et Variante	43



1 VUE D'ENSEMBLE SUR LE PROJET, SON APPROCHE ET SES RESULTATS

Le présent rapport résume les principaux résultats, établis en version définitive du projet intitulé «Actualisation du Plan Directeur de Développement des Infrastructures de Production-Transport », dont la première version date de 2006.

Le présent projet est conduit par le bureau Tunisien, STUDI International (le Consultant), pour les besoins du 'Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique' (MEH, Client) et l'opérateur public du secteur de l'électricité qui représente l'un des principaux acteurs du secteur électrique du pays, à savoir l'Electricité De Guinée' (EDG) et ce, sur financement du Fonds Africain de Développement (FAD).

La réunion de démarrage de la mission qui a eu lieu en date du 12 Juillet 2017, a formalisé le lancement de la mission qui intégré, outre la remise des divers livrables, les principaux jalons suivants / évènements :

- Séminaire de présentation et de validation des résultats provisoires des études préliminaires, organisé à Conakry, le 09 Avril 2018 ;
- Mission de formation au siège du Consultant en Tunisie, d'un personnel de 4 ingénieurs désignés par le Client (MEH), sur les aspects méthodologiques et les outils de planification considérés pour les divers volets de l'étude ; cette formation s'est prolongée sur trois (3) semaines, du 21 Janvier au 8 Février 2019 ;
- Atelier de présentation des résultats provisoires du Schéma Directeur de Production-Transport-Distribution de l'énergie électrique de la Guinée, qui a été conduit en date du 26 Mars 2019 ; une copie signée du Procès-Verbal de cet atelier est présentée en annexe de ce rapport de synthèse des études.

Au vu du contexte récent du système électrique de la Guinée et des nouvelles perspectives qui se dessinent désormais pour son évolution future, le présent projet ne consiste plus en une simple actualisation du programme d'équipement et d'investissement du système de la Production et du Transport de l'énergie électrique, préalablement défini selon l'étude datant de 2006. Il s'agit d'une nouvelle étude, fondée sur une reprise substantielle des hypothèses prospectives, selon une approche nouvellement définie et portant sur la définition du schéma d'expansion au moindre coût, du système électrique à la fois de la Production, du Transport et de la Distribution (en moyenne et basse tensions (MT et BT)) de l'électricité, couvrant l'ensemble du territoire de la Guinée et proposé sur les court, moyen et long termes, soit spécifiquement sur la période 2016/2017 – 2035.

La définition du programme d'équipement et d'investissement est inscrite dans un cadre stratégique qui vise l'atteinte de l'accès universel à l'électricité en Guinée, à l'horizon 2030 et ce, selon les objectifs nouvellement établis par les autorités locales dans le cadre de la 'Stratégie d'Accès Universel à l'Electricité' ou 'Sustainable Energie for All' (SE4All). L'atteinte d'un tel objectif a été ainsi recherchée dans le cadre de la présente étude et ce, via principalement l'expansion du système électrique interconnecté de la Guinée, puis aussi via la proposition d'un programme d'équipement isolé / séparé 'complémentaire', pouvant résorber toute la demande électrique restant ultimement non satisfaite (en 2035), dans les zones les plus excentrées du pays que le système interconnecté ne pourra pas couvrir.



L'objectif de l'accès universel à l'électricité fixé à 2030, est estimé ambitieux, au vu de l'état actuel d'électrification du pays dans les diverses régions, avec un Taux d'Electrification des ménages, estimé par le Consultant pour 2016 (année de référence de la présente étude), comme suit :

- au plus de 15,5% à l'échelle nationale (environ 26% au Grand Conakry et 9% en zones des centres isolés et du reste du pays), si l'on ne comptabilise que les abonnés officiellement déclarés et actifs d'EDG,
- au plus de 35% environ à l'échelle nationale (54% au Grand Conakry et 23,5% en zones des centres isolés et du reste du pays), si l'on tient compte encore des consommateurs électriques illicitement alimentés (sous-branchements, clandestins et abonnés résiliés continuant à consommer).

En termes d'équipements électriques, la présente étude tient compte de tous les projets de production / d'approvisionnement énergétique, de transport et de la distribution électriques, ayant pu être connus lors de la mission de collecte des données et un peu après et qui sont en cours de développement et nouvellement décidés pour une future mise en œuvre. Elle suppose ainsi leur concrétisation selon les délais annoncés à ce stade et propose un programme d'équipement complémentaire, dans l'objectif de satisfaire la demande électrique future, année par année jusqu'en 2035.

Dans ce cadre, toutes les initiatives décidées/ envisagées de prolongation de contrats de location de groupes électrogènes ou de nouveaux recours à la production thermique électrique privée indépendante, d'importation électrique (provisoire), de développement de nouveaux sites de production hydroélectrique et solaire photovoltaïque (PV), ainsi que de partage avec les pays de la sous-région de productibles de sites hydroélectriques, internes et externes au territoire de la Guinée selon les pré-conventions déjà annoncées, ont été prises en compte.

Il en est de même pour le développement en cours de mise en œuvre et décidé du réseau de transport en 225 kV, incluant les deux boucles 'internes' Linsan – Fomi et Linsan – Nzérékoré, ainsi que les quatre (4) interconnexions décidées avec les pays du voisinage qui sont récapitulées au tableau suivant.



Tableau 1.1 Projets d'Interconnexions Annoncés entre le Système Electrique de la Guinée et ceux de la Sous-Région

Projets d'Interconnexions	Itinéraire	Linéaire Approximatif	Pays Concernés par les Echanges Electriques Visés	Horizon Visé des Echanges
Guinée – Mali	Sambagalou (Mali) - Frontière Guinée/Maliennne – Siguiri – Fomi – Kankan – Kéourané – Beyla – Nzérékoré (Guinée)	588 Km en Guinée et 125,6 Km au Mali	Guinée : exportateur Mali : importateur	Début des échanges annoncé en 2020 , avec une 2 ^{ème} phase prévue débuter en 2025/2026
Interconnexion de l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG)	Sambagalou (Sénégal) – Mali – Labé – Mamou – Linsan – Kaléta – Boké (Guinée) – Saltinto (Guinée Bissau)	674 Km au total , dont 45,1 Km entre Sambagalou et Mali	Partage du productible des 2 centrales hydroélectriques de Kaléta (240 MW en Guinée) et Sambagalou (128 MW, au Sénégal) entre la Guinée, le Sénégal, le Mali et la Guinée Bissau , selon des clés de partage définies	Mise en service visée en 2022
Interconnexion de l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS)	Manantali (Mali) – Koukoutamba – Bouréya – Balassa – Linsan (Guinée)	603 Km au total, dont 270 Km sur Manantali – Koukoutamba	Partage, entre la Guinée, le Mali, le Sénégal et la Mauritanie , du productible des 6 centrales hydroélectriques : - de la Guinée : Koukoutamba (294 MW), Bouréya (161 MW), Niagara (55 MW) - et du Mali : Gouina (14 MW), Gourbassi (18 MW), Badoumbé (70 MW)	Echelonnement annoncé de mise en service des équipements et des échanges électriques sur la période 2020 – 2026
Interconnexion Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée (CLSG)	2 antennes sont prévues permettre les échanges : - Linsan (Guinée) – Kamakwie (Sierra Leone) sur 82 km - Nzérékoré (Guinée) – Yekepa (Libéria) sur 80 km		Guinée prévue : * d'abord importer à partir de l'excédent de capacité disponible en Côte d'Ivoire jusqu'à la mise en service de la centrale hydroélectrique de Souapiti en 2021 * puis pourrait exporter à partir de 2022 : - vers la Sierra Leone (via la 1 ^{ère} antenne) - et vers le Libéria (via la 2 ^{ème} antenne)	Début envisageable - des importations à partir de l'excédent de production de Côte d'Ivoire vers la Guinée de 2019 à 2020 - et des exportations électriques potentielles de la Guinée vers Sierra Leone et Libéria, à partir de 2022 , avec une deuxième phase à partir de 2030 .

En termes de demande électrique à satisfaire, la présente étude tient compte de trois principaux segments :

- **Demande de Base** : intégrant la demande électrique domestique (des ménages) et la demande de tous les usages électriques à caractère 'ordinaire' relevant des activités socio-collectives et économiques usuelles (services, commerces, administrations, petites et moyennes industries diverses, etc.) ;
- **Demande Minière** : c'est la demande des futurs projets miniers en cours de développement et annoncés pour une mise en place future, évaluée selon les informations les plus actualisées ayant pu être connues du Ministère des Mines et de la Géologie (MMG) et complétées par des données recherchées sur site par le Consultant ; plusieurs sous-



segments de cette demande correspondent à des appels en charge d'envergure, notamment ceux des activités d'extraction de la bauxite et particulièrement celles intégrant des phases de production de l'alumine (activités industrialo- minières) ;

- Demande Externe : elle traduit l'appel en charge des pays de la sous-région qui vont solliciter le système électrique de la Guinée ; son évaluation prend en compte notamment des informations ressortant des pré-conventions d'échanges énergétiques dans la sous-région.

Le système électrique interconnecté, désigné par Réseau National Interconnecté (RNI), est analysé selon deux scénarii distincts d'évolution future de l'appel en charge électrique global et pour le scénario choisi comme référence, l'analyse est menée selon deux variantes de développement, selon que les nouveaux sites miniers seront raccordés ou non au RNI et ce, en vue de répondre au soucis exprimé par le Client, de la recherche du meilleur compromis en termes d'investissement à mobiliser et de recettes financières futures à générer, notamment à l'Exploitant publique, comme l'EDG.

L'étude propose un renforcement, une densification et une expansion progressifs futurs de l'actuel Réseau Interconnecté du Grand Conakry (RIC, incluant actuellement un réseau de transport en 225, 110 et 60 kV et un réseau de distribution MT (en 30, 20 et 15 kV) et BT) qui va être interconnecté au Réseau secondaire séparé du Centre (réseau actuellement en MT (30 et 20 kV) et BT) dès 2019 via le poste de Boké, pour former le Réseau National Interconnecté (RNI). Ce dernier est proposé ensuite pour être développé davantage spatialement, de manière progressive et finir par s'insérer dans toutes les régions du pays, Conakry et les 33 préfectures du pays, avec un taux de raccordement national des ménages finissant par atteindre **87,5%** en 2035. La solution 'réseau interconnecté' est ainsi favorisée, au vu de sa viabilité technico-économique, notamment à long terme.

Pour les 12,5% des ménages restant ultimement (en 2035) hors périmètre du RNI, étant l'excentricité de leurs zones et pour certaines zones / sous-zones, au vu de la faiblesse ou de la dispersion géographique de leur appel en charge, un système électrique séparé est défini pour couvrir tous leurs besoins électriques.

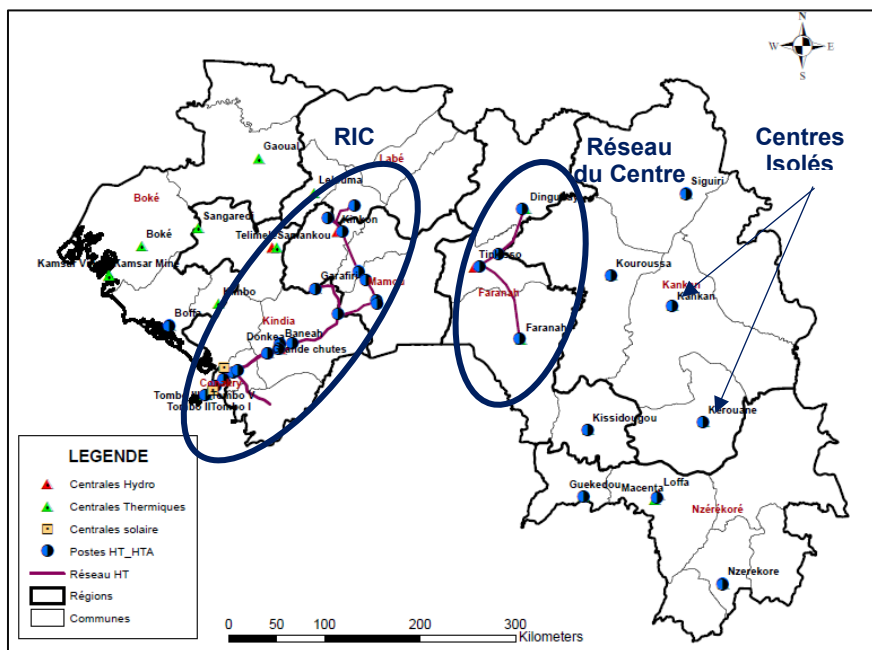


Figure 1.1 Vue sur le Système Electrique Existant Exploité par EDG sur Fonds du Découpage Administratif

RIC : réseau actuellement en place du Grand Conakry, desservant la ville de Conakry et les zones essentiellement urbaines des préfectures de Kindia, Forécariah, Coyah et Dubréka, en Basse Guinée et celles de Mamou, Dalaba, Pita et Labé, en Moyenne Guinée.

Réseau du Centre : Réseau desservant les 3 préfectures du Centre, Faranah, Dabola et Dingirayé ; il fait partie intégrante du sous-système électrique, désigné par Centres de Coordination Intérieure (CCI) qui inclut encore des centres de production isolés hydroélectriques et thermiques, répartis essentiellement entre chefs-lieux du reste des préfectures du pays.

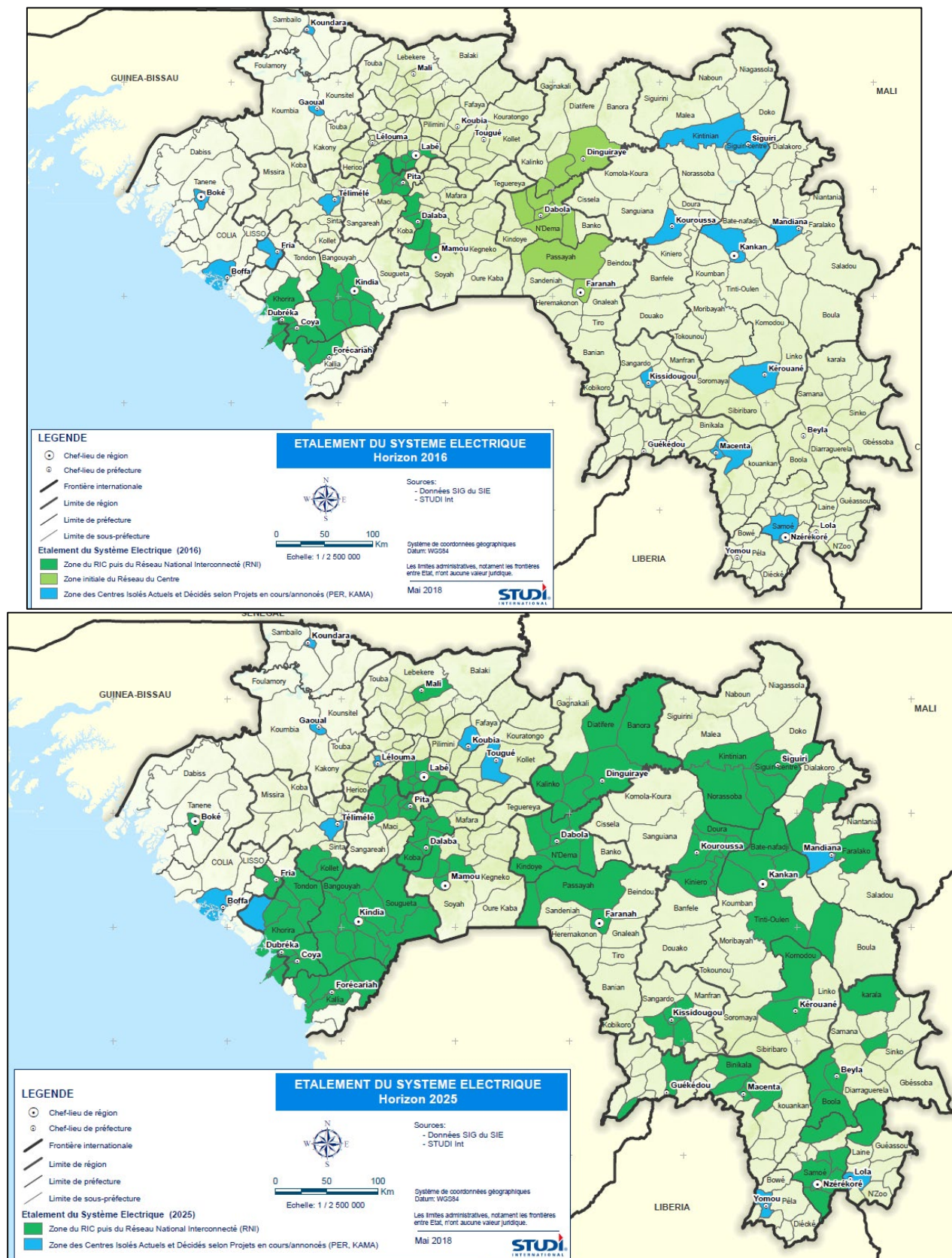
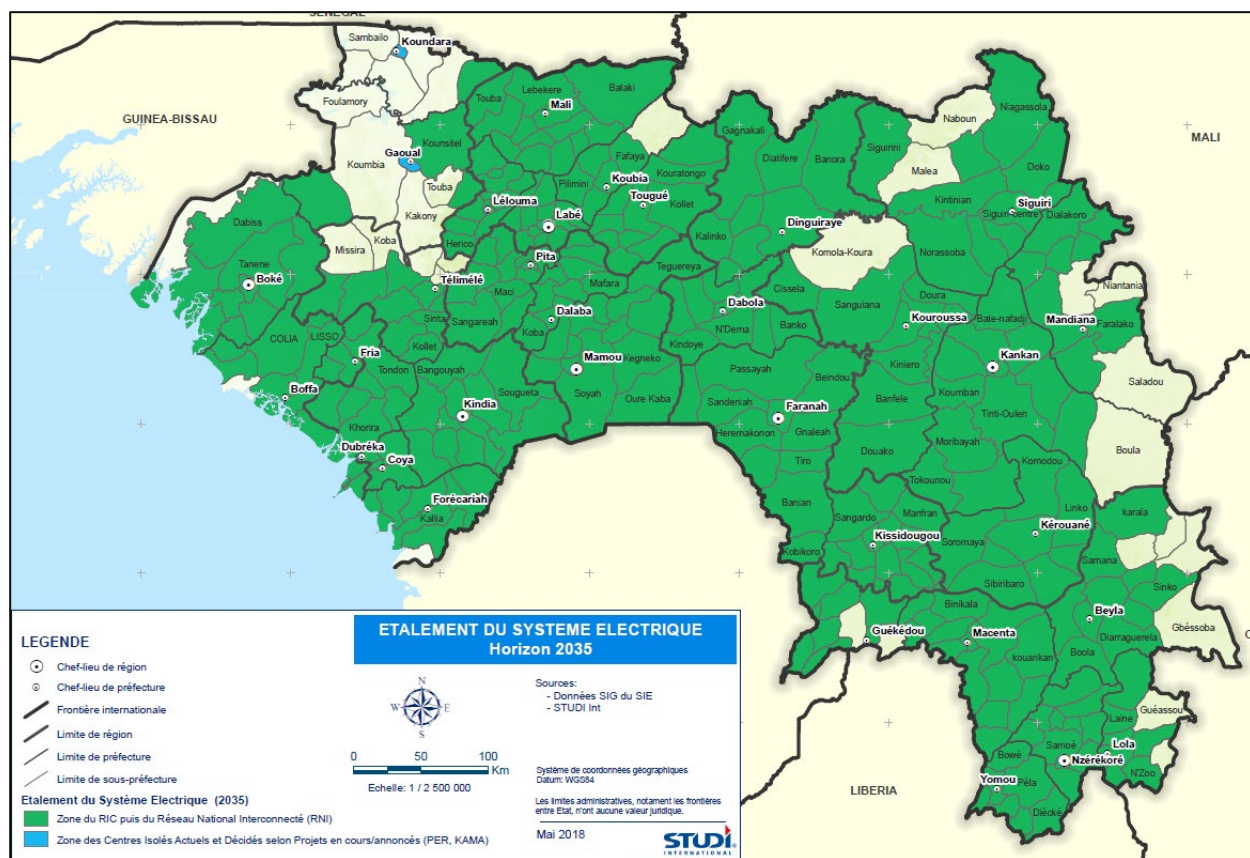


Figure 1.2 Sous-Préfectures de Couverture du Système Electrique Public de la Guinée en Situation de Départ (2016) (Zones RIC et CCI) et en Situation Projetée de 2025

(en vert clair et bleu : zones de couverture actuelle du RIC et CCI / en vert foncé : zone de couverture future du RNI)



Figures 1.3 Sous-Préfectures de Couverture du Système Electrique Public de la Guinée en 2035
(en vert foncé : Zone de couverture du RNI)

L'expansion géographique du système RNI est définie selon une approche itérative et multicritère, tenant compte à la fois :

- du système électrique RIC actuellement en place
- du réseau en 225 kV déjà décidé
- de la répartition spatiale prospective de la charge électrique (en MWh et MW)
- de la localisation des sources d'alimentation électrique existantes, en cours de développement, déjà décidées pour un développement futur et candidates au développement (notamment les principaux sites hydroélectriques recommandés pour un futur développement et un raccordement au RNI),
- tout en cherchant à minimiser les coûts de développement des lignes d'évacuation de l'énergie (transport)
- et en considérant l'incidence de l'étalement du rayon de couverture du RNI sur le nombre annuel moyen de branchements à mettre en place par horizon ; ce dernier est comparé aux réalisations déjà atteintes et programmées sur le court terme par EDG et est déterminé de manière évolutive dans le temps, en supposant un renforcement progressif futur des capacités techniques, logistiques et financières de l'Exploitant.

Un Système d'Information Géographique (SIG) est développé dans ce cadre, ayant permis l'analyse spatiale du système électrique et des sources d'énergie primaire pouvant l'alimenter, tout en visualisant la répartition démographique, la localisation des principaux sites miniers futurs et la répartition de la charge électrique prospective.

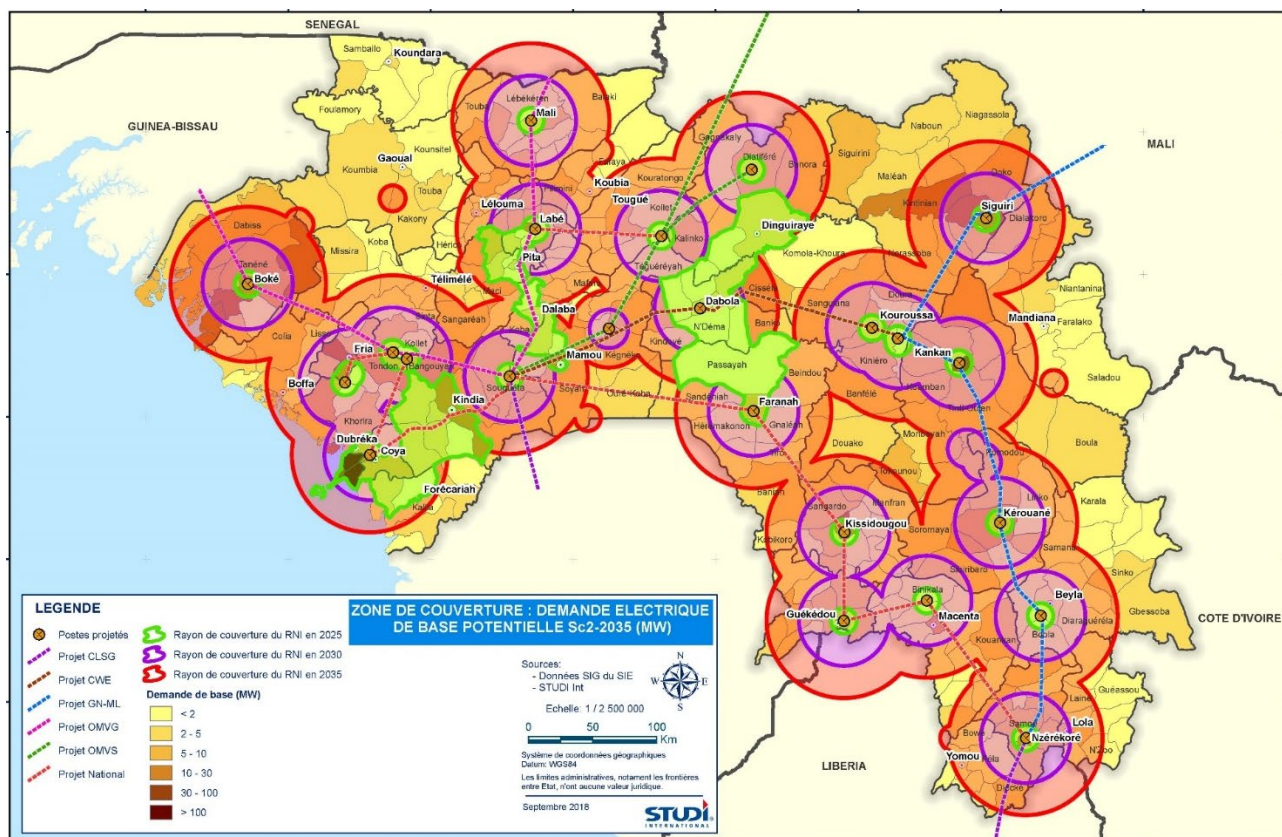


Figure 1.4 Evolution Progressive Proposée du Rayon de Couverture du RNI – Couverture du Futur Réseau National Interconnecté

L'étude est développée selon les principales étapes suivantes :

- **a) Etudes Préliminaires** qui ont porté sur un diagnostic du système électrique en place et des perspectives décidées/en vue de son développement et ont permis d'estimer la demande électrique potentielle totale du pays (quelques soient les solutions de résorption) ;
- **b) Etude du Système de l'Offre en Moyens de Production Electrique** qui a porté sur la planification du parc de production interconnecté devant alimenter le RNI et a défini un programme d'équipement et d'investissement dûment argumenté : (i) sur le plan technique (sur la base de la satisfaction de la demande en énergie et en pointe, la minimisation de la probabilité de perte de charge ('Loss Of Load Probability (LOLP)) et sa limitation au seuil de 1,15% et la minimisation de l'Energie Non Distribuée (END)), (ii) tout en étant au moindre coût et (iii) qui optimise le mix énergétique et ce, après définition des zones de couverture du RNI ;

Dans ce cadre, la proportion de la production électrique à partir des Energies Renouvelables (hydroélectricité en priorité, au vu de l'important potentiel du pays et en tenant compte des contraintes de l'étiage et de sa saisonnalité, et aussi solaire PV) est définie de manière évolutive dans le temps et ce, de manière alignée aux objectifs stratégiques visés, comme récapitulé au tableau suivant ; Ce dernier dresse les résultats spécifiquement pour l'alternative de référence (Scénario 2 – Variante de Base, plus loin rappelée).



Tableau 1.2 Ventilation de la Capacité Totale Installée de Production du RNI par Source (Selon l'Alternative de Base : Scénario 2/ de Croissance Prudente de la Demande et la Variante de Base, avec Raccordement des Mines au RNI)

Année	Thermique (HFO, LFO et Charbon)		Achat (*)		Solaire PV		Hydro.		Total	Total Hors Solaire
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	MW
2020	267	43%	27	4%	0	0%	329	53%	623	623
dont au Charbon	0	0%								
2025	377	19%	0	0%	223	11%	1 408	70%	2 008	1 785
dont au Charbon	150 (CPI)	6%								
2030	427	15%	0	0%	423	15%	1 954	70%	2 804	2 381
dont au Charbon	150 (CPI)	4,5%								
2035	527	12%	0	0%	623	15%	3 088	73%	4 238	3 615
dont au Charbon	250	5%								

(*) Achat provisoirement envisagé (entre 2020 et 2021) par importation via l'interconnexion CLSG à partir de l'excédent de capacité de production de la Côte d'Ivoire.

Le parc interconnecté de production de la Guinée est ainsi appelé à finir par intégrer :

- des sources de production thermique au Diesel HFO (près des plateformes à quais pétroliers) et LFO (à l'intérieur du pays, surtout)
- des sources de production hydroélectrique, selon les sites les plus appropriés, identifiés par analyse du dernier atlas hydroélectrique de la Guinée (datant de 2017)
- des sources de production solaire PV, sans stockage de l'énergie (solution écartée au vu de son incidence à la fois sur les coûts d'investissement et d'exploitation et sur les aspects logistiques)
- et des sources thermiques au charbon (i) en production privée indépendante (PPI : excédent d'énergie annoncé être livré par le minier China Power Investment (CPI : 150 MW)) et (ii) en production pouvant être propre à l'Exploitant public (charbon éventuellement à importer d'Afrique du Sud qui présente un bon pouvoir calorifique et production recommandée selon la technologie 'Lits Circulants Fluidisés' au vu de son impact environnemental mieux maîtrisé, comparativement à la technologie 'Charbon Pulvérisé') ;

La production électrique thermique au gaz naturel, à importer via le Gazoduc d'Afrique de l'Ouest (GAO), prenant aujourd'hui source au Nigéria et se prolongeant sur environ 680 km pour ne desservir actuellement que le Bénin, le Togo et le Ghana, est écartée pour la présente étude ; Des risques significatifs sont en effet identifiés à ce jour, par rapport à la potentialité et aux délais de réhabilitation et d'extension du GAO et à son approvisionnement en gaz à long terme ; facteurs classant ce projet à un stade manquant encore de maturité pour l'envisager dans l'étude ;



Figure 1.5 Illustration de l'itinéraire Approximatif Existant du Gazoduc d'Afrique de l'Ouest¹

- **c) Etude de Développement du Réseau de Transport** qui a porté sur la planification à court, moyen et long termes du réseau interconnecté en Haute Tension (HT), en tenant compte de la répartition spatiale de la charge électrique de Pointe, des développements déjà décidés et en cours d'exécution du réseau HT en 225 kV, de la localisation et de la caractérisation des sources de production électrique retenues pour alimenter le RNI et en cherchant à garantir la sécurité de fonctionnement du réseau de transport selon la règle 'N-1' ; ce dernier aspect est conduit par analyse des solutions de secours envisageables en cas de défauts, se produisant un par un, au niveau des équipements électriques ; le développement du réseau HT (renforcement, densification et extension) est encore proposé selon le critère fondamental du moindre coût et est récapitulé sous forme d'un programme d'équipement et d'investissement ;

¹ Source : <http://www.endofcrudeoil.com/2011/12/nigeria-energy-repor.html>



Figure 1.6- Configuration Projetée du RNI de Transport selon ce qui est Décidé à ce Stade

- **d) Etude de la Stabilité du Réseau de Transport** : ce volet a consisté en l'analyse de l'aptitude du système RNI à demeurer stable sous des conditions normales de fonctionnement et sa capacité à retrouver un état d'équilibre acceptable, après avoir subi une perturbation ; ce volet a porté sur la simulation de la stabilité transitoire du système électrique face à de fortes amplitudes (court-circuits ou pertes de sources de production) et sa stabilité statique face à des perturbations de faibles amplitudes (petits mouvements, tels que la variation de la charge ou l'ouverture/ la fermeture de lignes) et ce, en période de la Pointe ;
- **e) Etude du Système de la Distribution Electrique et de la Desserte des Zones Isolées** : ce volet a porté sur :
 - (i) d'une part, la planification de l'expansion du réseau interconnecté en MT et BT, de façon alignée au programme d'équipement proposé pour le parc interconnecté de la production et du réseau interconnecté du transport et a proposé un programme d'équipement et d'investissement conséquent
 - (ii) et d'autre part sur la définition d'un programme d'équipement pour la résorption de la demande excentrée restant non satisfaite par le RNI, en 2035 ;

Le programme d'équipement et d'investissement proposé pour chaque volet est également défini selon le critère essentiel du moindre coût ;

- **f) Evaluation Economique et Financière** : ce dernier volet de l'étude a cherché à démontrer l'argumentation économique de l'ensemble du programme d'équipement proposé pour le RNI (Production – Transport – Distribution) et a permis de simuler les conditions requises pour la garantie de sa rentabilité financière et de la capacité d'autofinancement, par le principal Exploitant des équipements, du programme d'équipement. Ce volet a reposé sur une



approche coûts – avantages ; ces derniers sont estimés de manière incrémentale par analyse comparative à une situation de référence, supposant la non concrétisation du programme d'équipement préconisé.

Les volets b), c), d), e) et f) constituent le contenu du Rapport du Schéma Directeur de Production-Transport-Distribution de l'énergie électrique de la Guinée.

Les sections suivantes récapitulent les principaux résultats des divers volets de l'étude.



2 PRINCIPAUX RESULTATS DE L'ETUDE

2.1 Projection de la demande électrique

La projection de la demande électrique tient compte d'une évolution démographique qui se poursuit tout au long de la période 2016– 2035, selon un rythme de croissance nationale supposé prudemment et progressivement dégressif, évalué à 2,76% en moyenne annuelle sur toute la période prospective et faisant passer la démographie guinéenne :

- de 11,2 millions d'habitants et 1,57 millions de ménages en 2016
- à 18,3 millions d'habitants et 2,70 millions de ménages en 2035.

Deux scénarii prospectifs sont retenus pour l'analyse, selon tous les volets de l'étude, comme suit :

> **Scénario 1 – Volontariste/ de Forte Croissance** : il suppose :

- * une évolution socio-économique soutenue en Guinée : avec un PIB national réel évoluant à hauteur de 7,68% en moyenne annuelle sur la période 2016– 2035 (contre 4,34% selon ce qui a été enregistré sur la période écoulée 2011-2015) et un revenu moyen par tête d'habitant (PIB per capita) supposé croître au rythme annuel moyen de 5,06%, conduisant vers une croissance accélérée de la Demande électrique de Base (domestique et professionnelle 'ordinaire') ;
- * la concrétisation de tous les projets miniers annoncés à ce stade (extensions en cours d'activités déjà en place et nouveaux projets miniers, englobant les filières de la bauxite, du fer, du nickel et de l'or et y compris les activités de raffinage de l'alumine, très consommatrices d'électricité et ce, indépendamment des sources de leur alimentation électrique);
- * la concrétisation de toutes les interconnexions annoncées du système électrique de la Guinée avec les pays du voisinage, avec un début d'appel en charge externe via chacune des 4 interconnexions, dès que le permettront les délais annoncés de finalisation des travaux des centrales hydroélectriques sources, lignes HT et postes injecteurs aux réseaux des pays voisins ; dans ce cadre, une exportation électrique de la Guinée vers la Sierra Leone/ le Libéria est aussi supposée possible, au vu d'une compétitivité intéressante admise de la production hydroélectrique de la Guinée dans sa sous-région et ce, à partir de l'horizon 2022 selon une première phase ;

> **Scénario 2 – de Croissance Prudente / Scénario de Référence** : il admet :

- * l'effet prudent d'aléas probables et réalistes de toutes natures, pouvant affecter la croissance économique du pays, la faisant porter à 5,31% pour le PIB national réel et à 2,70% pour le PIB réel per capita, en moyenne annuelle sur toute la période 2016-2035, ce qui ramène à la baisse le taux d'évolution de la Demande de Base ;
- * la concrétisation de tous les projets miniers d'envergure annoncés et identifiés (admis aussi selon le Scénario 1²), en supposant que seule la composante de production d'alumine ne sera pas concrétisée, par hypothèse principale de maintien du manque de perspectives favorables dans le développement du marché international de ce matériau sur la période prospective ;
- * les mêmes hypothèses que celles du scénario précédent en termes de demande externe (en MW et MWh) et de délais de début des exportations électriques au niveau des postes.

² Hors 2^{ème} phase d'enrichissement du fer de l'important projet de Simandou, en région de Nzérékoré, supposée exclusivement selon le Scénario 1, étant l'importance des besoins électriques d'une telle phase.

Un troisième scénario (Scénario 3/ de Moindre Croissance), basé sur des hypothèses restrictives et pessimistes, notamment pour l'estimation des agrégats macro-économiques, a été analysé lors des Etudes Préliminaires notamment et est écarté de la suite de l'étude.

La demande électrique est d'abord estimée en tant que demande potentielle globale totale, indépendamment des solutions de sa résorption. Elle est ensuite traduite en demande à couvrir par le RNI et en demande restante, comme suit :

- Demande de Base : selon sa répartition spatiale et au vu de l'évolution définie de l'expansion géographique du système RNI ; la demande à raccorder au RNI est à desservir en MT et BT ;
- Demande Minière : elle suppose l'exclusion des projets pour lesquels des sources de production autonomes privées sont déjà annoncées, à savoir les deux projets industrialo-miniers de China Power Investment (CPI) (production de la bauxite et de l'alumine) et de TBEA (à développer par Tebian Electric Apparatus Stock: extraction de la bauxite, raffinage de l'aluminium et développement d'une fonderie d'aluminium), pour lesquels des sources de production sont annoncées par les promoteurs des projets ;

Pour la vingtaine d'autres projets miniers recensés dans les préfectures de Boffa, Boké, Fria, Gaoual, Dabola, Dinguirayé, Faranah, Siguiri, Kindia, Télemélé, Tougué, Lola et Beyla (cf. Figure 2.2 qui suit), la demande est supposée, selon le Scénario 1, être résorbée par le RNI selon des délais réalistes de construction des lignes HT et MT de leur desserte, à partir des postes électriques identifiés les plus proches ; Selon le Scénario 2/de Référence, en revanche, on considère deux variantes :

- Variante de Base : qui suppose un raccordement des activités minières au RNI, selon les mêmes horizons admis au Scénario 1 ;
- Variantes sans Mines : qui suppose la résorption des besoins électriques des sites miniers par les Promoteurs privés des projets, si les activités en question seraient développées ;

Selon les deux variantes, les phases de raffinage de l'alumine, annoncées à ce stade pour certains projets, sont supposées être couvertes par une production autonome, hors RNI, au vu de l'importance significative des besoins électriques de la production de l'alumine, pouvant faire augmenter, dès 2025, l'appel en charge minier total 'vu par le réseau de transport', de 284 MW à environ 1228 MW, comme illustré ci-après.

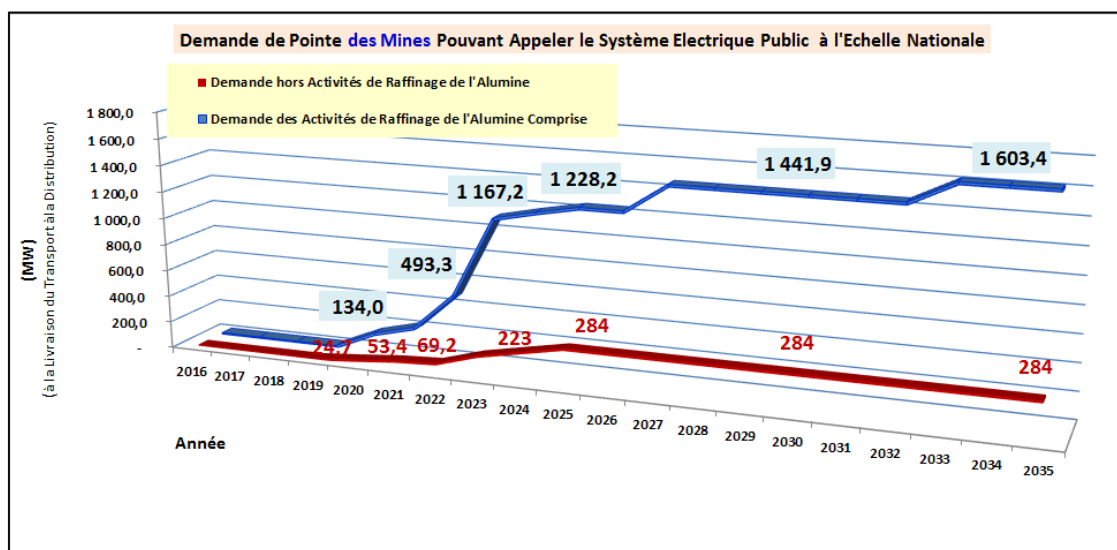


Figure 2.1 – Demande Minière 'Vue par le Réseau de Transport' selon le Raccordement ou Non des Activités de Raffinage de l'Alumine

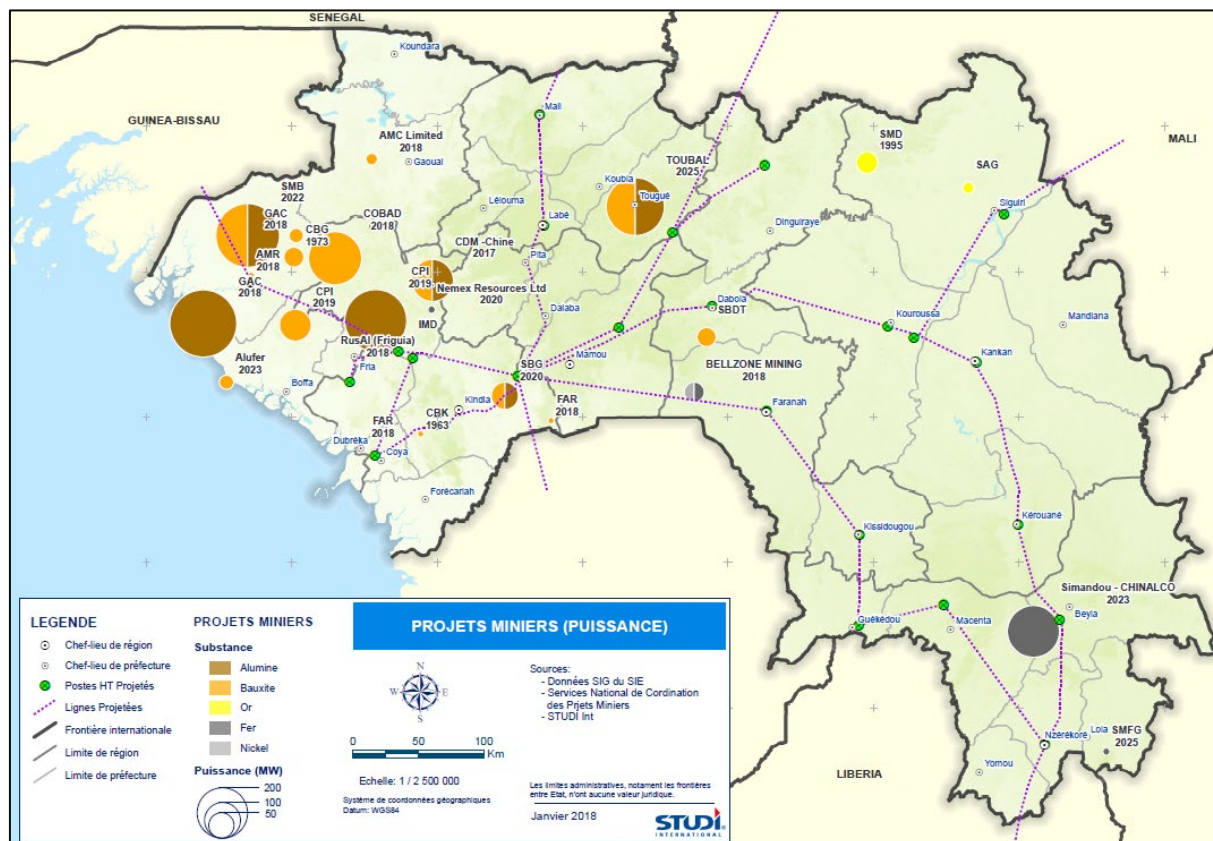


Figure 2.2 – Localisation des Projets Miniers Existants et Futurs Potentiels Susceptibles d’Être Raccordés au Réseau Interconnecté Public (avec leur Demande en Puissance Électrique et les Dates Probables de Début de leurs Activités)

- **Demande Externe** : cet appel en charge externe du système électrique interconnecté de la Guinée est estimé aux 6 postes HT injecteurs dans les réseaux des pays immédiatement voisins et est évalué selon la documentation disponible et un complément d'hypothèses prudentes du Consultant (notamment par rapport aux horizons de début de l'appel en charge).

Le tableau suivant récapitule ces considérations.



**Tableau 2.1 Considérations et Hypothèses sur la Demande Externe Future du RNI – Guinée
selon les Scénarii 1 et 2**

N°	Projets d'Interconnexions	Pays Importateurs / Concernés	Demande en MW	Demande en GWh/an	Délai de Mise en Service des Sources de Production	Délai Supposé de Début des Echanges	Sources d'Alimentation en Guinée et P. Installée	Poste Injecteur au Réseau du Pays Voisin
1	Guinée - Mali (G-M) en 225 kV	Mali	150	800	2021	2021	Parc Interconnecté de Guinée	Poste Siguiri (Préfecture de Siguiri, Région de Kankan)
			200	1 000		2026		
2	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS) en 225 kV	Mali + Sénégal + Mauritanie via un transit à travers le réseau électrique Malien	220,5	666	2021	2021	Centrale Hydro. Koukoutoumba (à Labé, Guinée) (294 MW)	Poste Koukoutamba (Préfecture de Dinguiraye, Région de Faranah)
			+120,75	+582,75	2023	2023	Centrale Hydro. Bouréya (à Dinguiraye, 161 MW)	
			+41,25	+159,75	2026	2026	Centrale Hydro. Niagara (55 MW)	
3	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie (OMVG) en 225 kV	Sénégal + Gambie (via un transit par le réseau du Sénégal)	62,4	245,7	Existante depuis 2015	Pour tous les tronçons (vers Sénégal et Gambie et vers Guinée Bissau) : 2022	Kaléta (à Kindia, 240 MW)	Poste Mali (Préfecture de Mali, Région de Labé)
		Guinée-Bissau	9,6	37,8				Poste Boké (Préfecture et Région de Boké)
4	CLSG (Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Léone – Guinée) en 225 kV	Libéria	93	469	2022	2022	Centrales du Parc Guinéen alimentant le réseau régional interconnecté du WAPP (Kaléta, Souapiti, Fomi, etc.)	Poste Nzérékoré (Préfecture et Région de Nzérékoré)
			84	424	2030	2030		Poste : Linsan (Préfecture et Région de Kindia)
		Sierra Léone	110	555	2022	2022		
			92	464	2030	2030		

Les tableaux qui suivent récapitulent les résultats de prévision de la demande électrique, par système : RNI et demande restante hors périmètre du RNI (à satisfaire par système électrique séparé / isolé).

La demande totale du RNI, estimée aux bornes centrales, est prévue ainsi passer de 318,5 MW et environ 1 666 GWh/an en 2016 aux niveaux suivants, estimés à l'horizon ultime (2035) :

- Selon le Scénario 1 : **3 251 MW et 20 351 GWh/an**, soit une croissance annuelle moyenne soutenue de 9,5% en pointe et de 11,4% en énergie ;
- Selon le Scénario 2-Variante de Base : **2 581 MW et 16 187 GWh/an**, soit une croissance annuelle moyenne de 8,6 % en pointe et de 11,1% en énergie ;
- Selon le Scénario 2-Variante sans Mines : **2 299 MW et 13 495 GWh/an**, soit une croissance annuelle moyenne de 8,6 % en pointe et de 11,1% en énergie.

La demande de Base restante hors zone de couverture du RNI, va progressivement diminuer au-delà de 2025, par effet d'expansion de plus en plus accentuée du RNI ; elle est estimée en 2035, de manière globale à l'échelle nationale, à environ **132 MW et 688 GWh/an**, selon le Scénario 2/ de Référence.



Tableau 2.2 Demande Electrique à Satisfaire par le RNI par Scénario Prospectif

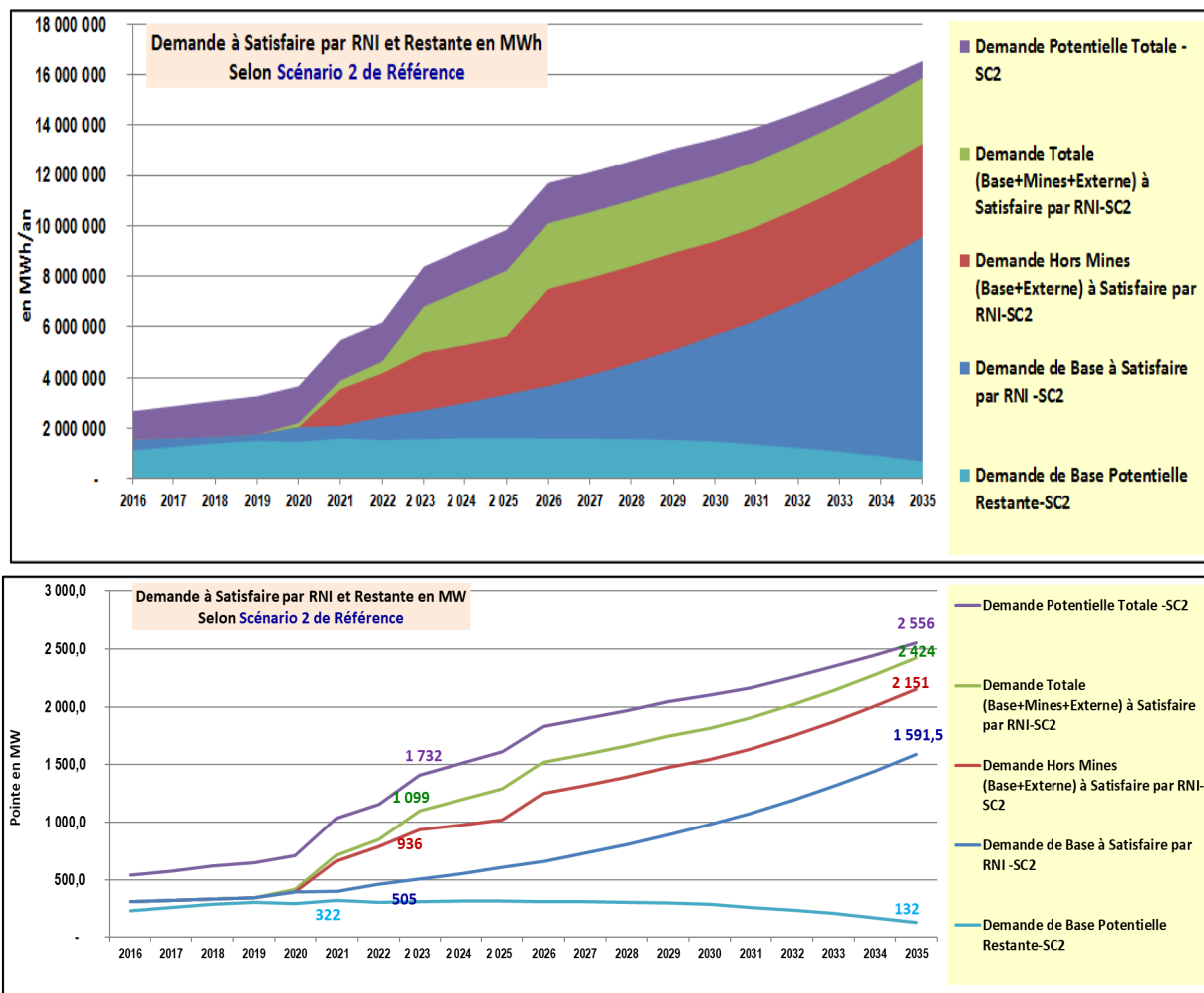
Niveau de Livraison de l'Energie	Segment	Année	2016	2018	2020	2025	2035
	Selon <u>Scénario 1</u> (Volontariste / de Forte Croissance)						
Demande aux Bornes Centrales	Demande de Base	MWh/an	1 665 757	1 813 268	2 322 943	4 197 612	14 016 847
		MW	318,5	359,3	447,4	761,7	2 310,2
	Demande Totale Hors Mines (Base + Externe)	MWh/an	1 665 757	1 813 268	2 322 943	6 554 617	17 655 481
		MW	318,5	359,3	447,4	1 163,8	2 968,7
	Demande Totale à Satisfaire (Base + Mines + Externe)	MWh/an	1 665 757	1 813 268	2 489 236	9 229 177	20 351 360
		MW	318,5	359,3	471,6	1 442,9	3 251,4
	Selon <u>Scénario 2</u> - de Référence / Croissance Prudente						
Demande aux Bornes Centrales	Demande de Base	MWh/an	1 665 757	1 724 563	2 107 813	3 439 924	9 856 408
		MW	318,5	341,8	406,2	625,3	1 640,8
	Demande Totale Hors Mines (Base + Externe)	MWh/an	1 665 757	1 724 563	2 107 813	5 796 928	13 495 043
		MW	318,5	341,8	406,2	1 054,1	2 299,3
	Demande Totale à Satisfaire (Base + Mines + Externe)	MWh/an	1 665 757	1 724 563	2 274 105	8 471 398	16 187 291
		MW	318,5	341,8	430,4	1 333,4	2 581,4

Tableau 2.3 Taux de Croissance Annuelle Moyenne de la Demande à Satisfaire par le RNI selon le Scénario (Ratios moyens sur 2016-2035)

	Scénario 1 (Mines comprises, Hors Raffinage d'Alumine)	Scénario 2 – Variante de Base (Base+ Mines + Externe)	Scénario 2 – Variante sans Mines (Base + Externe, Hors Mines)
Demande en MWh/an	11,4%	10,1%	9,0%
Demande de Pointe en MW	9,5%	8,6%	7,9%

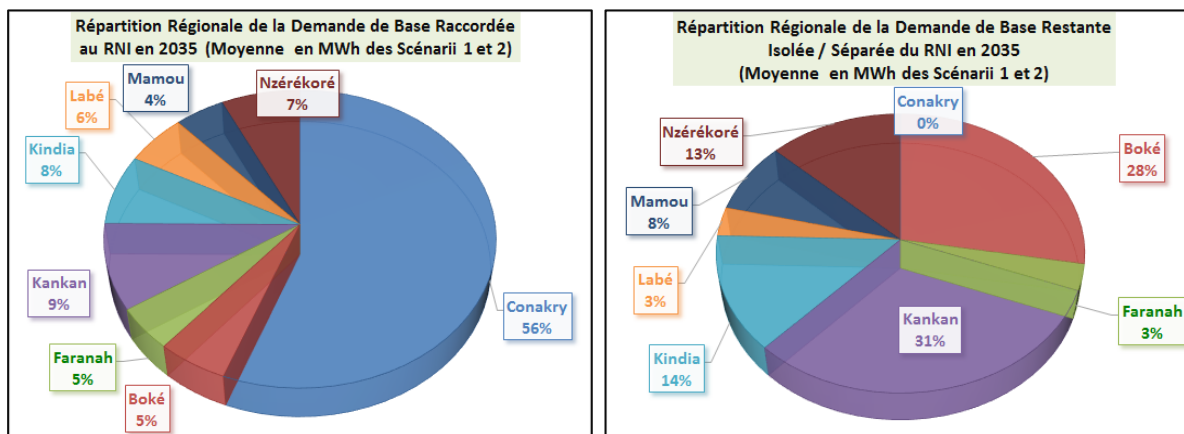
Tableau 2.4 Demande Electrique Restante Isolée Hors Zone de Couverture du RNI (aux Bornes Centrales /à la Livraison de la Distribution)

Année	2016	2018	2020	2 025	2030	2035
Selon Scénario 1 – Volontariste / de Forte Croissance						
MWh/an	1 131 649	1 448 013	1 546 679	1 819 740	1 763 669	859 447
MW	231,6	295,7	312,8	357,2	337,5	163,9
Selon Scénario 2 – de Référence / Croissance Prudente						
MWh/an	1 131 649	1 407 535	1 458 948	1 613 104	1 481 448	688 020
MW	231,6	287,4	295,0	317,1	284,7	131,7



La Demande de Base à raccorder au RNI est estimée finir en 2035, par être globalement bien mieux répartie régionalement qu'en situation actuelle, avec en moyenne 44% de l'appel global en énergie à résorber en dehors de Conakry, y compris en régions de Nzérékoré, Kankan et Boké, non couvertes par aucun réseau interconnecté en situation de départ (2016).

Pour la Demande de Base restant hors périmètre ultime du RNI, elle sera concentrée aux régions de Kankan et de Boké (avec respectivement 31% et 28% de l'appel global en énergie) et ce, au vu de leur excentricité géographique d'une part, et d'une densité démographique et d'une consommation spécifique moyenne par ménage, estimées en moyenne relativement élevées dans plusieurs des sous-préfectures de ces deux régions frontalières, d'autre part.



Figures 2.4 - Répartition Régionale Ultime de la Demande de Base Raccordée au RNI / Restante Isolée (en 2035) : Moyennes des Scénarii 1 et 2

2.2 Récapitulation du programme d'équipement et d'investissement proposé pour le développement du RNI

Le programme d'équipement et d'investissement est ici récapitulé par composante du RNI, par période quinquennale et selon des enveloppes budgétaires estimées aux prix constants de 2016.

Pour tous les volets de l'étude, les taux de conversion devises / monnaie locale ont été considérés comme suit :

1 US \$ = 9000 GNF et 1 Euro = 11 075 GNF.

Les coûts d'investissement incluent les matériels, l'ingénierie (études et étapes préparatoires) et les travaux de montage des équipements, avec des provisions pour couvrir les aléas potentiels.

Les estimations ne tiennent pas compte des lignes et postes électriques dédiés aux futurs principaux sites miniers annoncés, en cas de raccordement des activités industrio-minières au RNI (équipements à la charge des promoteurs miniers).

2.2.1 Programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du système interconnecté en moyens de production électrique

Le tableau qui suit récapitule le programme d'équipement et d'investissement préconisé pour le développement du parc interconnecté de la production. Il ne comptabilise que les nouveaux équipements évalués candidats, puis retenus pour résorber la charge en pointe et en énergie annuelle du RNI, au vu de la caractérisation temporelle de la demande électrique projetée, selon les courbes de charges annuelles, hebdomadaires et journalières définies au préalable et au vu de la caractérisation des ouvrages de production classés candidats et priorisés (notamment en tenant compte de la localisation de leur site, de leur capacité, de la variation saisonnière des productibles hydroélectriques, des coûts d'investissement et d'exploitation des ouvrages, etc.).

Le modèle informatisé GAP ('Generation Analysis and Planning') est utilisé dans ce cadre, pour mener la modalisation et les simulations de la planification du système interconnecté de la production électrique.

Les ouvrages déjà décidés par ailleurs, sont pris en compte, mais sans intégration dans le programme d'équipement en tant que nouvelles fournitures à développer et nouveaux investissements à mobiliser.

Par rapport aux équipements de production de source solaire PV, l'étude tient compte de la liste de 53 sites solaires PV annoncés/en cours d'études, dont 6 sites, totalisant 223 MW, sont retenus pour la présente étude, au vu de leurs caractérisations techniques, leur localisation



comparativement aux centres de charge et leur degré de maturité (études de faisabilité disponibles et accords de concession identifiés établis ou en cours de négociations). Ces sources sont prises en compte en tant que coûts de revient de l'énergie solaire, considérée à fournir principalement en Production Privée Indépendante (PPI).

Les sites hydroélectriques d'Amara (300 MW) et de Souapiti (450 MW) dont l'aménagement et l'exploitation sont annoncés être établis en PPI, ainsi que les sites hydroélectriques internes et externes dont le productible est prévu être partagé avec les pays du voisinage dans le cadre de l'OMVS et de l'OMVG et considérés être développés par des sociétés interétatiques, sont intégrés implicitement dans le système électrique de la production, à travers le coût de revient de la fourniture de leur énergie. Leurs coûts d'investissement sont supposés être donc à la charge des promoteurs des projets.

Le tableau suivant dresse ainsi un programme d'équipement à caractère public à prendre en charge par l'Exploitant public, avec des investissements à supporter par le(s) acteur(s) public(s) concerné(s) (en l'occurrence EDG et son ministère de tutelle).



Tableau 2.5 Récapitulation du Programme d'Equipement et d'Investissement en Moyens de Production Electrique du RNI par Période Quinquennale

Scénario 2/ de Référence – Variante de Base (Minés alimentées à partir du RNI)

Période (de Mise en Service)	Nombre de Nouveaux Ouvrages Proposés pour Développement par Type (Hors Ouvrages supposés déjà décidés)	Type	Investissement HT Total (à prix constants de 2016)		Répartition par Période Quinquennale	Moyens de Production / d'Approvisionnement Supplémentaires Annoncés et Commentaires
			Giga GNF	Millions US\$		
2016 – 2020/21	0		0,0	-	0%	* Extension en plus du contrat de location des groupes électrogènes GDE (40 MW) de 2019 à 2020 * Recours à l'importation à partir de la Côte d'Ivoire via l'interconnexion CLSG de 2020 à 2021
2021 - 2025	1 centrale (Fomi : 90 MW)	Hydro .	4 729,0	525,44	8%	* Contrat de location de la production thermique en PPI de la centrale Té (50 MW, pour 5 ans de 2020 à 2024), puis reconduite proposée de ce contrat en BOO de 2025 à 2029 * Construction en plus des centrales Hydro. décidées de Amaria et Souapiti et des centrales Koukoutamba, Bouréya et Niagara alimentant le réseau régional (1060 MW) * Partage des productibles des centrales Hydro. régionales externes de l'OMVS et l'OMVG : Gourbassi et Sambagalou (42,65 MW parts de la Guinée) * 6 Centrales solaires PV déjà annoncées (Africa Synergy Group, Ecoglobal, Orion-Saccof, Solveo, Tyba-Energy, Planet Core: 223 MW au total) * En plus de 150 MW injecté au RNI à partir de CPI (production thermique au charbon en PPI).
2026 - 2030	6 centrales (Frankénédou, Kogbédou, Kassa, Morisanko, Guozoguezia, Tiopo : 486 MW au total)	Hydro.	19 261,0	2 140,11	31%	* Partage en plus du productible de la centrale Hydro. régionale externe Badoumbé (17,5 MW part de la Guinée) * Centrales PV Solaires proposées et supposées développées en PPI (totalisant 200 MW), avec un coût d'exploitation du kWh tenant compte implicitement de l'investissement requis pour les équipements
	4 centrales (200 MW)	Solaires PV				
	1 centrale (100 MW)	Diesel / LFO				
Total 2026- 2030	11 nouvelles centrales (786 MW)					
2031 - 2035	9 centrales (Grand Kinkon, Hakkunde, Korafindi, Diareguela, FelloSoung, Kouravel, Bonkon, Diallol, Poudaldé : 1081 MW au total)	Hydro.	38 221,0	4 246,78	61%	* Centrales solaires PV proposées supposées développées en PPI (totalisant 200 MW), avec un coût d'exploitation du kWh tenant compte implicitement de l'investissement requis pour les équipements
	4 centrales (200 MW)	PV Solaire				
	1 centrale (100 MW)	Charbon				
Total 2031- 2035	14 nouvelles centrales (1 381 MW)					
Total 2016- 2035	26 nouvelles centrales (hors déjà décidées / annoncées) : 2 257 MW dont 73,4% Hydro.		62 211,0	6 912,33	100%	

Scénario 2/ de Référence – Variante sans Mines

Période (de Mise en Service)	Nombre de Nouveaux Ouvrages Proposés pour Développement par Type (Hors Ouvrages supposés déjà décidés)	Type	Investissement HT Total (à prix constants de 2016)		Répartition par Période Quinquennale	Moyens de Production / d'Approvisionnement Supplémentaires Annoncés et Commentaires
			Giga GNF	Millions US\$		
2016 – 2020/21	0		0,0	0,0	0%	* Extension en plus du contrat de location des groupes électrogènes GDE (40 MW) de 2019 à 2020 * Recours à l'importation à partir de la Côte d'Ivoire via l'interconnexion CLSG de 2020 à 2021
2021 - 2025	1 centrale (Fomi : 90 MW)	Hydro .	4 729,0	525,44	11%	* Construction en plus des centrales Hydro. décidées de Amaria et Souapiti et des centrales Koukoutamba, Bouréya et Niagara alimentant le réseau régional (1060 MW) * Partage en plus des productibles des centrales Hydro. régionales externes de l'OMVS et de l'OMVG Gourbassi et Sambagalou (42,65 MW parts de la Guinée) * 5 Centrales PV solaires déjà annoncées (Africa Synergy Group, Ecoglobal, Orion-Saccof, Solveo, Tyba-Energy : 173 MW au total) * en plus 150 MW injecté au RNI à partir de CPI (production thermique au chrabon en IPP)
2026 - 2030	3 centrales (Frankénédou, Kogbédou, Kassa : 237 MW au total)	Hydro.	7 746,0	860,67	18%	* Partage en plus du productible de la centrale Hydro. régionale externe Badoumbé (17,5 MW part de la Guinée)



Période (de Mise en Service)	Nombre de Nouveaux Ouvrages Proposés pour Développement par Type (Hors Ouvrages supposés déjà décidés)	Type	Investissement HT Total (à prix constants de 2016)		Répartition par Période Quinquennale	Moyens de Production / d'Approvisionnement Supplémentaires Annoncés et Commentaires
			Giga GNF	Millions US\$		
2031 - 2035	8 centrales (Morisenko, Tiopo, Guozoguezia, Bonkon, Korafindi, Kouravel, FelloSoung, Diallol : 891 MW au total)	Hydro.	30 338,0	3 370,89	71%	* Encore des centrales solaires PV proposées, supposées développées en PPI (totalisant 200 MW), avec un coût d'exploitation du kWh tenant compte implicitement de l'investissement requis pour les équipements
	4 centrales (200 MW)	PV Solaire				
	1 centrale (100 MW)	Diesel / LFO				
Total 2031- 2035	13 nouvelles centrales (1 191 MW)					
Total 2016- 2035	17 nouvelles centrales (hors déjà décidées / annoncées) : 1 518 MW dont 80,2% Hydro.		42 813,00	4 757,00	100%	100%

Scénario 1/ de Forte Croissance (Mines alimentées à partir du RNI)

Période (de Mise en Service)	Nombre de Nouveaux Ouvrages Proposés pour Développement par Type (Hors Ouvrages supposés déjà décidés)	Type	Investissement HT Total (à prix constants de 2016)		Répartition par Période Quinquennale	Moyens de Production / d'Approvisionnement Supplémentaires Annoncés et Commentaires
			Giga GNF	Millions US\$		
2016 – 2020/21	0		0,0	-	0%	* Extension en plus du contrat de location des groupes électrogènes GDE (40 MW) de 2019 à 2020 * Recours à l'importation à partir de Côte d'Ivoire via l'interconnexion CLSG de 2021 à 2022
2021 - 2025	1 centrale (Fomi : 90 MW)	Hydro .	4 729,0	525,44	6%	* Contrat de location de la production thermique en PPI de la centrale Té (50 MW, pour 5 ans de 2020 à 2024), puis reconduite proposée de ce contrat en BOO de 2025 à 2029 * Construction en plus des centrales Hydro. décidées de Amaria et Souapiti et des centrales Koukoutamba, Bouréya et Niagara alimentant le réseau régional (1060 MW) * Partage en plus des productibles des centrales Hydro. régionales externes de l'OMVS et de l'OMVG Gourbassi et Sambagalou (42,65 MW parts de la Guinée) * 6 Centrales PV solaires déjà annoncées (Africa Synergy Group, Ecoglobal, Orion-Saccof, Solveo, Tyba-Energy, Planet Core : 223 MW au total) * En plus de 150 MW injecté au RNI à partir de CPI (production thermique au charbon en IPP)
2026 - 2030	6 centrales (Frankénédou, Kogbédou, Kassa, Morisankou, Guozoguezia, Tiopo, Grand Kinkon, Korafindi: 847 MW au total)	Hydro.	36 263,0	4 029,22	45%	* Partage en plus du productible de la centrale Hydro. régionale externe Badoumbé (17,5 MW part de la Guinée) * Centrales PV Solaires supposées développées en PPI (totalisant 250 MW), avec un coût d'exploitation du kWh tenant compte implicitement de l'investissement requis pour les équipements
	4 centrales (250 MW)	Solaires PV				
	1 centrale (100 MW)	Diesel / LFO				
	1 centrale (150 MW)	Thermique – Vapeur HFO				
Total 2026- 2030	12 nouvelles centrales (1 347 MW)					
2031 - 2035	10 centrales (Hakkunde, Diareguela, FelloSoung, Kouravel, N'zebela, Bonkon, Diallol, Poudaldé, Digan, Fetoure II : 964 MW au total)	Hydro.	39 570,0	4 396,67	49%	* Centrales PV Solaires supposées développées en PPI (totalisant 450 MW), avec un coût d'exploitation du kWh tenant compte implicitement de l'investissement requis pour les équipements
	5 centrales (550 MW)	PV Solaire				
	1 centrale (100 MW)	Diesel / LFO				
	1 centrale (100 MW)	Thermique – Vapeur HFO				
Total 2031- 2035	19 nouvelles centrales (1 964 MW)					
Total 2016- 2035	32 nouvelles centrales (hors déjà décidées / annoncées) : 3 401 MW dont 55,9% Hydro.		80 562,0	8 951,33	100%	

GIGA GNF : Milliards de Francs Guinéens

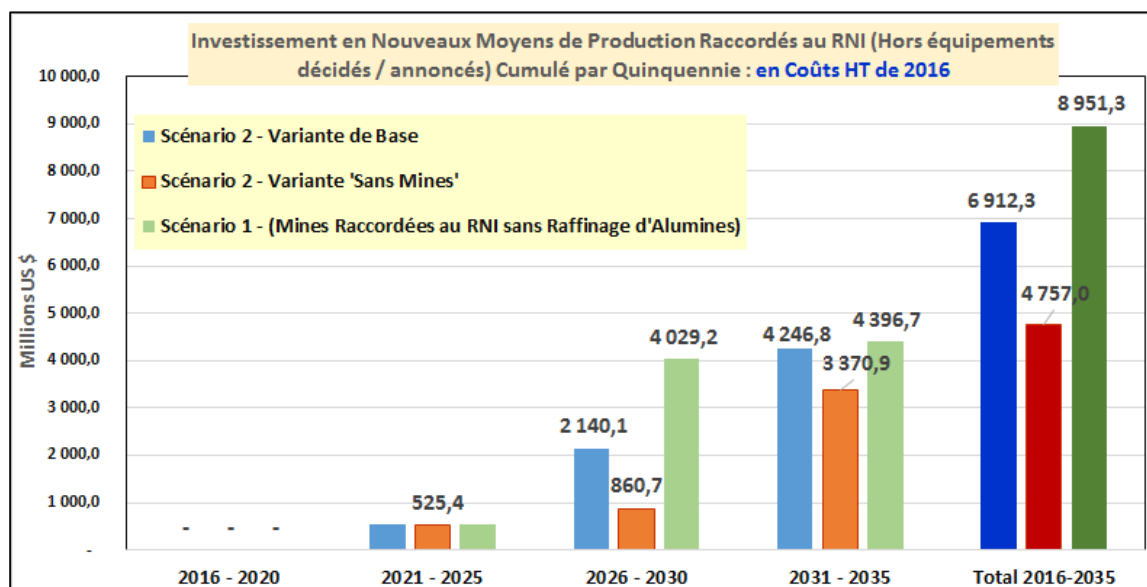


Figure 2.5 Répartition du Programme d'Investissement en Nouveaux Moyens de Production Électrique Alimentant le RNI, Proposés par l'Étude, par Période de 5 ans

2.2.2 Programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du réseau interconnecté du transport de l'énergie électrique

Le tableau suivant récapitule les résultats de l'Étude de Développement du Réseau interconnecté de Transport de la Guinée, sous forme de programme d'équipement en moyens de transport de l'énergie électrique, par scénario et variante de raccordement des sites miniers au RNI. L'investissement global à mobiliser par période quinquennale est ensuite récapitulé.

Le modèle informatisé NEPLAN est utilisé pour la planification du développement du réseau HT et la simulation de son fonctionnement en régimes normal et perturbé.

Le programme d'équipement et d'investissement se trouve ensuite récapitulé par période quinquennale.

On peut vérifier ce qui suit :

- Le programme d'équipement définit un total de nouvelles lignes HT à construire pour une mise en service entre 2020 et 2035, atteignant un linéaire approximatif global estimé à 1543 km selon le Scénario 2 et la Variante de Base, contre 88 km de moins (1709 km) selon le même scénario et la Variante 'Sans Mines' et 155 km de plus selon le Scénario 1/ de Forte Croissance (1952 km);
- Le budget global à prix constants, identifié pour les besoins de l'expansion totale du réseau, est évalué à près de 479,5 millions US\$ (4 618 milliards GNF) selon le Scénario 2– Variante de Base. Il est évalué à près de 2% de moins selon le Scénario 2- Variante 'sans Mines' et à plus de 11%, selon le Scénario 1;
- Par rapport à l'investissement global pour le développement du système interconnecté de la production, le budget évalué pour l'expansion du réseau interconnecté de transport représente autour de :
 - 6 à 7% pour les variantes où les mines sont supposées être alimentées par le RNI (selon Scénario 2 – Variante de Base et Scénario 1)
 - et 10% si les activités minières ne seraient pas alimentées par le RNI (Scénario 2 – Variante 'Sans Mines').



Tableau 2.6 Programme d'Equipement et d'Investissement pour l'Expansion du Réseau Interconnecté du Transport Electrique (RNI) (Investissements à Prix Constants de 2016)

Scénario 2- Variante de Base				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 2- Variante Sans Mines				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 1 - de Forte Croissance				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)	
Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF
2020	Une 2ème ligne Matoto-Sonfonia 60 kV	Ligne	11	3 027	27 243	2020	Une 2ème ligne Matoto-Sonfonia 60 kV	Ligne	11	3 027	27 243	2020	Une 2ème ligne Matoto-Sonfonia 60 kV	Ligne	11	3 027	27 243
2020	Une 2ème ligne 110 kV Linsan Mamou	Ligne	43	8 269	74 421	2020	Une 2ème ligne 110 kV Linsan Mamou	Ligne	43	8 269	74 421	2020	Une 2ème ligne 110 kV Linsan Mamou	Ligne	43	8 269	74 421
2020	Un 2ème transformateur 110/60 kV à Matoto, 35 MVA	Transformateur	-	2 473	22 257	2020	Un 2ème transformateur 110/60 kV à Matoto, 35 MVA	Transformateur	-	2 473	22 257	2020	Un 2ème transformateur 110/60 kV à Matoto, 35 MVA	Transformateur	-	2 473	22 257
2021	Une ligne 225 kV Amaria-Manéah en passant par Dubréka	Ligne	80	19 935	179 415	2021	Une ligne 225 kV Amaria-Manéah en passant par Dubréka	Ligne	80	19 935	179 415	2021	Une ligne 225 kV Amaria-Manéah en passant par Dubréka	Ligne	80	19 935	179 415
2021	Une ligne 225 kV Amaria-Kaléta	Ligne	70	17 720	159 480	2021	Une ligne 225 kV Amaria-Kaléta	Ligne	70	17 720	159 480	2021	Une ligne 225 kV Amaria-Kaléta	Ligne	70	17 720	159 480
2024	Deux lignes 225 kV CPI-Amaria, 100 km chacune	Ligne	2*100	46 515	418 635	2024	Deux lignes 225 kV CPI-Amaria, 100 km chacune	Ligne	2*100	46 515	418 635	2024	Deux lignes 225 kV CPI-Amaria, 100 km chacune	Ligne	2*100	46 515	418 635
2025	Une bobine de réactance à Macenta, 20 MVAR	Bobine de réactance	-	1 108	9 972	2025	Une bobine de réactance à Macenta, 20 MVAR	Bobine de réactance	-	1 108	9 972	2025	Une bobine de réactance à Macenta, 20 MVAR	Bobine de réactance	-	1 108	9 972



Scénario 2- Variante de Base				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 2- Variante Sans Mines				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 1 - de Forte Croissance				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)	
Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF
2025	Une 2ème ligne 110 kV Sanoya-Manéah	Ligne	7	3 766	33 894	2025	Une 2ème ligne 110 kV Sanoya-Manéah,	Ligne	7	3 766	33 894	2025	Une 2ème ligne 110 kV Sanoya-Manéah,	Ligne	7	3 766	33 894
2025	Remplacer les 2 TRs de Matoto 110/60 kV, par 2 TRs 50 MVA	Transformateur	-	1 477	13 293	2025	Remplacer les 2 TRs de Matoto 110/60 kV, par 2 TRs 50 MVA	Transformateur	-	1 477	13 293	2025	Remplacer les 2 TRs de Matoto 110/60 kV, par 2 TRs 50 MVA	Transformateur	-	1 477	13 293
2025	Une 2ème ligne 225 kV Kaléta-Boké	Ligne	124	29 681	267 129	2025	Une 2ème ligne 225 kV Kaléta-Boké	Ligne	124	29 681	267 129	2025	Une 2ème ligne 225 kV Kaléta-Boké	Ligne	124	29 681	267 129
2025	Une 2ème ligne 225 kV Boureya-Koukoutamba	Ligne	140	33 225	299 025	2025	Une 2ème ligne 225 kV Boureya-Koukoutamba	Ligne	140	33 225	299 025	2025	Une 2ème ligne 225 kV Boureya-Koukoutamba	Ligne	140	33 225	299 025
2026	E/S au poste de la centrale Kassa sur la ligne Linsan-Faranah	Ligne	2*30	11 518	103 662	2026	E/S au poste de la centrale de Kogbédou sur la ligne Kankan-Kérouané	Ligne	2*20	8 417	75 753	2025	Une 2ème ligne 60 kV Hamdallay - Kaloum	Ligne	8	2 658	23 922
2026	E/S au poste de la centrale de Kogbédou sur la ligne Kankan-Kérouané	Ligne	2*20	8 417	75 753	2030	E/S au poste de la centrale Kassa sur la ligne Linsan-Faranah	Ligne	2*30	11 518	103 662	2025	Une 2ème ligne 60 kV Matoto-Sonfonia	Ligne	11	3 027	27 243
2027	Une ligne 225 kV Morisanko-Kankan	Ligne	80	19 935	179 415	2030	3 postes 225/110 kV à Conakry, 3*100 MVA chacun	Transformateur		41 494	373 446	2026	E/S au poste de la centrale Kassa sur la ligne Linsan-Faranah	Ligne	2*30	11 518	103 662



Scénario 2- Variante de Base				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 2- Variante Sans Mines				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 1 - de Forte Croissance				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)	
Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF
2027	Une ligne 225 kV Morisankou-Mandiana	Ligne	40	11 075	99 675	2030	E/S au poste Dubréka Nord sur la ligne Amaria-Manéah	Ligne	2*1	2 525	22 725	2026	E/S au poste de la centrale de Kogbédou sur la ligne Kankan-Kérouané	Ligne	2*20	8 417	75 753
2028	Une ligne 225 kV Gozoguésia-Nzérékoré	Ligne	60	15 505	139 545	2030	Une ligne 225 kV Manéah-Matoto	Ligne	30	8 860	79 740	2026	Une ligne 225 kV Morisankou-Kankan	Ligne	80	19 935	179 415
2030	Une ligne 225 kV Tiopo-Diallo Yllabe -Kaléta	Ligne	80+50	31 010	279 090	2030	Une ligne 225 kV Kaloum-Matoto	Ligne	15	5 538	49 842	2026	Une ligne 225 kV Morisankou - Mandiana	Ligne	40	11 075	99 675
2030	3 postes 225 /110 kV à Conakry , 3*100 MVA chacun	Transformateur	-	41 494	373 446	2030	Une ligne 225 kV Kaloum-Dubréka	Ligne	40	11 075	99 675	2027	Une ligne 225 kV Gozoguésia-Nzérékoré	Ligne	60	15 505	139 545
2030	E/S au poste Dubréka Nord sur la ligne Amaria-Manéah	Ligne	2*1	2 525	22 725	2031	Une ligne 225 kV Morisankou-Kankan	Ligne	80	19 935	179 415	2029	Une ligne 225 kV Tiopo-Diallo Yllabe-Kaléta	Ligne	80+50	31 010	279 090
2030	Une ligne 225 kV Manéah-Matoto	Ligne	30	8 860	79 740	2031	Une ligne 225 kV Morisankou-Mandiana	Ligne	40	11 075	99 675	2030	3 postes 225/110 kV à Conakry , 3*100 MVA chacun	Transformateur	-	41 494	373 446
2030	Une ligne 225 kV Kaloum-Matoto	Ligne	15	5 538	49 842	2032	Une ligne 225 kV Gozoguésia-Nzérékoré	Ligne	60	15 505	139 545	2030	E/S au poste Dubréka Nord sur la ligne Amaria-Manéah	Ligne	2*1	2 525	22 725
2030	Une ligne 225 kV Kaloum-Dubréka	Ligne	40	11 075	99 675	2032	Une ligne 225 kV Tiopo-Diallo Yllabe-Kaléta	Ligne	80+50	31 010	279 090	2030	Une ligne 225 kV Manéah-Matoto	Ligne	30	8 860	79 740
2031	E/S au poste de la centrale de Grand Kinkon	Ligne	2*7	4 386	39 474	2033	Deux lignes 225 kV Bonkon-Labé	Ligne	40+40	19 935	179 415	2030	Une ligne 225 kV Kaloum-Matoto	Ligne	15	5 538	49 842



Scénario 2- Variante de Base				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 2- Variante Sans Mines				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 1 - de Forte Croissance				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)	
Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF
	sur la ligne Linsan-Labé																
2032	E/S au poste de la centrale de Korafindi sur la ligne Kaléta-Boké	Ligne	2*1	2 525	22 725	2034	E/S au poste de la centrale de Korafindi sur la ligne Kaléta-Boké	Ligne	2*1	2 525	22 725	2030	Une ligne 225 kV Kaloum-Dubreka	Ligne	40	11 075	99 675
2033	Deux lignes 225 kV Bonkon-Labé	Ligne	40+40	19 935	179 415	2034	Une ligne 225 kV Fello Soung-Dialloul Yllabe	Ligne	75	18 828	169 452	2030	E/S au poste de la centrale de Grand Kinkon sur la ligne Linsan-Labé	Ligne	2*7	4 386	39 474
2033	Deux lignes 225 kV Kouravel-Labé	Ligne	50+50	24 365	219 285	2034	Deux lignes 225 kV Kouravel-Labé	Ligne	50+50	24 365	219 285	2030	E/S au poste de la centrale de Korafindi sur la ligne Kaléta-Boké	Ligne	2*1	2 525	22 725
2035	Une ligne 225 kV Diaréguéla-Kouroussa	Ligne	20	6 645	59 805	2035	Une 2ème ligne 225 kV Faranah-Kassa	Ligne	150	35 440	318 960	2032	Une ligne 225 kV Diaréguéla-Kouroussa	Ligne	20	6 645	59 805
2035	Une ligne 225 kV Fello Soung-Dialloul Yllabe	Ligne	75	18 828	169 452	2035	Une 2ème ligne 225 kV Tiopo-Dialloul Yllabe	Ligne	80	19 935	179 415	2032	Une ligne 225 kV Fello Soung-Dialloul Yllabe	Ligne	75	18 828	169 452
2035	Une 2ème ligne 225 kV Faranah-Kassa	Ligne	150	35 440	318 960	2035	Une 2ème ligne 225 kV Kaléta-Dialloul Yllabe	Ligne	50	13 290	119 610	2032	Deux lignes 225 kV Kouravel-Labé	Ligne	50+50	24 365	219 285
2035	Une 2ème ligne 225 kV Tiopo-Dialloul Yllabe	Ligne	80	19 935	179 415							2032	E/S au poste de la centrale de Nzébela sur la ligne Macenta-Nzérékoré	Ligne	2*1	2 525	22 725
2035		Ligne	50	13 290	119 610							2033	Deux lignes 225 kV Bonkon-Labé	Ligne	40+40	19 935	179 415



Scénario 2- Variante de Base				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 2- Variante Sans Mines				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)		Scénario 1 - de Forte Croissance				Coûts d'Investissement Estimatifs (à Prix Constants)	
Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéaire (km)	en k US\$	en M GNF	Année de Mise en Service	Ouvrage	Type	Linéai- re (km)	en k US\$	en M GNF
	Une 2ème ligne 225 kV Kaléta-Diallol Yllabe											2034	Une ligne 225 kV Digan-Koukoutamba	Ligne	85	21 043	189 387
												2034	Deux lignes 225 kV Fétoré-Grand Kinkon	Ligne	2*30	15 505	139 545
												2035	Une 2ème ligne 225 kV Faranah-Kassa	Ligne	150	35 440	318 960
												2035	Une 2ème ligne 225 kV Tiopo-Diallol Yllabe	Ligne	80	19 935	179 415
												2035	Une 2ème ligne 225 kV Kaléta-Diallol Yllabe	Ligne	50	13 290	119 610
												2035	Une 3ème ligne 110 kV Linsan-Mamou	Ligne	43	8 269	74 421
												2035	Batterie de condensateurs à Kissidougou, 40 MVAR	Batterie de conden- sateurs	-	984	8 856
Total Investissement à prix constants de 2016				479 497	4 315 473					468 466	4 216 194					533 508	4 801 572

K US\$: Kilo (Milliers) US dollars ; M GNF : Millions de Francs Guinéens ; Taux de conversion considéré : 1 US\$ = 9000 GNF

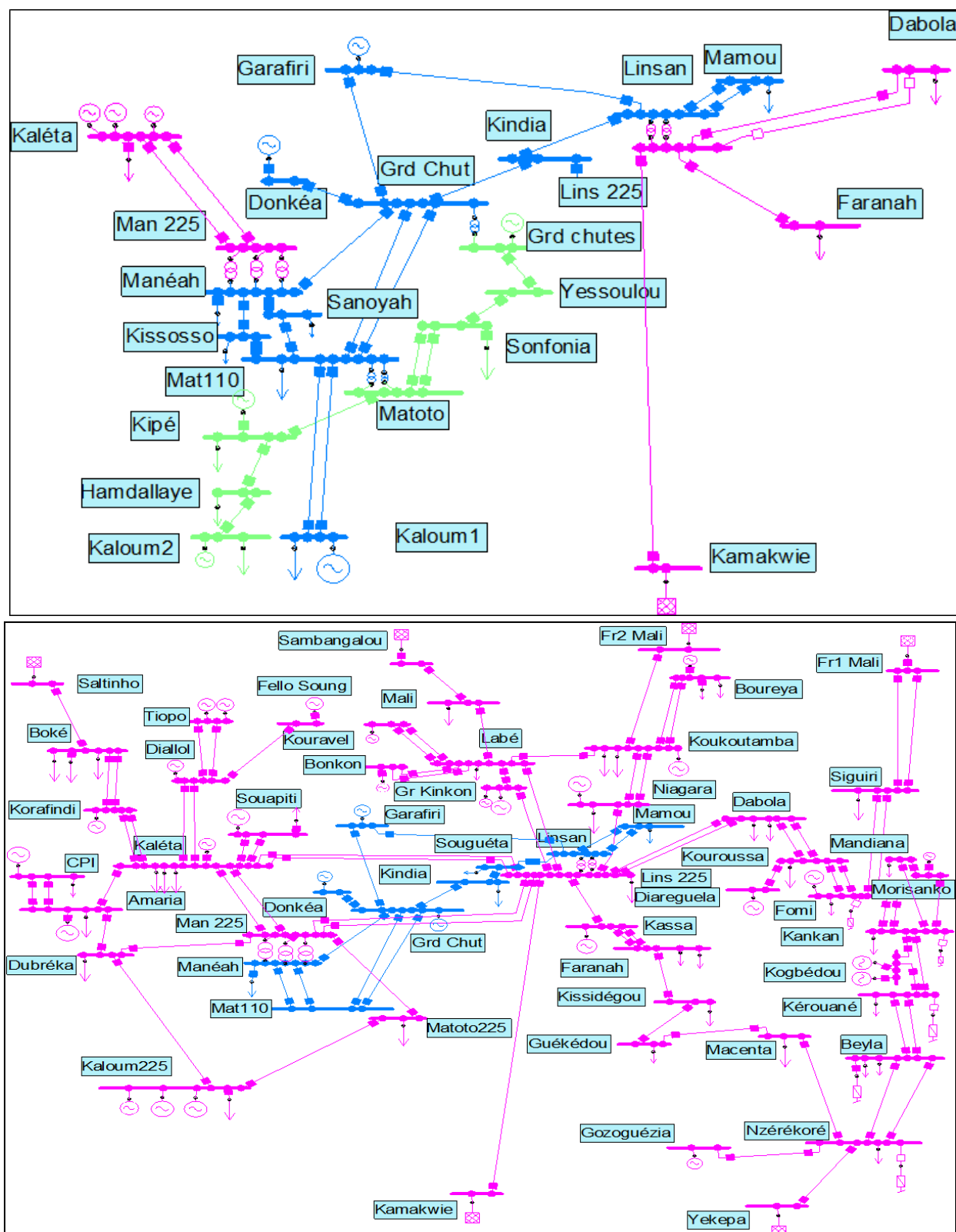
Transfo. : Transformateur ; E/S : Entrée / Sortie



Tableau 2.7 Récapitulation du Programme d'Investissement en Moyens de Transport Electrique du RNI par Période Quinquennale

Scénario 2 - Variante de Base			
Période Quinquennale (de Mise en Service)	Linéaire de Lignes à construire (km)	Investissement à Prix Constants de 2016	
		en k US\$	en M GNF
2016 -2020	54	13 769	123 921
2021 - 2025	675	153 427	1 380 843
2026 - 2030	497	166 952	1 502 568
2031 - 2035	571	145 349	1 308 141
Total 2016 - 2035	1 797	479 497	4 315 473
Scénario 2 - Variante sans Mines			
2016 -2020	54	13769	123921
2021 - 2025	621	153 427	1 380 843
2026 - 2030	187	89 427	804 843
2031 - 2035	847	211 843	1 906 587
Total 2016 - 2035	1 709	468 466	4 216 194
Scénario 1 - de Forte Croissance			
2016 -2020	54	13 769	123 921
2021 - 2025	640	159 112	1 432 008
2026 - 2030	513	173 863	1 564 767
2031 - 2035	745	186 764	1 680 876
Total 2016 - 2035	1 952	533 508	4 801 572

Les figures qui suivent illustrent le schéma unifilaire du réseau HT, après intégration des renforcements et des nouveaux équipements requis, à la suite de l'analyse des situations en régime de fonctionnement perturbé, pour les deux horizons 2020 et 2035 (schéma cible ultime).



< En
2020

< En
2035

Figure 2.6 Schéma Unifilaire de 2020 et Cible (en 2035) du Réseau National Interconnecté de Transport
Electrique de la Guinée - Scénario 2 – Variante de Base (Après Analyse de la Situation 'N-1')

2.2.3 Programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du réseau interconnecté de la distribution de l'énergie électrique

Au tableau 2.8 qui suit, se trouve consigné le programme d'équipement et d'investissement (à prix constants de 2016) proposé pour le développement du système interconnecté de la distribution de l'énergie électrique (en MT et BT), de manière synthétisée par 'paquets' additionnels d'actions et de coûts à mettre en œuvre par période quinquennale future (selon les dates d'entrée en service préconisées des équipements), en tenant compte des développements déjà annoncés/ en cours d'exécution du système de la distribution (non comptabilisés dans les quantitatifs et coûts estimatifs).

Ce programme d'équipement fournit plus un cadre pour le développement futur qui restera à détailler dans le cadre d'études zonales plus spécifiques et plus détaillées, au vu de schémas d'aménagement urbains et régionaux prospectifs.

Il ressort des estimations, la segmentation moyenne de l'investissement total à prévoir pour le développement du réseau national interconnecté de la distribution électrique par principales composantes de développement, présentée à la figure suivante. On peut vérifier l'importance de l'enveloppe à prévoir pour le développement du réseau BT (64% environ), au vu de l'importance de la demande à desservir en BT et le besoin d'extension du réseau BT sur une large part du territoire de la Guinée, où le système électrique interconnecté est aujourd'hui inexistant.

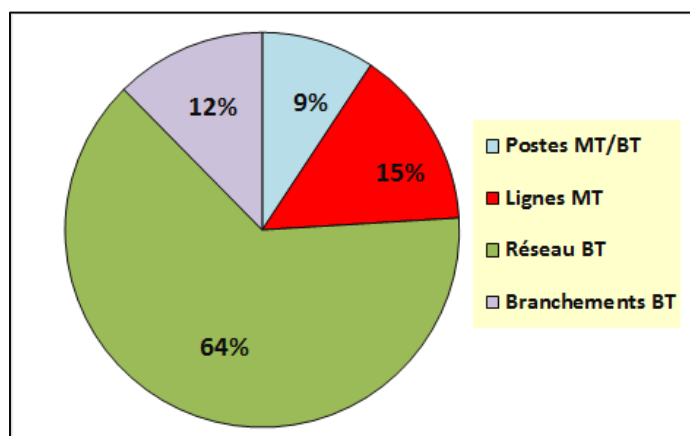


Figure 2.7 Ventilation Moyenne de l'Investissement Total Cumulé Proposé pour l'Expansion du Système Interconnecté de la Distribution (Moyenne des Scénarii 1 et 2)

Comparativement à l'investissement total estimé requis pour le développement du système interconnecté de l'offre de production, de manière cumulée sur la période totale de l'analyse, l'investissement estimé requis pour l'expansion du réseau national de la distribution représente :

- entre 24% à 27%, si les mines seront raccordées au RNI (selon le Scénario 2- Variante de Base ou le Scénario 1),
- autour de 35%, si les projets miniers ne seraient pas alimentés par le RNI (selon Scénario 2 – Variante 'Sans Mines').



Tableau 2.8 – Programme d'Équipement et d'Investissement en Moyens de la Distribution Electrique Préconisé sur la Période 2023 - 2035

(Coûts d'Investissement aux Prix Constants de 2016) ()**

N°	Désignation	Unité	Prix Unitaire (k.US\$)	Horizon 2025 (Période 2023 – 2025)			Horizon 2030 (Période 2026 – 2030)			Horizon 2035 (Période 2031 – 2035)			TOTAL		
				Qté	Coût (k.US\$)	Coût (M.FGN)	Qté	Coût (k.US\$)	Coût (M.FGN)	Qté	Coût (k.US\$)	Coût (M.FGN)	Qté	Coût (k.US\$)	Coût (M.FGN)
Scénario 2/ de Référence - de Croissance Prudente															
1	Postes MT/BT	U	15,64	1 308	20 457	184 114	3 335	52 159	469 435	5 223	81 688	735 189	9 866	154 304	1 388 738
2	Lignes MT- 148 mm²	km	32,69	1 370	44 785	403 068	2 512	82 117	739 056	1 920	62 765	564 883	5 802	189 667	1 707 006
3	Lignes MT - 54,6 mm²	km	26,91	392	10 549	94 938	1 001	26 937	242 432	1 544	41 549	373 941	2 937	79 035	711 312
4	Réseau BT	km	35,93	3 924	140 989	1 268 904	10 005	359 480	3 235 317	15 444	554 903	4 994 126	29 373	1 055 372	9 498 347
5	Branchements BT (*)	U	0,21	130 800	27 468	247 212	333 500	70 035	630 315	514 800	108 108	972 972	979 100	205 611	1 850 499
Total Cumulé (à prix constants de 2016)					244 248	2 198 236		590 728	5 316 554		849 012	7 641 112		1 683 989	15 155 903
Scénario 1/ de Forte Croissance															
1	Postes MT/BT	U	15,64	1 777	27 792	250 131	4 670	73 039	657 349	7 650	119 646	1 076 814	14 097	220 477	1 984 294
2	Lignes MT- 148 mm²	km	32,69	1 368	44 713	402 420	2 693	88 034	792 308	2 159	70 574	635 170	6 220	203 322	1 829 898
2	Lignes MT - 54,6 mm²	km	26,91	533,1	14 346	129 111	1 401	37 701	339 308	2 267	61 016	549 142	4 202	113 062	1 017 561
3	Réseau BT	km	35,93	5 331	191 543	1 723 885	14 010	503 379	4 530 414	22 674	814 677	7 332 091	42 015	1 509 599	13 586 391
4	Branchements BT (*)	U	0,21	177 700	37 317	335 853	467 000	98 070	882 630	755 800	158 718	1 428 462	1 400 500	294 105	2 646 945
Total Cumulé (à prix constants de 2016)					315 711	2 841 401		800 223	7 202 009		1 273 077	11 457 691		2 340 565	21 065 088

K US\$: Kilos, ou milliers de US dollars;

M.FGN : Millions de Francs Guinéens en considérant un taux de conversion 1 US \$= 9000 GNF, comme adopté pour tous les volets de l'étude

(*) Sont comptabilisés les branchements domestiques

(**) Le programme d'équipement est récapitulé par période, selon les dates de mise en service des équipements



L'évolution du quantitatif annuel moyen des équipements à mettre en œuvre par période 'quinquennale' est récapitulée au tableau qui suit. Ce quantitatif est appelé à s'accroître dans le temps, reflétant la croissance progressivement accélérée de la demande électrique à satisfaire par le RNI, au vu de son expansion géographique visée. Un renforcement progressif est ainsi requis dans le temps, des capacités logistiques et opérationnelles d'EDG et de ses partenaires locaux de développement, pour permettre la mise en place du programme d'action proposé.

Tableau 2.9 – Evolution du Quantitatif Annuel Moyen à Prévoir par Période Quinquennale (de Mise en Service des Equipements) pour l'Expansion du Réseau National Interconnecté de la Distribution Electrique

N°	Désignation	Unité	Période 2023 – 2025	Période 2026 – 2030	Période 2031 – 2035	Quantitatif Total Cumulé (2023 – 2035)
Scénario 2/de Référence						
1	Postes MT/BT	U	436	667	1 045	759
2	Lignes MT- 148 mm²	km	457	502	384	446
3	Lignes MT - 54,6 mm²	km	131	200	309	226
4	Réseau BT	km	1 308	2 001	3 089	2 259
5	Branchements BT	U	43 600	66 700	102 960	98 343
Scénario 1/de Forte Croissance						
1	Postes MT/BT	U	592	934	1 530	1 084
2	Lignes MT- 148 mm²	km	456	539	432	478
3	Lignes MT - 54,6 mm²	km	178	280	453	323
4	Réseau BT	km	1 777	2 802	4 535	3 232
5	Branchements BT	U	59 233	93 400	151 160	107 731

2.2.4 Récapitulation du programme d'investissement pour l'ensemble du développement du système électrique interconnecté et de son échéancier potentiel de décaissement

La récapitulation du programme d'investissement défini pour le développement du RNI, fait ressortir l'importance de l'investissement à dédier à la mise en place des ouvrages de la production électrique, représentant environ :

- 69% de l'enveloppe budgétaire totale cumulée en cas où les mines seraient alimentées par les moyens propres des promoteurs des activités minières
- et d'au moins 75%, en cas d'alimentation des mines via le réseau national interconnecté.



**Tableau 2.10 – Programme d'Investissement Global Cumulé sur toute la Période d'Analyse (jusqu'à 2035)
Requis pour l'Expansion du Système Electrique National Interconnecté de la Guinée
(en coûts constants de 2016)**

	Selon Scénario 2 – Variante de Base (Mines raccordées au RNI)		Selon Scénario 2 – Variante 'Sans Mines' (Mines supposées non raccordées au RNI)		Selon Scénario 1 / de Forte Croissance (Mines raccordées au RNI)	
	Total Cumulé en Millions GNF	Segmentation	Total Cumulé en Millions GNF	Segmentation	Total Cumulé en Millions GNF	Segmentation
Investissement en Production	62 211 000	76%	42 813 000	69%	80 562 000	75%
Investissement en Transport	4 315 473	5%	4 216 194	7%	4 801 572	4%
Investissement en Distribution (MT+BT)	15 155 975	19%	15 155 975	24%	21 873 269	20%
Investissement Total (MT+BT)	81 682 448	100%	62 185 169	100%	107 236 841	100%

Les sections précédentes ont présenté le programme d'équipement selon les horizons proposés d'entrée en service des équipements.

Dans ce qui suit, se trouve présenté le plan de décaissement/de mobilisation des investissements de l'ensemble du programme d'équipement (toutes composantes comprises), en tenant compte des délais de commande des équipements à importer (investissements à mobiliser en conséquence).

Dans ce cadre, les considérations suivantes sont adoptées, d'une façon moyenne pour tous les équipements électriques de la même catégorie, au vu d'un retour d'expériences des études de faisabilité et des missions de contrôle et de suivi des travaux de projets d'infrastructures électriques menées par le Consultant.

Tableau 2.11 – Hypothèses sur le Décaissement des Investissements Dédiés à l'Expansion du Système Electrique Interconnecté (RNI)

Investissements en Production Electrique

Type d'Equipement	(*)	Année						N+1 : Année de mise en service
	Durée supposée des travaux (hors 1 an préparatoire)	N - 5	N - 4	N - 3	N - 2	N - 1	N	
Centrales thermiques au Diesel	2 ans				5%	45%	50%	Mise en service
Centrales thermiques au Charbon	3 ans			5%	15%	50%	30%	
Centrales hydroélectriques : Ouvrages électromécaniques et ceux de Piquage et Restitution de l'eau	4 ans	5%	15%	30%	30%	20%	Remplissage de l'eau du Barrage	



Tableau 2.11 – Hypothèses sur le Décaissement des Investissements Dédiés à l'Expansion du Système Electrique Interconnecté (RNI) (Suite)

Investissements en Transport de l'Energie Electrique

	(*)	Année						
	Durée supposée des travaux (hors 1 an préparatoire)	N - 5	N - 4	N - 3	N - 2	N - 1	N	N+1 : Année de mise en service
Lignes HT et E/S de linéaire <= 50 km	<= 1 an					5%	95%	Mise en service
Lignes HT et E/S de Linéaire : plus de 50 à moins de 200 km	2 an				5%	65%	30%	
Lignes HT de linéaire de 200 km et plus	3 an			5%	25%	50%	20%	
Poste / Transformateurs électriques	<= 1 an					5%	95%	
Autres (Bobine de Réactance/Batterie de condensateurs)	<= 1 an					5%	95%	

Investissements en Distribution de l'Energie Electrique

Tous types d'équipements (Postes MT/BT, Lignes MT et BT et Branchements BT) prévus mis en service à l'année N+1	De l'ordre de 1 an en moyenne					5%	95%	Mise en service
---	-------------------------------	--	--	--	--	----	-----	-----------------

(*) Durées hors délais des phases préparatoires des projets

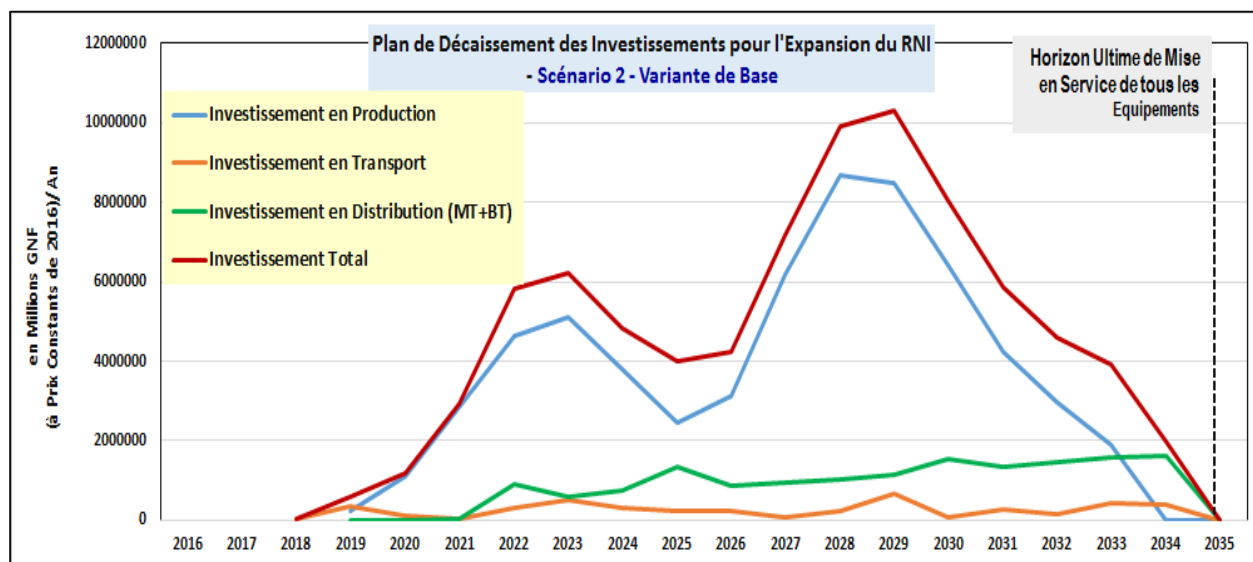


Figure 2.8 Plan de Mobilisation Supposé des Investissements Requis pour l'Expansion du Système Electrique Interconnecté de la Guinée – RNI, par Composante de Développement selon le Scénario 2 : de Référence – Variante de Base (en coûts constants de 2016)

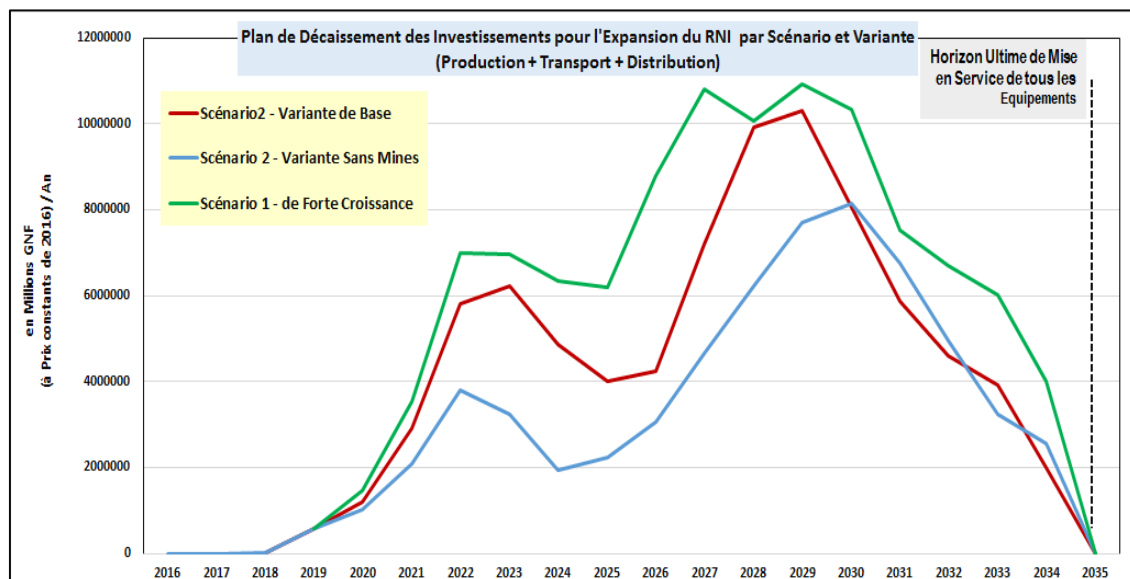


Figure 2.9 Illustration Comparative du Plan de Mobilisation Supposé du Total des Investissements Requis pour l'Expansion du Système Electrique Interconnecté (production-Transport-Distribution) de la Guinée – RNI selon le Scénario et la Variante (en coûts constants de 2016)

L'importance en besoins de mobilisation de l'investissement entre 2027 et 2029/2030 peut être soulignée, en cas de raccordement des activités minières au RNI ; ce pic est traduit par l'importance des travaux à conduire sur cette période en projets de développement du parc interconnecté de la production (plusieurs centrales hydroélectriques comme Tiopo, Grand Kinkon, Korafindi, Hakunde-M, Kouravel, Nzebela, Fello Song, etc.) ; cette période d'intensification du besoin en investissement à décaisser est décalée entre 2029 à 2031/2032, en cas de non satisfaction des besoins des activités minières via le RNI (Scénario 2 – Variante sans Mines).

Le tableau qui suit récapitule la mobilisation des investissements par période 'quinquennale'. Les résultats conduisent à préconiser un renforcement progressif des capacités d'EDG et de ses partenaires locaux (MEH notamment), surtout à partir de l'horizon 2025, au vu de la consistance des projets d'infrastructures électriques à conduire, notamment sur la période 2026 - 2030 et des besoins conséquents en leur suivi, validation et coordination.



Tableau 2.12 – Plan Quinquennal de Mobilisation/Décaissement des Investissements Requis pour l'Expansion du RNI (en Millions de GNF, aux Coûts Constants de 2016)

Selon Scénario 2 – Variante de Base

Période de Décaissement	Jusqu'à 2020	en %	2021-2025	en %	2026-2030	en %	2031-2035	en %	Total jusqu'à 2035
Investissement en Production	1 333 100	74%	18 841 600	79%	32 929 100	83%	9 107 200	56%	62 211 000
Investissement en Transport	462 816	26%	1 358 915	6%	1 246 147	3%	1 247 596	8%	4 315 473
Investissement en Distribution (MT+BT)	-	0%	3 594 094	15%	5 545 869	14%	6 016 012	37%	15 155 975
Investissement Total	1 795 916	100%	23 794 609	100%	39 721 115	100%	16 370 808	100%	81 682 448
en % de l'Enveloppe Totale à Prix Constants	2%		29%		49%		20%		100%

Selon Scénario 2 – Variante 'Sans Mines'

Période de Décaissement	Jusqu'à 2020	en %	2021-2025	en %	2026-2030	en %	2031-2035	en %	Total jusqu'à 2035
Investissement en Production	1 144 650	71%	8 581 800	65%	22 922 850	77%	10 163 700	58%	42 813 000
Investissement en Transport	462 816	29%	1 117 701	8%	1 310 195	4%	1 325 482	8%	4 216 194
Investissement en Distribution (MT+BT)	-	0%	3 594 094	27%	5 545 869	19%	6 016 012	34%	15 155 975
Investissement Total	1 607 466	100%	13 293 595	100%	29 778 914	100%	17 505 194	100%	62 185 169
en % de l'Enveloppe Totale à Prix Constants	3%		21%		48%		28%		100%

Selon Scénario 1 – Mines raccordées au RNI

Période de Décaissement	Jusqu'à 2020	en %	2021-2025	en %	2026-2030	en %	2031-2035	en %	Total jusqu'à 2035
Investissement en Production	1 599 750	78%	23 745 950	79%	41 599 300	82%	13 617 000	56,2%	80 562 000
Investissement en Transport	462 816	22%	1 649 300	5%	1 293 794	3%	1 395 663	5,8%	4 801 572
Investissement en Distribution (MT+BT)	-	0%	4 636 104	15%	8 010 368	16%	9 226 798	38,1%	21 873 269
Investissement Total	2 062 566	100%	30 031 353	100%	50 903 461	100%	24 239 461	100,0%	107 236 841
en % de l'Enveloppe Totale à Prix Constants	2%		28%		47%		23%		100,0%

2.3 Programme d'équipement et d'investissement proposé pour la couverture de la demande électrique restant isolée en 2035

Le programme d'équipement qui suit est proposé pour couvrir la Demande de Base restant hors périmètre de couverture du RNI en 2035, consistant en un parc de production séparé du RNI, défini, selon les appels en charges spatialisés et leur densité géographique et proposé, selon l'alternative de référence : Scénario 2, où la demande isolée est projetée à près de 132 MW (pointe foisonnée) et 688 GWh.

Ce parc isolé est proposé pour inclure des équipements prévus débiter dans des mini/micro-réseaux séparés, à développer en grappes et d'autres équipements individuels /distribués, avec une capacité totale à installer de 152 MW, dont près de 68% à partir d'Energies Renouvelables (hydroélectricité et solaire PV).



Tableau 2.13 Programme d'Équipement et d'Investissement pour la Couverture de la Demande Isolée en 2035 – Scénario 2 / de Référence (aux coûts constants de 2016)

	Unité (*)	Offre de Production					Réseau électrique d'évacuation de l'énergie
		Hydroélectricité		Solaire PV (avec Stockage)	Thermique (LFO)	Kits Solaires	
		Micro	Mini et Petite				
Puissance Installée	MW	0,46	83,63	6,00	31,60	30,30	-
Coût unitaire	US \$/ kW	7 000	6 000	2 800	250	2 200	-
Coût total	M US \$	3,23	501,77	16,80	7,90	66,66	52,60
	G GNF	29,00	4 516,00	151,00	71,00	600,00	473,80
Coût agrégé (Production / Evacuation de l'énergie)	M US \$	596,36					52,60
	G GNF	5367					473,80
Coût Global	M US \$	649,01					
	G GNF	5 840,74					

M. US\$: Millions de dollars américains ; G GNF : Gigas (milliards) de Francs Guinéens

Taux de conversion considéré pour toute l'étude : 1 US\$ = 9000 GNF

Tableau 2.14 Segmentation du Système de Production Électrique Isolé proposé pour l'Horizon 2035 par Source de Production – Scénario 2/ de Référence

Mix Énergétique	Offre de Production par Type				Total Offre Séparée du RNI
	Hydroélectricité (Micro, Mini et Petites Centrales)	Solaire PV (avec Stockage)	Thermique LFO	Kits Solaires (Solutions individuelles)	
Puissance (MW)	84,1	6,0	31,6	30,3	152,0
Part	55 %	4 %	21 %	20 %	100 %

L'investissement total est évalué à 649,09 millions US\$ (soit 5840,74 milliards GNF, aux prix constants de 2016), réparti comme suit :

- 81,6% dédié au développement des moyens de production raccordés à des mini/ micro-réseaux séparés,
- 10,3% pour l'installation de solutions d'électrification individuelles (kits solaires)
- et 8,1% pour un réseau électrique d'évacuation des micro/mini/petites centrales.

Comparé à l'investissement total estimé pour la mise en œuvre du programme d'équipement en moyens interconnectés de production du RNI à la même année 2035, l'enveloppe du financement requis pour le développement du parc de production isolé (hors évacuation de l'énergie) représente ainsi :

- 12,5% selon le Scénario 2- Variante 'Sans Mines'
- 5,6% selon le Scénario 2 – Variante de Base.



2.4 Résultats de l'étude de la stabilité du réseau national interconnecté du transport

Les diverses simulations dynamiques conduites et l'examen de leurs résultats pour l'analyse la stabilité du RNI – Transport de la Guinée, au moyen du modèle informatisé NEPLAN conduisent aux principales conclusions :

a) Stabilité statique du RNI – Transport de la Guinée

Le RNI de transport de la Guinée est estimé puissant, assez maillé et avec des interconnexions fortes, surtout à partir de 2025 ; de ce fait, la stabilité statique est estimée assurée et prouvée, au vu des résultats des simulations conduites, pour tous les horizons analysés (allant de 2020 à 2035) et on peut dire ainsi, pour toute la période prospective de l'étude.

b) Court-circuit et stabilité transitoire du RNI – Transport de la Guinée

Les défauts simulés ont consisté en des courts circuits triphasés francs, éliminés au bout du temps de base (considéré de 300 milli secondes (ms) au niveau des simulations) et testés au niveau de jeux de barres d'un nombre des postes HT considérés importants (notamment ceux d'évacuation de la production d'énergie électrique de centrales à capacités élevées et d'autres de transfert d'énergie et d'interconnexions avec le réseau électrique régional). Pour chaque cas présentant des contraintes de stabilité (pompage entretenu de la tension, déviation de l'angle interne, instabilité de l'excitation...), des solutions sont proposées, de nature à éviter les instabilités observées.

Pour tous les horizons de l'étude analysés (2020, 2025, 2035 et 2035), on préconise l'élimination des défauts de courts circuits triphasés francs en un temps inférieur à 200 ms, pour les postes de Kaloum en 110 kV, Kaléta en 225 kV et Souapiti en 225 kV.

c) Perte de production et stabilité de la fréquence du RNI – Transport de la Guinée

Des simulations de perte de production ont été conduites, en vue d'examiner la stabilité du réseau, ainsi que la contribution primaire. Dans ce cadre, le comportement dynamique de la fréquence et de la tension du RNI a été évalué pour la panne de la plus grosse unité de production, considérée aux différents horizons de référence pré-indiqués. Les réponses dynamiques ont été observées et étudiées pour les conditions les plus critiques.

Il ressort de l'analyse principalement ce qui suit :

- Avec l'interconnexion du RNI-Guinée avec le réseau du Sénégal, la perte d'un groupe de production au RNI-Guinée n'est pas prévue engendrer de contraintes de stabilité sur le système électrique interconnecté Guinéen, ni de baisse significative de la tension ou de la fréquence. La contribution du réseau du Sénégal, durant ce type de perturbations et la mutualisation de la production du système électrique de la Guinée, permettront une meilleure stabilisation de la fréquence. Ainsi, pour le RNI - Guinée, la perte d'un groupe de production n'est pas de nature à engendrer des contraintes sur la stabilité du RNI;
- Uniquement pour l'année 2020 et lors de la perte d'un groupe à la centrale de Kaléta, la mise en œuvre d'un système de délestage fréquence-métrique est identifiée requise, en vue de remédier aux baisses profondes de la fréquence;
- Pour tous les horizons de l'étude, le système RNI-Guinée reste stable contre une perte d'une unité de production (en considérant les groupes les plus puissants) ;
- La contribution primaire du système électrique du Sénégal est importante et permet une stabilité garantie du RNI Guinéen, lors de la perte d'un groupe du parc électrique Guinéen;
- L'adoption, à l'avenir, des schémas d'évacuation de l'énergie de tous les moyens de production sur le niveau Haute Tension, est recommandée, afin de remédier au problème d'instabilité



observé à l'état actuel du système électrique (Réseau Interconnecté du Grand Conakry) quand l'évacuation de l'énergie produite est établie sur le niveau de la Moyenne Tension.

2.5 Principaux résultats de l'évaluation économique et financière du programme d'équipement et d'investissement pour l'expansion du système électrique national interconnecté de Production – Transport – Distribution

L'ensemble du programme d'équipement et d'investissement proposé pour le développement du système électrique national interconnecté de Production – Transport – Distribution de la Guinée (RNI), défini sur la période globale 2017 – 2035 et selon les trois alternatives : Scénario 2 – Variante de Base, Scénario 2 – Variante sans Mines et Scénario 1, a fait l'objet :

- d'une évaluation économique qui vise l'estimation et la simulation de la viabilité économique du programme d'équipement, menée dans une perspective publique, sociale ou socio-collective, en vérifiant l'incidence sur la collectivité nationale de la Guinée (tout acteur et bénéficiaire compris)
- et d'une évaluation financière qui cherche à évaluer la rentabilité financière du programme d'équipement et d'investissement, en considérant le point de vue du Promoteur / Exploitant principal et public du programme d'équipement à mettre en place, considéré EDG (avec le soutien de son ministère de tutelle) et qui estime l'incidence sur sa capacité d'autofinancement et de remboursement de la dette à engager pour couvrir les parts de l'investissement à mobiliser sur crédits.

L'approche coûts – avantages (bénéfices) est considérée, par analyse incrémentale, en comparant la Situation avec Projet, avec une situation de référence, sans la mise en œuvre du programme d'équipement.

2.5.1 Résultats de l'évaluation économique

Le tableau suivant récapitule les principaux indicateurs d'évaluation économique du programme d'équipement et d'investissement.

Les résultats d'évaluation et de simulation économiques sont dressés dans les tableaux qui suivent.

Tableau 2.15 Principaux Indicateurs d'Evaluation Economique par Scénario et Variante (*)

	Scénario 2 – Variante de Base		Scénario 2 – Variante 'Sans Mines'		Scénario 1 –de Forte Croissance	
	<u>Test de Base :</u> Coût de Revient du kWh Hors Subvention d'Exploitation de l'Etat	<u>Test 2: Test de</u> Base + Subvention d'Exploitation de l'Etat à hauteur de 25%	<u>Test de Base :</u> Coût de Revient du kWh Hors Subvention d'Exploitation de l'Etat	<u>Test 2: Test de</u> Base + Subvention d'Exploitation de l'Etat à hauteur de 25%	<u>Test de Base :</u> Coût de Revient du kWh Hors Subvention d'Exploitation de l'Etat	<u>Test 2: Test de</u> Base + Subvention d'Exploitation de l'Etat à hauteur de 25%
VAN-E à 6%	19 254 640	17 498 796	11 473 422	11 032 639	40 277 124	38 023 941
VAN-E à 8%	9 818 238	8 469 227	5 300 408	4 972 133	24 773 975	23 184 370
VAN-E à 10%	3 843 849	2 793 181	1 485 525	1 241 517	14 563 206	13 439 165
VAN-E à 12%	125 206	-704 133	-816 070	-996 815	7 864 594	7 069 095
TRI-E	12,1%	11,5%	11,2%	11,00%	16,7%	16,3%

VAN-E : Valeur Actualisée Nette Economique en millions de GNF actualisées à 6%, 8%, 10% et 12%

TRI-E : Taux de Rentabilité Interne Economique



Les résultats plus haut sont évalués en ne comptabilisant, comme avantages que ceux directs ou endogènes, à savoir :

- l'excédent d'énergie à livrer à tous les segments des usagers,
- l'annulation de l'énergie non distribuée par effet de limite de capacité des équipements en Situation de Référence
- et la baisse des ratios des pertes techniques essentiellement de la distribution.

Les coûts intègrent les investissements pour le développement des équipements et l'excédent de coûts de revient pour la fourniture de l'énergie additionnelle à tous les niveaux de sa livraison.

Les résultats d'analyse et de simulations économiques rassurent globalement sur l'éligibilité économique du Programme d'Équipement et d'Investissement, proposé pour le développement du Réseau électrique National Interconnecté, pour les deux scénarii de croissance de la demande et les deux variantes analysées de raccordement ou non des sites miniers au RNI, selon les hypothèses de Base et même en cas de l'accord d'une subvention d'exploitation à fournir par l'Etat pour promouvoir les activités du service électrique dans le pays à travers le raccordement au RNI, à condition que le taux d'actualisation reste inférieur à 12%, si la demande électrique évolue au rythme de croissance prudent du Scénario 2/ de Référence (un ratio d'actualisation élevé (12%) traduit plus la préférence de l'existant et amplifie le risque inhérent à l'avenir).

Les résultats restent surtout en faveur de l'alimentation des activités minières via le RNI. Cela est de nature à mieux rentabiliser économiquement les investissements préconisés à mettre en place à l'avenir.

En cas d'une croissance soutenue de la demande, comme selon les hypothèses du Scénario 1 étudié, les résultats économiques sont davantage consolidés et argumentent encore plus aisément la pérennité économique du Programme d'Équipement et d'Investissement, selon toutes les hypothèses de simulations admises (tous ratios d'actualisation compris).

Les résultats soulignent l'importance économique de l'expansion du service électrique via le réseau interconnecté sur le territoire de la Guinée, en dépit de la consistance des investissements requis à mobiliser à l'avenir pour le développement du système interconnecté de Production – Transport – Distribution (MT et BT), pour faire éviter aux usagers le recours à des solutions d'électrification alternatives thermiques et isolées (groupes électrogènes), établies dans l'urgence et bien moins rentables économiquement.

Si l'on comptabilisait encore le bilan comparatif des gaz à effet de serre (GES) entre :

- (1) la Situation avec le Programme d'Équipement proposé où les énergies renouvelables sont appelées à contribuer de plus en plus significativement dans la production électrique
- (2) et la Situation de Référence, où l'énergie non fournie par le RNI est supposée être résorbée par des groupes électrogènes consommant le gasoil/le diesel HFO,

l'argumentation économique du programme d'équipement serait encore mieux démontrée.

S'il était encore aisé d'intégrer dans les calculs les avantages exogènes, de nature socio-économique, du Programme d'Équipement (incidences positives prévues sur les revenus des ménages, leur fixation dans leurs zones, la scolarisation des enfants, le développement des services socio-collectifs, etc., suite à une desserte électrique continue, fiable et de qualité dans les diverses zones du pays via le RNI), la rentabilité économique serait davantage renforcée, même selon les tests de sensibilité les plus restrictifs et la variante de non raccordement des mines au RNI.



2.5.2 Résultats de l'évaluation financière et recommandations

Les résultats chiffrés de l'évaluation et des simulations financières sont dressés au Volet 5 du Rapport du Schéma Directeur en version définitive.

On peut globalement conclure de ces résultats estimés pour le programme d'équipement et d'investissement de Production–Transport–Distribution, proposé par la présente étude pour l'expansion du système électrique interconnecté de la Guinée, le RNI, ce qui suit :

- Pour un schéma de financement des investissements, avec un financement ventilé à 90% sur crédits et 10% sur fonds propres et un paramétrage du remboursement des crédits comme suit :
 - délai de grâce supposé de 5 ans,
 - durée de remboursement de chaque crédit, étalée sur 20 ans
 - et un taux d'intérêt de 1,5% annuellement,

sans subvention à fournir par l'Etat, ni révision à la hausse des tarifs de l'énergie à livrer aux usagers pour tous les segments de la Demande (particulièrement ceux à desservir en Basse Tension), le programme d'équipement et d'investissement proposé par l'étude technique, ne peut atteindre le seuil de l'éligibilité financière et l'Exploitant / le Promoteur des nouveaux équipements (EDG) ne peut bénéficier d'une capacité d'autofinancement pour rembourser le service de la dette induite par le recours à des emprunts ;

Cela incombe en priorité, à la consistance des investissements à engager dès les premiers horizons, avec notamment un nombre de centrales hydroélectriques à mettre en place, après un délai contraignant de construction et de préparation (remplissage de l'eau des barrages de retenue compris), avant que la livraison d'un excédent d'énergie et la desserte d'un excédent d'usagers ne puisse devenir possible (essentiellement au-delà de 2025), pour permettre un début de retour significatif sur l'investissement à mobiliser.

Jusqu'à 2025, le cash-flow excédentaire de l'activité d'exploitation des nouveaux équipements reste négatif dans le cas du Scénario 2-Variante de Base et du Scénario 2-Variante sans Mines et faiblement positif, selon le Scénario 1, pénalisant ainsi la capacité d'autofinancement de l'Exploitant.

Le bilan Bénéfices – Coûts après impôt sur le revenu de l'Exploitant, reste négatif jusqu'à l'horizon éloigné de 2033, au vu de l'importance des investissements qui continueront à se succéder à chaque année, jusqu'à la fin de 2035, sans compensation significative par les recettes, étant un faible excédent d'énergie à fournir jusqu'à 2025 par rapport à une Situation de Référence (sans PE) et au vu en plus de la combinaison des facteurs suivants :

- Tarif inadapté du kWh à livrer, surtout en BT, s'il restera aligné à ce qui est appliqué selon la grille tarifaire de 2018, même avec à l'avenir, une indexation annuelle au ratio de l'inflation locale ;
- Contexte commercial assez contraignant du service électrique, au vu de l'historique enregistré de l'activité d'EDG, avec : (i) un taux de pertes commerciales élevé (taux de facturation de la clientèle de Base de 67,5% en 2018/2019 et de seulement 76,5%, en moyenne annuelle sur l'ensemble de la période, selon des hypothèses réalistes de tendance à la maîtrise progressive dans l'avenir), (ii) un faible niveau de recouvrement de la facturation de la clientèle de Base (BT+ MT) (à hauteur de 82% en 2018/2019 et seulement de 89%, en moyenne annuelle sur la période de l'étude, en admettant un redressement progressif à l'avenir), (ii) un long délai de règlement des factures de la clientèle de Base (BT + MT) (démarrant avec 1 année et 4 mois en moyenne en



2018/2019 et atteignant plus de 9,5 mois en moyenne annuelle sur la période de l'analyse, selon des hypothèses d'amélioration future admises) ;

- Avec un niveau de subvention à hauteur de 25% des charges d'exploitation à fournir à chaque année par l'Etat à l'Exploitant et un redressement du tarif du kWh, à appliquer dès 2020 et ce, en moyenne à hauteur de :

- * 20% pour le kWh en BT et 10% pour le kWh en MT et HT selon le Scénario 2-Variante de Base

- * 20% pour le kWh en BT et 15% pour le kWh en MT et HT selon le Scénario 1,

la viabilité financière du programme d'équipement de Production – Transport – Distribution du RNI peut être garantie, seulement en cas de raccordement des mines au RNI, selon les deux scénarii 2 et 1 d'évolution de la demande ;

Néanmoins, un tel redressement tarifaire ne sera pas suffisant, pour garantir la capacité d'autofinancement de l'Exploitant de la dette envers les bailleurs de fonds ;

- Pour l'atteinte du seuil de la capacité d'autofinancement de l'Exploitant, selon l'alternative de référence (Scénario2-Variante de Base), il est préconisé de proposer un schéma de financement reposant plus sur les fonds propres, soit à hauteur d'au moins 20% des investissements annuellement à décaisser et 80% à couvrir par emprunts et selon des paramètres très flexibles de remboursement de la dette (1% de taux d'intérêt, 10 ans de délai de grâce et 25 ans de durée de remboursement de la dette), avec en plus des ajustements consistants qui sont nécessaires et de préférence, dès le court terme (à partir de 2020, si l'on se réfère aux résultats des simulations), comme suit:

- un redressement tarifaire à hauteur de 30% de l'énergie à livrer par le RNI (globalement et en moyenne, tous segments d'utilisateurs compris), comparativement aux hypothèses de base considérées qui sont alignées à la grille tarifaire en vigueur depuis 2018,

- et un niveau de subvention d'exploitation rehaussé à 55% des charges annuelles d'exploitation (excluant l'amortissement des nouveaux équipements).

Or, cela suppose une certaine augmentation du capital de l'Exploitant, pour garantir un recours plus renforcé aux fonds propres ;

- La prise en charge par l'Etat du financement des premiers investissements sur les court et moyen termes jusqu'à 2025, notamment les investissements les plus lourds en Production électrique, peut aussi se présenter comme une solution pouvant soulager la situation financière de l'Exploitant et améliorer son cash-flow et son bilan bénéfices – charges. L'Exploitant pourrait se charger de couvrir, par fonds propres et crédits, le reste du programme d'investissement (prévu au-delà de 2025 et jusqu'à 2035), ce qui lui donnera une latitude pour renforcer ses capacités nécessaires à promouvoir la mise en place et en opération du programme d'équipement ;
- Les résultats selon le Scénario 1 – de Forte Croissance, analysés au vu de ceux obtenus selon le Scénario 2–Variante de Base, permettent de conclure que l'accroissement accéléré de la demande électrique à l'avenir et la recherche à raccorder au RNI, de toutes les activités minières (hors les plus consommatrices d'électricité, à savoir les activités de production de l'alumine), devraient rendre plus aisée l'atteinte des seuils à la fois de la viabilité financière du programme d'équipement et de la capacité d'autofinancement et de remboursement des dettes ; ceci sera de nature à « amortir » la pénibilité de la couverture d'un financement plus lourd requis et à réduire le besoin du recours renforcé aux fonds propres ;



- Le redressement tarifaire de l'énergie à livrer devra s'imposer à l'avenir et de manière plus accentuée pour les usagers à desservir en BT. Les tarifs de 2018, si maintenus à l'avenir, resteront déconnectés de la réalité des dépenses de la fourniture de l'énergie électrique, en dépit d'une tendance à la baisse du coût moyen unitaire de fourniture du kWh, au vu de la part grandissante de la production hydroélectrique, induite par la mise en place du programme d'équipement proposé par la présente étude ; A cet effet, une analyse détaillée et fine, prenant en compte le programme d'équipement proposé par la présente étude pour les court, moyen et long termes, devrait être conduite au-delà de la présente mission et des actualisations seront nécessaires (au terme de chaque 3 à 5 ans) au vu du programme d'équipement qui sera effectivement retenu et développé ; Le tarif du kWh à livrer devrait nécessairement être indexé au ratio de l'inflation locale, pour garantir des recettes évoluant à un trend aligné à celui de l'évolution des charges à engager aux divers stades de livraison de l'énergie ;
 - Dans tous les cas de figures, on peut dire que des efforts particuliers seront également nécessaires et à engager dans les meilleurs délais :
 - (i) en termes d'installation des compteurs auprès des usagers que permettront de desservir les nouveaux équipements électriques et d'élimination de la facturation au forfait
 - (ii) et en termes de renforcement de la capacité opérationnelle et de gestion de l'Exploitant, et ce, pour minimiser au mieux les pertes commerciales très pénalisantes, à ce jour, pour la situation financière de l'Exploitant du RNI ; l'installation progressive de compteurs à prépaiement, au fur et à mesure du renforcement du système RNI et de l'amélioration de la qualité et de la fiabilité de son service, devrait être un moyen d'amélioration du recouvrement des recettes de l'Exploitant et permettra de mieux garantir la viabilité financière du programme d'équipement et la capacité d'autofinancement de l'Exploitant ;
 - Pour tous les tests de base et de sensibilité analysés, la variante supposant le non raccordement des mines au RNI, ne garantit ni l'éligibilité financière du programme d'équipement et d'investissement, ni la capacité d'autofinancement de l'Exploitant ; Comme ce qui ressort des résultats de l'évaluation économique, il est donc recommandé de fournir l'énergie électrique aux activités minières futures annoncées via le système électrique interconnecté public, pour une meilleure rentabilisation des investissements à mobiliser et un renforcement des futures recettes de l'Exploitant des nouveaux équipements.
-



3 ANNEXE : PROCES VERBAL DE L'ATELIER DE PRESENTATION DES RESULTATS PROVISOIRES DU RAPPORT DU SCHEMA DIRECTEUR ET LISTE DES PRESENTS

L'atelier a été conduit en date du 26 Mars 2019, à Conakry.



**A17-561-GN Actualisation du Plan Directeur de Développement des
Infrastructures de Production-Transport**

**Procès-Verbal (PV) de l'Atelier de Présentation et de
Validation des Résultats du Schéma Directeur de
Production – Transport – Distribution**

Objet :

Atelier de présentation et de discussion, en vue de validation des résultats de tous les volets de l'Etude du Schéma Directeur de Production – Transport – Distribution de l'énergie électrique de la Guinée sur la période 2016 - 2035.

Présentation élaborée par l'équipe du Consultant, le bureau STUDI International (Tunisie), chargé de la conduite des études.

Lieu et date :

Hôtel le Rocher – Conakry, le 26 Mars 2019.

Présents :

*** Equipe du Consultant (STUDI International) :**

- M. Youssef KALOUICHE, Directeur du Projet et Directeur de la Direction Energie Conventionnelle et Renouvelable (DECR) de STUDI
- M. Hassen MAHMOUD, Expert en Planification des réseaux de transport
- M. Hédi BEN AYED, Expert en Production de l'énergie électrique
- Mme Olfa LAJIMI MESTIRI, Expert Technico-économiste d'énergie / Directeur adjoint de DECR - STUDI
- M. Bassem HAMOUDA, Ingénieur électricien – Responsable de l'étude de la distribution électrique
- M. Aymen HAJ KACEM, Ingénieur énergétique

*** Participants à l'Atelier :**

- Secrétaire Général du Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique (MEH)
- Représentante de la Banque Mondiale
- Représentant de la Banque Africaine de Développement (BAD)
- Conseiller juridique du MEH
- Directeur de la Direction Nationale de l'Energie (DNE) – MEH
- Autres représentants de la DNE, Bureau de la Stratégie et du Développement
- Directeur Général Adjoint et autres représentants de l'Agence Guinéenne de l'Electrification Rurale (AGR)
- Représentants de l'Administration du Contrôle des Grands Projets (ACGP)
- Représentants de l'Electricité De Guinée (EDG)
- Représentants du projet PREREC



- Conseillère auprès du Ministre – Ministère des Mines et de la Géologie (MMG)
- Représentants de la Direction Nationale du Plan et de la Prospective (DNPP) – Ministère du Plan et du Développement Economique (MPDE)
- Représentant du Ministère de l'Investissement Public et Privé
- Représentant du Ministère de l'Economie et des Finances

Voir la liste nominative jointe en annexe du présent PV pour les personnes présentes.

----- * -----

Un atelier de présentation et de validation des résultats de tous les volets du Rapport du Schéma Directeur de Production – Transport – Distribution, mené dans le cadre du programme PREREC-2 et couvrant tout le territoire national pour les court, moyen et long termes, a été conduit durant la journée du Mardi 26 Mars 2019.

L'atelier a été ouvert par une allocution de M. Sekou Sanfina DIAKETE, Secrétaire Général du Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique.

Les présentations, conduites par l'équipe du Consultant, ont porté successivement sur les thèmes suivants :

- Présentation du Projet et de son Cadre
- Etude de la Demande Electrique
- Etude de l'Offre en Moyens de Production de l'Energie Electrique
- Etude de Développement du Réseau de Transport
- Etude du Système de la Distribution et de la Desserte des Zones Isolées
- Evaluation Economique et Financière.

Cet atelier a été conduit après la soumission du Rapport des Etudes Préliminaires en version actualisée, datant d'Avril 2018 et ayant porté sur l'Evaluation de la Demande Electrique Potentielle et après la formulation des réponses, par les membres de l'équipe du Consultant, sur tous les commentaires survenus préalablement sur les livrables soumis progressivement et dédiés à chaque volet du Rapport du Schéma Directeur, à savoir :

- Volet 1 : Etude de l'Offre en Moyens de Production
- Volet 2 : Etude de Développement du Réseau de Transport
- Volet 3 : Etude de la Stabilité du Réseau de Transport
- Volet 4 : Etude du Système de la Distribution et de la Desserte des Zones Isolées
- Volet 5 : Evaluation Economique et Financière du Programme d'Equipement et d'Investissement.

Une discussion a été ensuite engagée pour permettre d'échanger des commentaires sur les divers aspects des études menées, parmi lesquels ce qui se trouve consigné dans le tableau suivant :



N°	Questions / Commentaires Soulevés	Réponses de l'Equipe du Consultant
Thème 1 : Etude de la Demande Electrique		
1	L'étude a-t-elle intégré les besoins électriques de toutes les mines, notamment celles en préfectures de Kankan, Kérouané, Siguiri, etc. Et a-t-elle tenu compte de la durée de vie restante des activités minières déjà opérationnelles ?	L'étude a intégré toutes les informations ayant pu être collectées jusqu'à Mars / Avril 2018 sur les activités minières déjà installées, leurs extensions décidées, la relance d'activités qui étaient préalablement conduites, ainsi que la liste actualisée de projets futurs miniers, ayant fait l'objet d'études de faisabilité. La liste en question date de Mars 2018 et a été fournie par le Service National de Coordination des Projets Miniers du Ministère des Mines et de la Géologie. Toute information ayant été communiquée, a été prise en compte dans l'étude.
2	Les projets de raffinage de l'Alumine devraient avoir très probablement leur propre production électrique autonome, à partir de Turbines à vapeur, d'où la non nécessité de les intégrer dans l'appel en charge du réseau électrique public.	Au vu de l'analyse des besoins électriques, très consistants, des activités annoncées de production de l'Alumine et ce, dès le court terme (à partir de 2020) et au vu des faibles perspectives de développement, qui s'annoncent à ce stade, du marché international de l'alumine, le Consultant a considéré, qu'en cas de concrétisation des projets miniers en question, la composante 'raffinage de l'alumine', devrait être prise en charge par les moyens de production électrique, propres des promoteurs des projets miniers ; Ceci s'aligne avec le commentaire soulevé.
3	Les ratios de raccordement des ménages au réseau interconnecté, ne concordent pas entre les résultats de la présente étude et ceux de l'étude «Elaboration d'un Prospectus d'Investissement » (Castalia – 2015).	Les rayons d'étalement progressif du Réseau National Interconnecté ont été dûment argumentés dans la présente étude, notamment après analyse exhaustive de la répartition des sources de production décidées et toutes les autres classées candidates pour un développement futur jusqu'à 2034/2035. Ces résultats ont préalablement été présentés et validés lors du séminaire conduit le 9 Avril 2018, à Conakry. Le taux de raccordement ultime (en 2035) est estimé par la présente étude à 87,5%, ce qui correspond à une moyenne annuelle de 100 850 branchements (domestiques seulement) à réaliser à l'avenir, représentant ainsi un défi majeur à soulever par les parties prenantes locales. On rappelle que le taux de raccordement actuel ne dépasse pas 15,5% au plus (branchements normalisés des abonnés déclarés en situation de 2016).
4	L'estimation de la demande des projets miniers devrait intégrer celle des composantes connexes des activités minières (base-vies et populations environnantes à électrifier).	La demande électrique exclusive des projets miniers est évaluée sur la base de ce qui ressort des études de faisabilité des projets en question, dont les données sont récapitulées dans la liste fournie par le MMG. Les demandes électriques connexes, ci-contre insinuées, sont estimées à part par la présente étude, dans le segment 'Demande de Base'.
Thème 2 : Etude de l'Offre en Moyens de Production Electrique		



N°	Questions / Commentaires Soulevés	Réponses de l'Equipe du Consultant
5	Les coûts d'exploitation opérationnels et de maintenance ('O&M') des centrales de la Guinée, considérés dans l'étude, devraient relater les coûts réels en vigueur.	Pour les groupes actuels et futurs en exploitation par des producteurs privés indépendants, les coûts 'O&M' sont relatés dans l'étude dans les coûts unitaires de revient du kWh, selon les données des contrats d'achat de l'énergie électrique, établis avec EDG. Pour les futurs moyens de production et pour lesquels le schéma d'exploitation n'est pas encore annoncé à ce stade, l'étude propose des coûts sur la base des standards des constructeurs des équipements, avec analyse comparative avec d'autres références dans la région, sans supposer de distorsions spécifiques (renchérissements) des coûts, par effet de contrats d'achat à partir de sources privées.
6	L'opportunité de développer significativement le parc de production électrique propre de la Guinée ne devrait-elle pas être 'tempérée' par la considération du recours à l'achat externe de l'énergie à partir des pays voisins, via le réseau du WAPP, si les coûts d'échange énergétique sont plus compétitifs ?	L'étude de planification des moyens de production électrique classe l'autonomie énergétique de la Guinée, comme objectif stratégique à atteindre. La capacité de production à installer en Guinée est ainsi dimensionnée en conséquence, pour couvrir tout aléas potentiel pouvant être inhérent au contexte extérieur des pays de la sous-région. Des achats électriques à partir des pays de la sous-région pourraient être envisagés, dans la limite des capacités d'échange disponibles et en cas de coûts qui s'avèreraient effectivement plus faibles que le coût marginal de revient de l'énergie à produire par les moyens propres de la Guinée.
7	Fournir l'argumentation de l'intégration des moyens thermiques dans le programme d'équipement de la production, au vu du potentiel significatif de la production de sources hydrauliques en Guinée.	Le programme d'équipement a favorisé les sources d'énergies renouvelables (hydroélectricité et solaire photovoltaïque). Toutefois, le besoin de pallier à la sévérité de l'étiage au niveau de plusieurs sites hydroélectriques (une réduction allant jusqu'à 70% du productible est identifiée en période d'étiage pour un nombre de sites) s'impose par recours à des moyens thermiques. La stabilité du fonctionnement du réseau impose aussi le recours à une répartition adéquate des moyens de production, nécessitant l'injection de sources thermiques.
Thème 3 : Etude de Développement du Réseau de Transport		
8	La boucle Linsan – Nzérékoré doit être réalisée en double terme.	Les données collectées et vérifiées successivement (en Juillet 2017, Avril 2018 et Février 2019) ne mentionnent pas le nombre de lignes prévu pour la boucle en question. Cela n'a pas été non plus précisé dans la liste des commentaires survenue, en date du 25/12/18, sur le Livrable d'Etude de Développement du Réseau de Transport. Par ailleurs, les calculs électriques ne montrent pas l'utilité du recours à la double-terme, pour la ligne en question. Cependant dans un but d'harmoniser la conception du transport en 225 kV de la Guinée avec le reste du réseau régional du WAPP, le Consultant recommande l'usage du double terme pour l'ensemble des lignes en 225 kV, comme il ressort de l'étude du plan directeur du WAPP (2018).



N°	Questions / Commentaires Soulevés	Réponses de l'Equipe du Consultant
9	Les bobines de réactance prévues selon le projet d'interconnexion Guinée-Mali semblent ne pas avoir été prises en compte dans l'étude.	Les résultats de l'étude de faisabilité du projet d'interconnexion en question ont été tous relatés dans la présente étude. Une bobine de réactance supplémentaire a été encore identifiée requise par le Consultant (soit 20 MVAR à Macenta).
10	L'étude de développement du réseau de transport auraient dû être complétée par une étude de la stabilité du réseau.	Un livrable spécifique a été dédié à l'Etude de la Stabilité (statique et transitoire) du Réseau National Interconnecté de la Guinée.
11	Les régulateurs de vitesse auraient dû être définis, selon l'étude de la stabilité du réseau de transport, conformément à ce qui est actuellement installé au niveau de Kaloum.	Cette remarque a été déjà soulevée par les commentaires survenus préalablement sur le livrable d'Etude de la Stabilité du Réseau de Transport et sera prise en compte dans la version finale du rapport en question.
12	Des renforcements des postes du Grand Conakry (notamment à Forécariah, Dubréka, Manéah, etc., comme les postes de Hamdallaye et Matoto) auraient dû être proposés par l'étude.	La présente étude revêt un caractère stratégique et se prononce sur les principaux axes de développement structurant du réseau de transport. Une étude de planification, spécifique à la zone du Grand Conakry, devrait être conduite ultérieurement au vu d'un schéma d'aménagement/ de développement urbain et périurbain propre de la zone.

Thème 4 : Etude du Système de la Distribution et de la Desserte des Zones Isolées

13	Un nombre de localités est déjà prévu être raccordé au réseau interconnecté, alors que l'étude les prévoit dans le programme d'équipement proposé pour les zones restant isolées / séparées du Réseau National interconnecté (RNI).	L'étude a mené une analyse par sous-préfecture et non par localité, au vu de la non disponibilité des coordonnées géographiques des localités du pays. Le programme d'équipement ainsi proposé pour les zones restant hors couverture du RNI, à l'horizon de 2035, est défini par sous-préfecture pouvant être partiellement raccordée au RNI ou totalement isolées. Par ailleurs, le livrable dédié à l'Etude du Système de la Distribution et de la Desserte des Zones Isolées, mentionne bien que le programme d'équipement est défini indépendamment de toute idée de projet d'électrification rurale envisagée à ce stade, particulièrement au vu de l'éloignement de l'horizon de l'analyse (2035).
14	L'étude devrait tenir compte du raccordement au Réseau Interconnecté de 121 localités 'rurales' le long de l'interconnexion Guinée - Mali.	Cette donnée est présentée lors de l'exposé de l'approche et des hypothèses de l'Etude de la Demande Electrique (séance matinale) et est bien prise en compte par la présente étude qui définit un programme d'équipement pour les zones isolées, hors les localités en question.
15	Le système MALT (du neutre distribué) aurait dû être proposé pour la distribution de l'énergie électrique au niveau des zones rurales isolées du RNI (à l'instar notamment de ce qui est appliqué en Tunisie).	L'évacuation de l'énergie électrique, au niveau des mini-réseaux de distribution en zones isolées, n'a pas fait l'objet d'une analyse spécifique des équipements de la distribution et l'étude a surtout défini la capacité de production électrique isolée à installer à l'horizon ultime de 2035. Néanmoins, on fait remarquer que le système MALT n'est plus en application dans un nombre de pays (notamment en Tunisie)



N°	Questions / Commentaires Soulevés	Réponses de l'Equipe du Consultant
		et ce, pour des raisons de sécurité (électrocution potentielle) et de non pérennité des investissements à moyen et long termes.
Thème 5 : Etude d'Evaluation Economique et Financière		
16	Etude d'évaluation économique et financière.	Aucun commentaire spécifique n'a été soulevé en rapport avec ce volet de l'étude.
Ensemble des Thèmes		
17	Les aspects environnementaux ne semblent pas avoir été analysés au niveau des divers volets de l'étude, en dépit de leur importance.	Dans la présente étude qui est d'ordre stratégique et couvrant le long terme, les aspects environnementaux ont été analysés de manière préliminaire, dans le cadre du choix des sites d'installation des nouveaux équipements.

Sur recommandation de l'atelier, le Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique a validé les résultats des divers volets du Rapport du Schéma Directeur de Production–Transport– Distribution, sous réserve de la prise en compte des commentaires et suggestions.

La version définitive du Rapport du dit Schéma Directeur, avec le Rapport de Synthèse des Etudes, seront soumis en conséquence par le Consultant, dans un délai de trois (3) semaines.

La clôture de l'atelier a été finalement annoncée par une brève allocution de la part de Docteur Cheick N'FALL CISSOKO, le Directeur National de l'Energie (DNE).

Représentant de :
STUDI INTERNATIONAL


Toussef KALOUCHE

Représentant du :
Ministère de l'Energie et de
l'Hydraulique (MEH)


Dr. Cheick N'fall
Cissoko





Fiche de présence

Nom du projet : Actualisation du Plan Directeur de Développement des Infrastructures de Production - Transport en Guinée (2017 - 2035)					Objet de la réunion : Atelier de validation	
Date : 26/03/2019		Lieu : Hotel le Rocher			N° de la réunion: 2019-03-02.	
N°	Identité	Organisme	Fonction	Tél.	Email	Visa
1	Sékou Sanfina Diakité	MEH	Secrétaire Général	622 622 100	ssanfina@gmail.com	
2	BAT Kadiatou BALDE	BM	Consultant	622 622 091	katoulara@gmail.com	
3	Keliné Cissé	MEH	CJ	528 217 540	Cissekal@yahoo.fr	
4	Koussane B. Hara	MEH	CC Mission	657 33 64 10	koussanebarama@gmail.com	
5	Brakimo Diallo	ACGP	D.E.H.E./P.T	628 50 52 70	cesaireib2@gmail.com	
6	CAMARA LAYE	ACGP	D.E.H.E./P.T	628 75 54 16	laye.Fcamara@yahoo.com	
7	DIABY Madiba	EDG	CDME/EDG	622 41 29 60	madibadiaby56@yahoo.fr	
8	Doumbouya Mamby	DNE	DNAE	822 23 07 78	doumamby@yahoo.fr	
9	Agridou Sow	DNE/MEH	ASPRE	864 51 02 93	Sow agidou 53@yahoo.fr	
10	Dr. Cheikh N'Sall CISOKE	DNE/MEH	Directeur. D	622 85 06 86	Cisocheikh12@yahoo.com	
11	Mohamed M. YATTARA	MEH	Assistant	622 08 97 73	mohamed.mankona. yattara@gmail.com	
12	Amadou Jolly Samarke	EDG	chef département transport	+224 622 56 68 59	samarkeamandjellya@ yahoo.fr	

13	KONE Abdoulaye	Projet Guinée-Mali	Ingenieur Distribution	+224 622 24 4615	mafetyk@yahoo.fr	MA
14	BARRY Rouguinatou	BSD/MEH	chargée d'étude	622-69-09-63	rouguine80@gmail.com	Roug
15	TOLNO Tamba M'Bemba	BSD/MEH	charge d'Etudes	622 30 61 58	tolnobem@gmail.com	Touma
16	Saidou Diallo	AGEIR	DGA	628 62 41 60	msaidou@orange.com	Sidi
17	Amara CAMARA	EDG	Directeur Etudes Travaux Pi	622 29 08 44	sitansaranamara@gmail.com	Amara
18	Ibrahima Thierno Barry	EDG	chef service	622 62 10 20	ibrahima.ya.ou@yahoo.fr	Ibra
19	Jules Tonard DAMEY	EDG	chef service	622 35 90 23	julestonard@yahoo.fr	Jules
20	DIALLO Mamadou Oury	EDG/DET	Assistant SCADA	622 62 21 47	moutamou@yahoo.com	Mout
21	CAMARA Salifou	EDG/DET	chef service SIG	622 86 02 08	salifou6828@gmail.com	Salif
22	KEITA Mariady	EDG/DET	Ingenieur d'Etudes	622 37 84 14	mmady.mariame@gmail.com	Mariady
23	Diallo Ousmane	MEH/OPRE	Ingenieur	622 07 37 22	diallo-momari70@gmail.com	Ousmane
24	BANBOURA Judicaël	DNE/MEH	charge d'Etudes	623 10 36 83	judicael.banangb@gmail.com	Judicaël
25	Kouyouma Korifa	DNE/MEH	charge d'Etudes	624 73 88 06	korifa082@gmail.com	Korifa
26	Camara Doudou Fanta	EDG/DPT	chef de Maint Lignes HT	622 10 33 32	doudou.fanta74@gmail.com	Doudou
27	Kaba Karamoko Mouy	EDG/DPT	chef service Conduite réseau	622 59 88 70	kabakaramokomou@yahoo.fr	Kaba

28	N'Faly Diaby	EDG/DPT	Chef service centrale Kabon	628 25 99 60	nfarlyd2@yahoo.fr	
29	Salif SYLLA	ANIST/MEH	ANIST/MEH	622 49 73 38	li.phylo@yahoo.fr	
30	Aboubacar SOUMIAN	OPRMP/MEH	PRMP	622 21 80 06	boubamie07@gmail.com	
31	Carpophre Ntagungira	BAN	Economiste	626 26 73 26	C.ntagungira@afdb.org	
32	M'Baramba Baldé	MMG	Conseiller des réseaux C.MH	622 72 66 71	baramba.balde@gmail.com	
30	Mamadou Barry	MI PPP	Directeur Net PPP	624 34 87 08	mbarry@nwg.org	
31	Kradiatou Bathily Baldé	DNIP/MPDE	Chargée d'Etudes	628 14 57 93	bathily53@yahoo.fr	
32	Amadou Dioubé Barry	MPDE/ANIP	chargé d'Etudes	628 35 31 12	badjould2000@gmail.com	
33	Mamadou Malal Barry	DNPEIP/MEF	Chargé d'Etudes	628 98 56 58	malalbarry1976@gmail.com	
34	Mamadi Oscar MONEMOU	BGEEF/MEEF	Chargé d'études	622 93 11 50	Oscarmonemou1975@gmail.com	
35	BANGALY KONATE	PREREC/EDG	Chef de projet	622 08 96 10	klbang02@yahoo.fr	
36	Roamed Lamine LOURE	PREREC	Environnementaliste	622 17 80 59	lourekempes@yahoo.fr	
37	Bassem Hamrouda	STUDI	Ingénieur Elec		bassem.hamouda@studi.com	
38	Hassen MAHMOUD	STUDI	Planification Réseau	+216 98 36 77 84	hassenmahmoud@gmail.com	
39	Youssef KALOUCHE	STUDI -m/e	Directeur	+216 22 200 612	youssef.kalouch@studi.com.tn	

[illegible]