



ACCÉDER À L'ÉLECTRICITÉ EN RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE DU CONGO

OPPORTUNITÉS ET DÉFIS

Copyright © Mars 2020

La Banque internationale pour la reconstruction et le développement / LE GROUPE BANQUE MONDIALE
1818 H Street, NW | Washington DC 20433 | États-Unis

Cet ouvrage a été établi par les services de la Banque mondiale avec la contribution de collaborateurs extérieurs. Les observations, interprétations et conclusions exprimées dans cet ouvrage ne reflètent pas nécessairement les vues de la Banque mondiale, de son Conseil des Administrateurs ou des gouvernements que ceux-ci représentent. La Banque mondiale ne garantit pas l'exactitude des données présentées dans cet ouvrage. Les frontières, couleurs, dénominations et autres informations figurant sur les cartes du présent ouvrage n'impliquent de la part de la Banque mondiale aucun jugement quant au statut juridique d'un territoire et ne signifient nullement que l'institution reconnaît ou accepte ces frontières.

Aucune des dispositions précédentes ne constitue et ne peut être considérée comme une limite ou une renonciation à quelconque des privilèges et immunités de la Banque mondiale. Tous lesdits privilèges et immunités de la Banque mondiale sont expressément réservés.

Droits et licences

Mention de la source — L'ouvrage doit être cité comme suit : Banque mondiale. 2020. Accéder à l'électricité en République Démocratique du Congo. Opportunités et défis. Washington, DC : Banque mondiale.

Traductions — Si cet ouvrage est traduit, veuillez ajouter à la mention de la source le déni de responsabilité suivant : La présente traduction n'a pas été réalisée par la Banque mondiale et ne doit pas être considérée comme une traduction officielle de la Banque mondiale. La Banque mondiale ne saurait être tenue responsable du contenu de cette traduction ni des erreurs qui peuvent y figurer.

Adaptations — Si cet ouvrage est adapté, veuillez ajouter à la mention de la source le déni de responsabilité suivant : Le présent document est une adaptation d'un ouvrage original de la Banque mondiale. Les vues et opinions exprimées dans cette adaptation n'engagent que son auteur ou ses auteurs et ne sont pas endossées par la Banque mondiale.

Contenu émanant de tierces parties — La Banque mondiale n'est pas nécessairement propriétaire de chaque élément du contenu de cet ouvrage. L'institution ne peut donc pas garantir que l'utilisation d'un élément ou d'une partie de l'ouvrage émanant de tierces parties ne portera pas atteinte aux droits desdites tierces parties. Le risque de réclamations découlant d'une telle violation repose donc entièrement sur l'utilisateur. Si vous souhaitez reprendre une partie de l'ouvrage, il vous incombe de déterminer si cette reprise nécessite une autorisation préalable et d'obtenir l'autorisation du titulaire des droits d'auteur. Les tableaux, graphiques ou images sont des exemples d'éléments du contenu.

Pour tous renseignements sur les droits et licences, s'adresser à World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA ; courriel : pubrights@worldbank.org.

Conception : Circle Graphics, Inc.

Photo de couverture : Per Bengtsson/Shutterstock.com



ACCÉDER À L'ÉLECTRICITÉ EN RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE DU CONGO

OPPORTUNITÉS ET DÉFIS

CONTENTS

INTRODUCTION ET PRINCIPES CLÉS	1
QUATRE DOMAINES PRIORITAIRES POUR AMÉLIORER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ À COURT TERME	3
1. LA RARETÉ DES DONNÉES ET LE CARACTÈRE IMPRÉVISIBLE DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ RENDENT DIFFICILE LA PLANIFICATION DU SECTEUR	6
1.1. UNE DEMANDE CONTRASTÉE ET CONTRAINTE.....	7
1.2. LES DÉFIS D'UNE DEMANDE EN RAPIDE AUGMENTATION.....	10
1.3. LA PLANIFICATION DANS UN CONTEXTE DE PROFONDE INCERTITUDE.....	13
2. PASSER LA PLANIFICATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE AU NIVEAU RÉGIONAL	14
2.1. DES INFRASTRUCTURES D'APPROVISIONNEMENT VIEILLISSANTES DOMINÉES PAR UN SEUL RÉSEAU PRINCIPAL INTERCONNECTÉ.....	15
2.2. LA PLANIFICATION CENTRALISÉE DE L'ÉLECTRIFICATION N'A PAS PERMIS D'AMÉLIORER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ POUR L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE ET DE LA POPULATION.....	21
3. PARAMÈTRES D'UN EXERCICE DE PLANIFICATION À MOINDRE COÛT DANS UN ENVIRONNEMENT CONTRAINT	24
3.1. D'ABONDANTES RESSOURCES EN ÉNERGIES RENOUVELABLES SITUÉES À PROXIMITÉ DES FOYERS DE DEMANDE POTENTIELS.....	25
3.2. LA RARETÉ DES INFRASTRUCTURES, LA FRAGILITÉ ET LA FAIBLE GOUVERNANCE PEUVENT FAVORISER DES SOLUTIONS D'APPROVISIONNEMENT QUI NE SONT PAS TOUJOURS À MOINDRE COÛT.....	29
3.3. ADAPTER LA PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ À UN CONTEXTE DE GRANDE INCERTITUDE.....	31

4. VERS UN PLAN DE SYSTÈME ÉLECTRIQUE RÉGIONAL ADAPTÉ À LA FRAGILITÉ.....	38
4.1. RÉGION SUD-OUEST : RENFORCER ET DENSIFIER LA DORSALE INTERCONNECTÉE EXISTANTE ET FAVORISER LES RÉSEAUX ISOLÉS ET LES SYSTÈMES AUTONOMES LORSQUE LES AMÉLIORATIONS DU RÉSEAU NE SONT PAS VIABLES.....	39
4.2. RÉGION DE L'EST : PROMOUVOIR UNE INFRASTRUCTURE DÉCENTRALISÉE À GRANDE ÉCHELLE POUR FOURNIR DES SERVICES DANS DES ZONES NON COUVERTES PAR LES RÉSEAUX EXISTANTS DE LA SNEL.....	47
4.3. LA RÉGION DU CENTRE-NORD : CONSTRUIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DÉCENTRALISÉES POUR FOURNIR UN ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ DANS CETTE RÉGION ÉLOIGNÉE ET PEU DENSÉMENT PEUPLÉE.....	50
5. ACCROÎTRE LE RÔLE DU SECTEUR PRIVÉ POUR ACCÉLÉRER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN RDC.....	58
5.1. LE SECTEUR PRIVÉ A JUSQU'À RÉCEMMENT JOUÉ UN RÔLE LIMITÉ DANS LE DÉVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN RDC.....	59
5.2. RENFORCEMENT DU CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE POUR ATTIRER LES OPÉRATEURS PRIVÉS.....	62
5.3. L'ÉMERGENCE DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES PRIVÉS : LE CAS DE L'EST DU CONGO.....	63
6. RÉFORMER L'OPÉRATEUR NATIONAL, LA SNEL, EN FAVEUR D'UN SECTEUR ÉNERGÉTIQUE PLUS DURABLE : UN PLAN À COURT ET À MOYEN TERME.....	66
6.1. LES DIFFICULTÉS FINANCIÈRES DE LA SNEL PROVIENNENT, EN GRANDE PARTIE, DE SA FAIBLESSE COMMERCIALE.....	67
6.2. RÉTABLIR LA SANTÉ FINANCIÈRE DU SEGMENT DISTRIBUTION DE LA SNEL POUR SÉCURISER LES RECETTES.....	69
6.3. CHANGER LES ATTITUDES ET LES COMPORTEMENTS.....	71
7. AFIN DE FOURNIR UN SERVICE D'ÉLECTRICITÉ FIABLE ET D'ÉTENDRE L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN RDC, LES OPÉRATEURS ONT BESOIN DE CAPITAUX ABORDABLES ET DE TARIFS SUSCEPTIBLES DE COUVRIR LES COÛTS.....	74
7.1. L'ÉLARGISSEMENT DU CRÉDIT ET DES CAPITAUX À FAIBLE INTÉRÊT POUR LES OPÉRATEURS PRIVÉS EST ESSENTIEL POUR LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À DES COÛTS ABORDABLES POUR LES CLIENTS.....	75
7.2. LA RENÉGOCIATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS ET LA RÉDUCTION DU POIDS DE LA DETTE DE LA SNEL SONT ESSENTIELLES POUR RÉTABLIR SA SANTÉ FINANCIÈRE ET RETROUVER SA CAPACITÉ D'INVESTISSEMENT.....	76
8. RÉFÉRENCES.....	80

LISTES DES CARTES

Carte 1 – Les 26 provinces de la RDC.....	7
Carte 2 – Localisation des mines et des réseaux artisanaux isolés	9
Carte 3 – Densité de population en RDC, 2015	10
Carte 4 – Taux de pauvreté et répartition des pauvres en RDC	11
Carte 5 – État actuel du développement du système électrique de la RDC.....	15
Carte 6 – Proportion des personnes ayant accès à l'électricité en RDC.....	21
Carte 7 – Ressources hydroélectriques de la RDC.....	25
Carte 8 – Potentiel de l'électricité photovoltaïque (GHI, kWh/m ²)	27
Carte 9 – Coût du transport par kilomètre jusqu'au marché le plus proche (USD par tonne).....	30
Carte 10 – Situation géographique des conflits entre 1997 et 2018	31
Carte 11 – Le système électrique actuel de la région Sud-Ouest.....	41
Carte 12 – Zones ciblées pour l'extension et la densification du réseau.....	44
Carte 13 – Réseau électrique existant dans la région de l'Est.....	48
Carte 14 – Réseau électrique existant dans la région du Centre-Nord	51
Carte 15 – Carte de la ville de Bumba.....	55
Carte 16 – Densité de population dans l'est de la RDC (habitants / 100 m ²), 2015.....	63
Carte 17 – Activités minières dans la région de l'Est	64

LISTES DES ENCADRÉS

Encadré 1 – Inga 3 : un grand projet d'infrastructure complexe dans un contexte de fragilité et de faible capacité.....	26
Encadré 2 – Fragilité et conflits en RDC	32
Encadré 3 – Planification du secteur de l'électricité dans les États marqués par la fragilité, les conflits et la violence : étude de cas (d'après Bazilian et Chattopadhyay, 2015)	35
Encadré 4 – Bumba : un projet de mini-réseau hybride solaire qui pourrait remettre la ville sur la voie de la croissance économique et du développement social.	55
Encadré 5 – Le stockage sur batterie : une option viable pour soutenir l'accès à l'énergie sous la forme de mini-réseaux et de services de réseau.	56
Encadré 6 – Les acteurs du secteur privé dans le secteur de l'électricité en RDC	61
Encadré 7 – Principales conclusions de l'audit technique et financier du contrat de performance et du contrat de services avec la SNEL	73

LISTES DES FIGURES

Figure 1 – Consommation d'électricité par secteur depuis 2000 (GWh)	8
Figure 2 – Consommation d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne (kWh/personne).....	8
Figure 3 – Réseau de distribution de Kinshasa : causes des coupures de courant sur un mois type (%)	12
Figure 4 – Puissance hydroélectrique installée de la SNEL 1990–2018	16
Figure 5 – État des centrales hydroélectriques de la SNEL, 2020	19
Figure 6 – Comparaison des réseaux ouest-sud, est et des réseaux isolés, 2018.....	19
Figure 7 – Estimation des pertes globales sur le réseau électrique de la SNEL.....	20
Figure 8 – Proportion des personnes ayant accès à l'électricité par quintile de bien-être des ménages (2012)	22
Figure 9 – Indicateurs de gouvernance : moyenne de la RDC par rapport à l'Afrique subsaharienne (rang centile — 0 à 100).....	30
Figure 10 – Solutions d'approvisionnement dans un climat de certitude.....	33

Figure 11 – Répartition estimée des villes de la région Sud-Ouest, par nombre d'habitants (2017) (la population de la ville est sur l'axe vertical, l'axe horizontal indique le nombre de villes)	40
Figure 12 – Répartition estimée des villes de la région de l'Est selon le nombre d'habitants (2017)	47
Figure 13 – Répartition estimée des villes de la région Centre-Nord selon le nombre d'habitants (2017).....	50
Figure 14 – Ménages électrifiés via les systèmes solaires domestiques vendus par BBOX à Goma	61
Figure 15 – Répartition des défauts de paiement par segment de clients en, 2018	68
Figure 16 – Typologie des clients de la SNEL, 2018.....	69
Figure 17 – Ventes en valeur (USD) par type de clients, 2018	70
Figure 18 – Évolution des tarifs de la SNEL, 2005-2016.....	76
Figure 19 – Comparaison du coût par kWh pour la SNEL par type de clients.....	77

LISTES DES TABLEAUX

Tableau 1 – Portefeuille de production hydroélectrique de la SNEL, 2020	17
Tableau 2 – Modèle financier pour une capacité solaire photovoltaïque installée de 20 MW	28
Tableau 3 – Estimation de l'accès potentiel au réseau existant, aux réseaux isolés et aux systèmes autonomes par région.....	39
Tableau 4 – État du réseau de distribution à Kinshasa.....	41
Tableau 5 – Projets prioritaires d'amélioration de l'électricité à inclure dans la future planification du développement du secteur de l'électricité à moindre coût pour les principaux centres urbains raccordés à la dorsale sud-ouest.....	43
Tableau 6 – Projets prioritaires pour les grands centres urbains proches de la dorsale sud-ouest,.....	44
Tableau 7 – Villes potentiellement candidates à l'établissement de réseaux isolés (nouveaux ou réhabilitation/ extension) dans la région Sud-Ouest	45
Tableau 8 – Villes qui pourraient être candidates pour des réseaux isolés dans la région de l'Est	49
Tableau 9 – Villes qui pourraient être candidates pour des réseaux isolés dans la région du Centre-Nord.....	53
Tableau 10 – Investissements prioritaires visant à élargir l'accès à l'électricité et à rétablir la fiabilité de l'électricité à Kinshasa	70

REMERCIEMENTS

Le rapport a été élaboré par une équipe dirigée par Pierre Audinet et comprenant Juliette Besnard et Thomas Flochel. Cette équipe a travaillé sous la direction du Directeur pays, Jean Christophe Carret, et du Manager Energie en charge de l'Afrique Centrale Wendy Hughes.

L'équipe a pu s'appuyer sur les précieux commentaires de : Olivia D'Aoust, Olivier Gallou, Clara Ivanescu, Marc Lixi, Emilie Jourdan, Pierre Lorillou, Claire Nicolas, Alain Ouédraogo, Sara Bryan Pasquier, Ann Rennie, Pedro Sanchez, Romuald Texier-Pauton, Didier Tsasa, Frédéric Verdol et Jesse Yang.

L'équipe est reconnaissante aux pairs examinateurs Fanny Missfeldt-Ringius, Manuel Luengo et Isabel Neto pour leurs commentaires judicieux.

Elle a également bénéficié de contributions importantes de la part du Ministère de l'Energie et des Ressources Hydrauliques/UCM, du Ministère du Portefeuille/COPIREP, de la Société Nationale d'Electricité (SNEL), de l'équipe du programme ESSOR et du cabinet Nodalis, ainsi que des différents opérateurs privés cités dans le rapport.

L'assistance financière et technique de l'ESMAP a également vivement été appréciée. L'ESMAP, le programme mondial d'assistance technique et de transfert des connaissances administré par la Banque mondiale, aide les pays à revenu faible et intermédiaire à renforcer leur savoir-faire et leur capacité institutionnelle dans le but d'adopter des solutions énergétiques écologiquement viables qui favorisent la réduction de la pauvreté et la croissance économique. L'ESMAP est financé par l'Australie, l'Autriche, le Canada, le Danemark, la Commission européenne, la Finlande, la France, l'Allemagne, l'Islande, l'Italie, le Japon, la Lituanie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Norvège, la Fondation Rockefeller, la Suède, le Royaume-Uni, la Suède et la Banque mondiale.

ABRÉVIATIONS & ACRONYMES

ANSER	Agence Nationale des Services d'Electrification en milieu Rural
ARE	Autorité de régulation de l'énergie
BT	Basse tension
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
cUSD	Centime de dollar américain
GdRDC	Gouvernement de République démocratique du Congo
GWh	Giga-watt heure
IFI	Institution financière internationale
IRENA	Agence Internationale pour les Energies Renouvelables
HT	Haute tension
kWh	Kilo-watt heure
kW	Kilo-watt
MT	Moyenne tension
MW	Mega-watt
PAYGO	Pay-As-You-Go
PME	Petite et Moyenne Entreprise
PPP	Partenariat Public Prive
RCA	République Centrafricaine
RDC	République démocratique du Congo
SEforALL	Sustainable Energy for All
SIG	Système d'information géographique
SNEL	Société Nationale d'Electricité
TGAC	Taux de croissance annuel composé
USD	Dollar américain



INTRODUCTION ET PRINCIPES CLÉS

INTRODUCTION ET PRINCIPES CLÉS

Le présent rapport examine la situation actuelle du secteur de l'électricité en République démocratique du Congo (RDC), notamment les opportunités et défis rencontrés, et présente un ensemble de recommandations axées sur les principes et les priorités pour le développement futur du secteur de l'énergie. Il définit la manière dont ces principes peuvent être mis en œuvre dans la planification du développement du secteur et identifie certains des investissements nécessaires pour progresser vers l'objectif d'accès universel à l'électricité. Cette note pourrait contribuer à la définition d'une feuille de route à court et à moyen terme pour le gouvernement et les bailleurs de fonds.

Ce rapport s'appuie sur les « Assises de l'électricité », un dialogue national sur l'avenir du secteur énergétique de la RDC, qui s'est tenu à Kinshasa en mai 2018 sous le parrainage du Premier ministre. Cet espace de dialogue a été l'occasion pour les parties prenantes privées et publiques de toutes les provinces d'échanger des idées et des expériences sur l'avenir du secteur énergétique de la RDC et de définir les éléments d'une feuille de route pour ce secteur.

- 1. La principale priorité du secteur de l'électricité de la République démocratique du Congo est d'améliorer l'accès à l'électricité.** La République démocratique du Congo est un grand pays qui compte 10 millions de ménages, dont 1,6 million ont accès à l'électricité. Cela constitue la troisième plus importante population au monde à être privée d'accès à l'électricité. Si les efforts d'électrification suivent le même rythme qu'au cours des dix dernières années, 84 millions de personnes, soit 80 % de la population totale, vivront toujours sans électricité en RDC en 2030.
- 2. Le potentiel bien réparti à la fois des ressources hydrauliques et des ressources solaires reste largement inexploité, le développement du secteur de l'électricité s'étant concentré sur quelques grandes centrales hydroélectriques au cours des dernières décennies.** Si ces grandes centrales hydroélectriques fournissent clairement aujourd'hui la plus grande partie de l'électricité, cette stratégie a conduit (i) à la stagnation du taux d'accès de la population à l'électricité et à une amélioration limitée de la fiabilité du service, et (ii) à une demande non satisfaite estimée à 5 000 GWh en 2018. Selon sa version la plus récente, le projet Inga 3 générerait d'importantes recettes d'exportation pour le gouvernement de la RDC, mais ne constituerait pas une solution à moindre coût pour accroître l'accès à l'électricité dans le pays.
- 3. La stratégie de développement du secteur de l'électricité doit tenir compte de la très faible gouvernance et du contexte de grande fragilité et se concentrer sur des solutions adaptées à cet environnement risqué.** La superficie de la RDC est équivalente à celle de l'Europe occidentale avec à peu près autant de routes goudronnées que le Luxembourg. Les conflits et les guérillas font toujours rage dans plusieurs provinces, ce qui entraîne des risques élevés pour la sécurité et des mouvements de population importants qui rendent la demande d'électricité imprévisible. La population de la RDC fait partie des plus pauvres du monde et est souvent incapable d'assumer le coût de la connexion au réseau. Parmi les solutions techniques adaptées à un tel contexte figurent les centrales hydroélectriques, solaires et hybrides de petite et moyenne taille situées à proximité ou au sein de centres de population, ainsi que les systèmes individuels hors réseau.
- 4. Les besoins en investissements du secteur dépassent largement les capacités budgétaires du gouvernement et des efforts importants pour attirer les capitaux et opérateurs privés sont nécessaires.** La fourniture d'un accès à l'électricité de réseau à tous les ménages des 26 chefs-lieux de province de la RDC via une combinaison de centrales hydroélectriques et solaires de taille moyenne coûterait environ 10,5 milliards de dollars américains (USD) en dépenses d'investissement (CAPEX). Cela porterait le taux d'accès à environ un tiers de la population, pour un coût équivalent à 30% du PIB. Si les 3,4 milliards USD nécessaires aux réseaux de transport et de distribution pourraient être couverts par des investissements publics, pour un coût annuel estimé à 5% du budget de l'État d'ici à 2030, le reste des activités de production nécessiterait un financement commercial. Il est nécessaire pour le gouvernement d'offrir des conditions d'investissement favorables et de créer un environnement réglementaire transparent et stable.

5. **Il est essentiel de soutenir le développement du capital humain afin d'appliquer efficacement les politiques et la réglementation et pour répondre aux besoins du secteur en matière d'emploi.** Aux niveaux central et provincial, les institutions publiques ne disposent pas des capacités nécessaires pour analyser, négocier, conclure et superviser des partenariats public-privé. Une autorité de régulation opérationnelle, indépendante et dotée de ressources suffisantes est une priorité et nécessitera un renforcement important des capacités. En outre, la formation initiale et continue d'ingénieurs et de techniciens est essentielle pour répondre aux besoins de compétences techniques de la Société Nationale d'Electricité (SNEL) et des autres acteurs du secteur de l'énergie opérant en RDC.
6. **L'énergie solaire hors réseau offre des solutions modulaires pour accroître rapidement l'accès à moindre coût. Le gouvernement peut tirer parti d'une montée en puissance significative de ce secteur en améliorant l'environnement économique et en fournissant un financement abordable.** On estime à un coût bien inférieur, soit environ 3,3 milliards USD, l'installation d'équipements de systèmes solaires domestiques qui permettraient aux deux tiers restants de la population de bénéficier d'un accès à l'électricité de Niveau 2. Seuls quelques opérateurs privés à la fois locaux et internationaux ont commencé à s'implanter sur le marché de la RDC. Le gouvernement peut aider à accroître les investissements privés en mettant en place l'autorité de régulation et l'agence d'électrification rurale, en réduisant les entraves fiscales, en subventionnant les coûts de connexion élevés et en facilitant l'accès au financement.
7. **La SNEL, la Société Nationale d'Electricité, continue de contribuer de manière décisive à l'accès à l'électricité, en particulier à Kinshasa, mais elle est plongée dans un cercle vicieux de pertes commerciales, de dégradation des actifs et d'endettement croissant.** Des décisions politiques courageuses pour ajuster les tarifs de l'électricité et éliminer les arriérés existants et accumulés, ainsi que pour achever le plan de redressement de la société, sont nécessaires pour rétablir la santé financière du service public et renforcer sa position dans un secteur libéralisé.

QUATRE DOMAINES PRIORITAIRES POUR AMÉLIORER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ À COURT TERME

1. RENFORCER LE CADRE INSTITUTIONNEL ET RÉGLEMENTAIRE POUR PERMETTRE UNE LIBÉRALISATION EFFECTIVE DU SECTEUR ÉLECTRIQUE DE LA RDC

Défi : La loi de libéralisation de 2014, la loi de décentralisation, la loi sur le désengagement de l'Etat, la loi sur la transformation des entreprises publiques et leur législation secondaire n'ont pas été mis en œuvre et appliquées efficacement avec le soutien institutionnel requis pour créer un environnement favorable aux investissements des secteurs public et privé.

Principe directeur : Renforcer la collaboration et l'appui technique des autorités centrales et des ministères provinciaux de l'énergie pour (i) mieux aligner les stratégies d'électrification sur les spécificités locales, notamment les opportunités, les défis et les besoins, et (ii) appliquer de manière transparente un ensemble solide de réglementations pour permettre la croissance du secteur.

Principales actions prioritaires :

- Opérationnaliser l'autorité de régulation de l'énergie (ARE) et l'Agence Nationale des Services d'Electrification en milieu Rural (ANSER) pour mettre en œuvre la réglementation secondaire de la loi de libéralisation de 2014 et accélérer l'accès à l'électricité des zones rurales (feuille de route, ressources humaines et financières, outils, appui technique) ;
- Renforcer les capacités financières et techniques de l'administration (aux niveaux central et provincial) à analyser, négocier, conclure et superviser des partenariats public-privé suivant des processus transparents et équitables ;
- Organiser le transfert de connaissances sur les énergies renouvelables et le stockage sur batteries pour former les décideurs, les futurs techniciens et les ingénieurs ;
- Favoriser la collecte de données notamment via des enquêtes ménages de type Multi-tier Framework.

Ordre de grandeur : 1 million de dollars américains (USD) par an pour le fonctionnement de l'ARE et de l'ANSER, 3 millions de dollars américains (USD) pour une assistance technique destinée au ministère de l'Énergie et à 5 provinces clés.

2. RENFORCER LES SOLUTIONS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE DÉCENTRALISÉES ET LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX ISOLÉS EN SE BASANT SUR UNE PLANIFICATION SECTORIELLE INTÉGRANT LES CONTRAINTES PAYS

Défi : Le degré élevé de fragilité du pays – qui se traduit notamment par une gouvernance faible, des problèmes de sécurité et de conflit, une infrastructure de transport médiocre, un manque de capacité financière publique – n'a pas été pris en compte dans le développement du système électrique par le passé. Le modèle d'expansion du réseau principal basé sur des actifs de production de grande ampleur et centralisés n'a donc pas permis d'accroître l'accès à l'électricité en RDC.

Principe directeur : Ajuster la planification à moindre coût pour inclure les risques-pays, les besoins spécifiques régionaux et soutenir une stratégie d'électrification articulée autour de solutions d'énergies renouvelables réparties, en donnant la priorité aux technologies hydroélectriques et solaires de taille moyenne plus proches des centres de demande.

Principales actions prioritaires :

- Investir dans l'évaluation des ressources et dans les études préparatoires de projets préliminaires au niveau gouvernemental afin de réduire les investissements en capital initiaux exigés par le secteur privé (études de préfaisabilité pour les réseaux isolés dans les principales capitales provinciales) ;
- Lancer la planification à moindre coût du secteur, en particulier dans les principaux centres de demande non connectés au réseau le long de la dorsale sud-ouest ;
- Lancer des enchères pour les réseaux isolés dans les capitales provinciales prioritaires.

Ordre de grandeur : 4 millions de dollars américains (USD) par capitale provinciale.

3. ÉLIMINER LES OBSTACLES LES PLUS IMPORTANTS À LA CONDUITE DES AFFAIRES QUI ENTRAVENT ACTUELLEMENT LE DÉVELOPPEMENT DU SECTEUR PRIVÉ

Défis : Les politiques actuelles n'offrent pas de conditions d'investissement favorables et restent ambiguës sur des questions telles que la propriété et les concessions. Dans un contexte de faible pouvoir d'achat des utilisateurs finaux, de coûts élevés du capital et de secteur bancaire commercial faible, il n'existe pas de mécanismes de financement abordables pour les consommateurs et les opérateurs. Toutefois, la SNEL n'est pas en mesure de résoudre seule le problème du déficit d'accès et des opérateurs privés sont nécessaires pour renforcer les options d'approvisionnement décentralisées.

Principe directeur : Créer un environnement favorable pour soutenir la participation du secteur privé au développement de réseaux isolés et de systèmes hors réseau en RDC.

Principales actions prioritaires :

- Supprimer les taxes d'importation sur les solutions hors réseau ;
- Adopter les normes de qualité internationales pour les systèmes hors réseau ;
- Mettre en place des mécanismes pour soutenir le financement des dépenses d'investissement par le biais de conditions de crédit commercial plus attractives ;
- Soutenir le renforcement des capacités humaines par la formation initiale et continue d'ingénieurs et de techniciens.

Ordre de grandeur : 200 millions de dollars américains (USD).

4. SOUTENIR LE REDRESSEMENT DU SERVICE PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ

Défis : Les faibles performances commerciales, la mauvaise gestion et un endettement intenable ont empêché la SNEL de faire face à une demande d'électricité galopante. Les dernières tentatives de mise en œuvre du plan de redressement approuvé par le conseil d'administration n'ont pas donné les résultats escomptés, principalement en raison de la faiblesse du leadership, des objectifs irréalistes et de l'écart de compétences sur des fonctions clés spécifiques.

Principe directeur : Transformer la SNEL pour en faire un acteur davantage axé sur le client et axé sur les résultats dans un secteur libéralisé.

Principales actions prioritaires :

- Réhabiliter et moderniser le réseau de distribution de Kinshasa ;
- Sécuriser les revenus commerciaux de la SNEL grâce à des investissements dans le service commercial, et étudier la possibilité d'un pilote sous-traitant les services de facturation et de recouvrement à un opérateur privé (en commençant par exemple par Kinshasa);

- Augmenter les importations à court ou à moyen terme en provenance des pays voisins, y compris la Zambie, en particulier pour répondre à la demande non satisfaite du secteur minier situé dans le sud ;
- Lancer des études de faisabilité pour la réhabilitation des centrales hydroélectriques stratégiques situées à proximité des principaux centres de demande (Nzilo, Zongo 1) ;
- Fournir un soutien externe à la SNEL sous la forme d'un contrat de service ou d'un contrat de gestion afin d'intensifier le redressement sur des fonctions clés (commerciale, financière, informatique).

Ordre de grandeur : Assistance technique et investissements associés pour la reprise des fonctions commerciale, financière et informatique : 10 millions de dollars américains (USD) par an ; réhabilitation du réseau basse tension de Kinshasa : 450 millions de dollars américains (USD).



1 LA RARETÉ DES DONNÉES ET LE CARACTÈRE IMPRÉVISIBLE DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ RENDENT DIFFICILE LA PLANIFICATION DU SECTEUR

1. LA RARETÉ DES DONNÉES ET LE CARACTÈRE IMPRÉVISIBLE DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ RENDENT DIFFICILE LA PLANIFICATION DU SECTEUR

1.1. UNE DEMANDE CONTRASTÉE ET CONTRAINTE

La taille et la topographie de la RDC ont conduit à la création de poches de demande en électricité. Avec une superficie estimée de 2 345 000 km², la RDC est le deuxième plus grand pays d'Afrique. Elle s'étend sur un territoire de la taille de l'Europe de l'Ouest et sa densité démographique est très faible¹. Le pays est divisé en 26 provinces (Carte 1), dont certaines avoisinent la taille du Sénégal ou du Liban. La forêt tropicale, seconde en taille derrière celle du Brésil, couvre 55% du territoire national. La biomasse, comme le bois de chauffe et le charbon², représente 90% de la consommation énergétique totale du pays et est utilisée principalement par les ménages. Mais outre le potentiel agro-industriel important répandu sur l'ensemble du territoire des réserves minérales conséquentes, en particulier de cobalt, de cuivre et de coltan, sont exploitées dans les provinces méridionales du Haut-Katanga, du Haut-Lomami et du Lualaba, les trois provinces du Kasaï, et dans l'est et nécessitent de l'électricité.

CARTE 1 • Les 26 provinces de la RDC



Source : Banque mondiale, auteurs

Avec une consommation annuelle d'électricité par habitant de 94 kWh, soit la moitié de la moyenne régionale, le pays se classe en avant-dernière position en Afrique subsaharienne³. La consommation totale d'électricité était de 7 266 GWh en 2015 (contre 4 533 GWh en 2000) (Figure 1). L'économie est devenue plus intensive en énergie, avec une consommation électrique totale affichant un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 3% entre 2000 et 2015, alors que sur la même période, le PIB par habitant progressait à un rythme moyen de 1,5%.

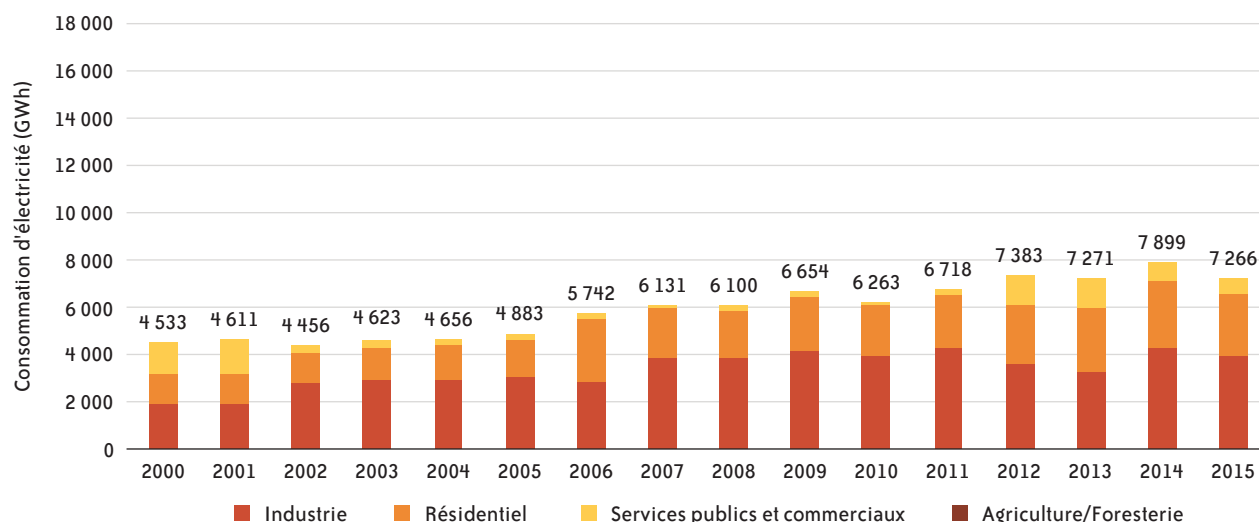
L'industrie est la première consommatrice d'électricité, avec 55% de la demande en RDC, suivie par le secteur résidentiel (35%), et les autres utilisations et services commerciaux (10%) (Figure 1). Les niveaux de consommation industrielle et résidentielle d'électricité ont doublé depuis 2000 (respectivement + 111% et + 105% entre 2000 et 2015) alors

¹ Banque mondiale, 2018.

² Une étude AECOM/EDF indique que l'énergie utilisée pour la cuisson en RDC provient de la biomasse à 92% (les trois quarts sous forme de bois de chauffe), une part qui s'établit à 79% chez les ménages urbains (dont deux tiers de charbon).

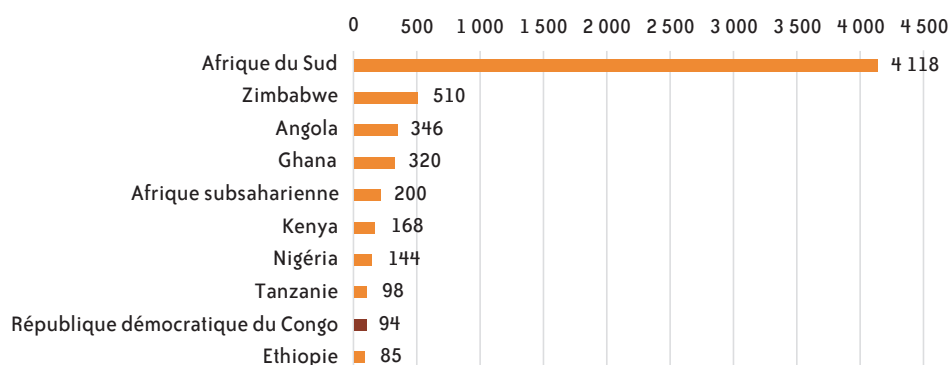
³ Hafner et al., 2018, *Energy in Africa – Challenges and Opportunities*, Springer Open. Il convient de noter que cette moyenne masque d'importantes différences entre les villes et les zones urbaines et rurales.

FIGURE 1 • Consommation d'électricité par secteur depuis 2000 (GWh)



Source : AIE, World Energy Statistics, 2017

FIGURE 2 • Consommation d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne (kWh/personne)



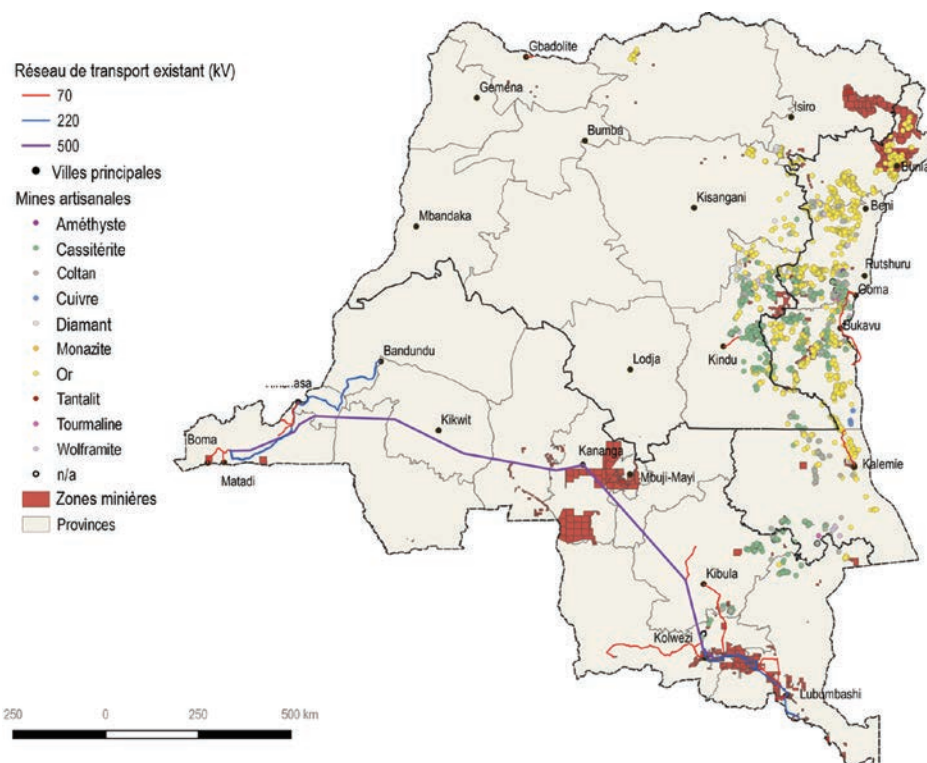
Source : AIE, World Energy Statistics, 2017 et Banque mondiale, base de données « Indicateurs de développement dans le monde »

que la consommation des services commerciaux et publics a diminué de moitié (- 48%). La consommation électrique résidentielle a cru à un rythme de 5% par an, soit un peu plus que le taux de croissance démographique moyen de 3,3%.

La consommation industrielle provient essentiellement de l'industrie extractive. L'industrie extractive représentait 20% de la croissance réelle de la RDC en 2015⁴ et 97,5% des exportations. Elle nécessite d'importantes quantités de combustible et d'électricité pour l'extraction et la transformation des minerais métalliques. L'activité minière déclarée se concentre principalement dans les provinces du Kasai central et du Kasai oriental, dans le Haut-Katanga et le Lualaba, mais aussi dans les régions du nord-est du Haut-Uele et de l'Ituri (Carte 2). Les industries telles que l'agroalimentaire, le textile, la métallurgie et l'industrie chimique légère implantées autour des grandes villes comme Kinshasa ne consomment pas beaucoup d'électricité, de même que les industries liées aux gisements de matières premières telles que le calcaire pour les cimenteries.

⁴ EITI, <https://eiti.org/democratic-republic-of-congo#contribution-of-the-extractive-industry-to-the-economy>.

CARTE 2 • Localisation des mines et des réseaux artisanaux isolés



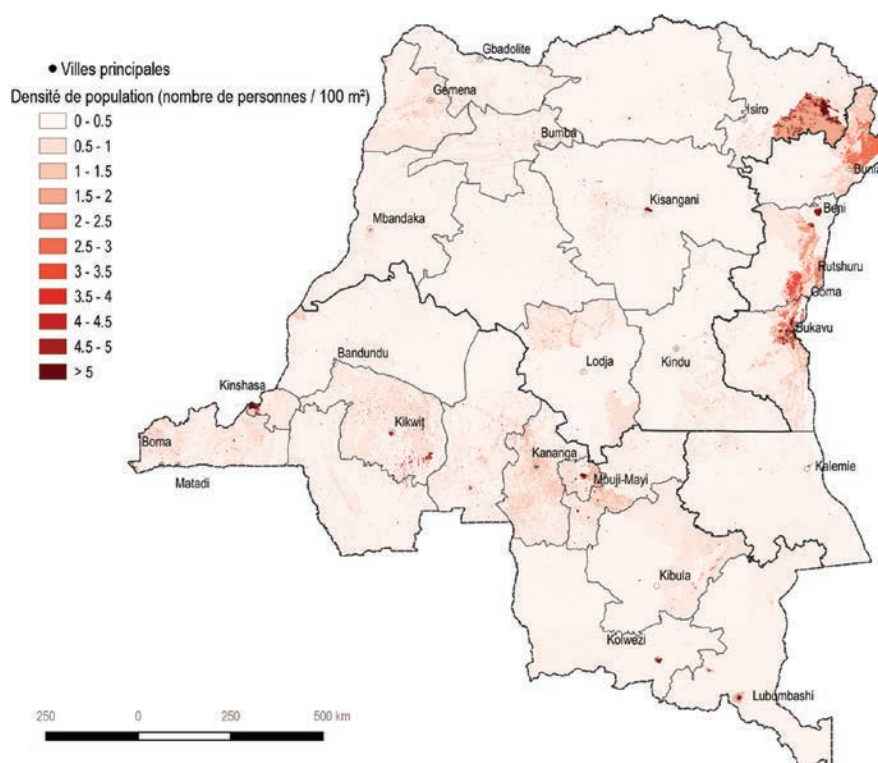
Source : CICOS, IPIS, Banque mondiale, auteurs

La demande résidentielle montre de grandes disparités de la demande moyenne entre les populations urbaines et rurales. Les consommateurs d'électricité résidentielle sont concentrés à Kinshasa et dans quelques autres grandes villes du Sud ou le long de la frontière orientale avec le Rwanda et l'Ouganda. La demande moyenne annuelle par habitant à Kinshasa est estimée à 380 kWh, contre 330 kWh dans les villes du Sud et 290 kWh dans les villes de l'est. En dehors de quelques villes, les autres régions ont une demande en électricité beaucoup plus faible en raison de leur faible densité démographique. Le Bas-Uele, par exemple, est aussi peu densément peuplé que la Russie (Carte 3). Les faibles revenus de l'agriculture de subsistance limitent la demande des ménages ruraux, qui est plus proche de 35 kWh par an d'après les estimations.

Tous les segments de la demande en électricité sont fortement contraints par l'approvisionnement. La majeure partie de la demande dans le secteur résidentiel, n'est pas satisfaite, ce qui s'explique en partie par le fait que la RDC présente l'un des plus importants déficits d'accès à l'électricité au monde et de fortes disparités géographiques (voir chapitre 2 pour des informations sur l'accès). Il en va de même pour la demande dans l'industrie. Les mines situées dans le sud, par exemple, dépendent d'une combinaison d'électricité nationale, d'électricité importée via l'interconnecteur RDC-Zambie (une ligne de 220 kV entre Kasumbalesa et Luano), et d'autoproduction utilisant du diesel transporté sur de longues distances par barges sur les grands fleuves, camions et deux-roues. Moins de la moitié de cette demande connue est actuellement satisfaite, ce qui limite la performance du secteur.⁵

⁵ Chambre des Mines.

CARTE 3 • Densité de population en RDC, 2015



Source : Worldpop

1.2. LES DÉFIS D'UNE DEMANDE EN RAPIDE AUGMENTATION

Le rythme de l'électrification a été très lent, contraint par des taux de natalité et de pauvreté élevés. La RDC possède l'un des taux de fertilité les plus élevés au monde (après le Niger et la Somalie)⁶ et ses habitants sont parmi les plus pauvres au monde, avec 91% de la population vivant avec moins de 3,10 \$ par jour en 2012 (PPP 2011) (Carte 4). Le Nigeria, le Sénégal et le Bénin, autres pays de la région présentant des niveaux d'urbanisation similaires, présentent des taux de pauvreté de 76,5%, 66,3% et 75,6% respectivement. Si les efforts d'électrification suivent le même rythme qu'au cours de la dernière décennie, 84 millions de personnes, soit 80% de la population totale, vivront encore sans électricité en RDC en 2030.

L'urbanisation rapide crée des poches de demande à forte densité qui offrent l'opportunité d'étendre et de densifier l'accès au réseau électrique de manière économique. 34 millions de personnes vivent dans des zones urbaines, soit 43% de la population⁷ et ce chiffre augmente de 4,5% par an. Environ un quart de cette population vit dans six centres urbains : Kinshasa, Lubumbashi, Mbuji-Mayi, Goma, Kananga et Kisangani. Avec près d'un million de personnes qui migrent vers les villes chaque année⁸, il existe une opportunité de raccorder de nouveaux clients rapidement et à faible coût.

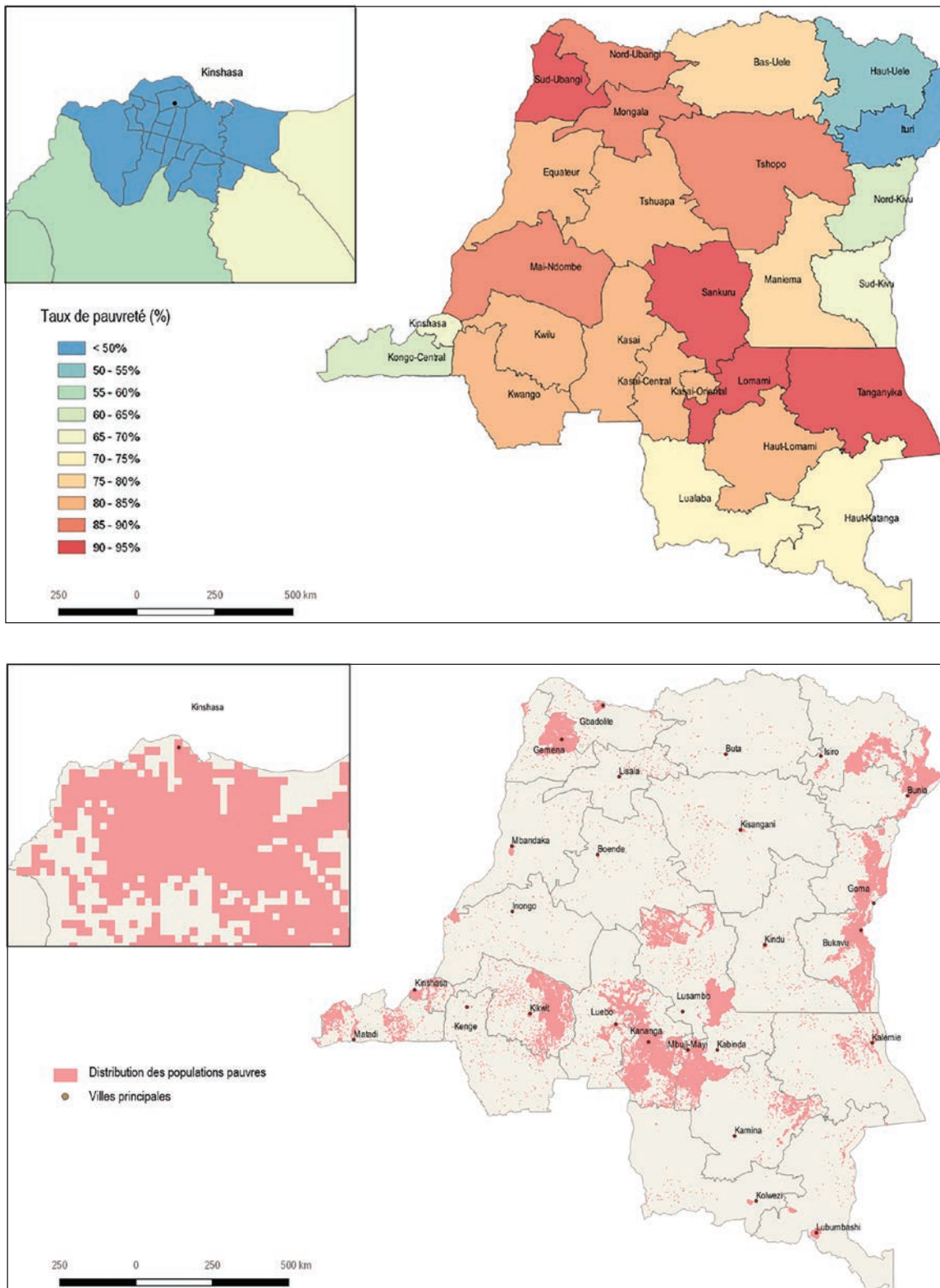
⁶ 6,1 naissances par femme en 2016, WDI.

⁷ WDI 2016.

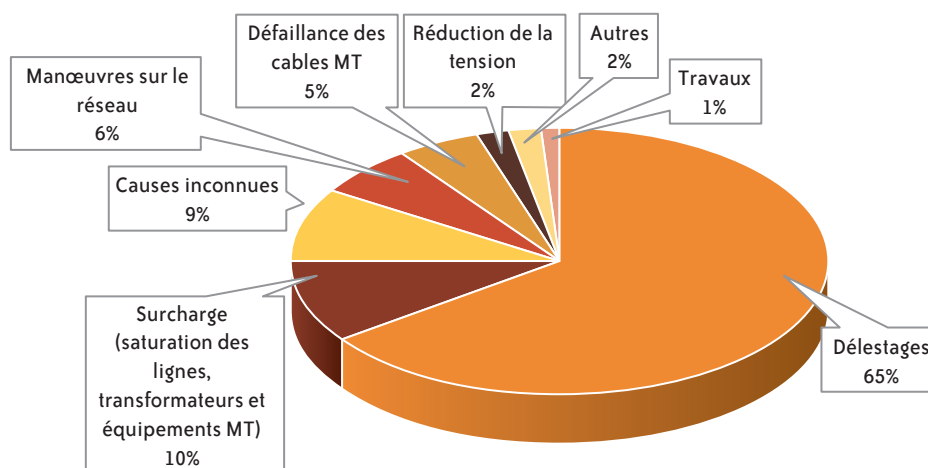
⁸ Banque mondiale, 2018. *Revue de l'urbanisation en République démocratique du Congo : Des villes productives et inclusives pour l'émergence de la République démocratique du Congo*. Directions in Development—Environment and Sustainable Development ; Washington, DC : Banque mondiale. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28931>.

1. La rareté des données et le caractère imprévisible de la demande en électricité rendent difficile la planification du secteur

CARTE 4 • Taux de pauvreté et répartition des pauvres en RDC



Source : Banque mondiale

FIGURE 3 • Réseau de distribution de Kinshasa : causes des coupures de courant sur un mois type (%)

Source : SNEL – Rapport d'activité mensuel pour Kinshasa, avril 2018

La demande tant résidentielle qu'industrielle devrait croître rapidement. La demande en électricité du secteur résidentiel devrait passer, à un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 11%, d'environ 3 000 GWh à 11 000 GWh d'ici 2030. La demande totale actuelle des mines estimée à 7 000 GWh en 2018 devrait atteindre 11 000 GWh d'ici 2030, soit un TCAC de 4%.

Si cette demande croissante n'est pas satisfaite par une augmentation de l'offre et par des améliorations de l'infrastructure électrique, elle entraînera une nouvelle détérioration du service de l'électricité. À Kinshasa, bien qu'environ 60% de la population ait accès à l'électricité, la qualité et la fiabilité du service sont médiocres. Ceci s'explique principalement par la saturation du réseau de distribution à Kinshasa et par les limites de capacité des centrales Inga 1 et 2. La puissance injectée dans le réseau est actuellement limitée à environ 500 MW, alors que la demande de pointe est estimée à 1000 MW.⁹ Pour combler ce déficit, la SNEL¹⁰ applique un programme de délestage quotidien et déclenche les équipements en surcharge (Figure 3). En avril 2018, le rapport d'activité mensuel de la SNEL signalait 3 130 interruptions sur le réseau de distribution de Kinshasa ayant entraîné des coupures de courant chez les clients. Les deux tiers de ces pannes étaient dus aux délestages, la seconde cause étant la surcharge du système. De plus, un délestage préventif est effectué sur une vingtaine de lignes lorsqu'il pleut afin de réduire les risques électriques.

La piètre qualité de l'électricité et les coupures de courant fréquentes entraînent des problèmes importants pour les industries et les services dépendants de l'électricité. Une entreprise sur deux désigne l'électricité comme un frein majeur à la croissance et près de neuf sur dix subissent des pannes. De plus, 60% des entreprises possèdent un générateur en raison de l'absence de fiabilité de l'électricité, contre une moyenne de 43% dans le reste de l'Afrique subsaharienne. La plupart des entreprises, de même que les consommateurs résidentiels à revenus élevés et intermédiaires, doivent investir dans des générateurs de secours coûteux, généralement alimentés à l'essence ou au diesel, ce qui engendre des coûts supplémentaires importants pour les entreprises. Des pannes de courant fréquentes et prolongées peuvent entraîner des pertes économiques conséquentes et nuire aux délais de livraison et au développement des activités dans l'industrie. Elles peuvent également dissuader les entrepreneurs de se lancer dans des activités industrielles¹¹.

⁹ Plan général d'aménagement de la ville-province de Kinshasa - Horizon 2016 - 2030 (juin 2016).

¹⁰ La SNEL est une entreprise publique régie par la loi #78/002 du 6 janvier 1978 est devenue une société par Actions à Responsabilité Limitée (SARL) en 2009. En 2014, elle est devenue une Société Anonyme (SA) avec l'Etat congolais comme actionnaire unique

¹¹ Hafner et coll., 2018.

1.3. LA PLANIFICATION DANS UN CONTEXTE DE PROFONDE INCERTITUDE

La RDC manque d'informations sur tous les aspects de la demande en électricité, ce qui aggrave les difficultés de planification. La seule taille de la RDC et les problèmes d'accessibilité rendent la collecte des informations compliquée et coûteuse. Le dernier, et unique, recensement de population a été réalisé en 1984¹². L'insuffisance des données de recensement empêche de bien comprendre les dynamiques de population. Les informations sur la taille de la population, sa répartition et les niveaux de revenu sont inexacts et varient significativement selon les sources. Même la population totale de la RDC varie de plus de 11 millions de personnes d'une source à une autre¹³. En outre, étant donné que la plupart des secteurs de l'économie fonctionnent de manière informelle, il existe très peu de données sur les usages productifs, le commerce et les revenus potentiels, et donc très peu de données également sur lesquelles fonder des estimations ou des prévisions de la demande. Peu de clients résidentiels de la SNEL sont équipés d'un compteur, leur consommation doit donc être estimée au lieu d'être mesurée. Et en l'absence d'enquête énergétique détaillée sur les ménages, il n'existe pas d'informations sur les dépenses en sources d'énergie alternatives telles que bougies, kérosène et batteries dans les ménages non raccordés.

Les mouvements de population imprévisibles et à grande échelle rendent également la prévision de la demande plus difficile. Plus de 4,5 millions de personnes ont été déplacées par les conflits en cours – principalement au Kivu et au Tanganyika à l'est, dans le Kasai central et plus récemment dans le nord-est de l'Ituri¹⁴. La région de Goma connaît la croissance démographique urbaine la plus rapide (croissance moyenne annuelle supérieure à 10% depuis 1984), encouragée par le conflit civil. De nombreuses personnes déplacées se retrouvent dans des bidonvilles urbains où vivent plus de 75% des populations urbaines¹⁵, et où il est plus difficile de fournir une électricité sûre et fiable.

Dans le secteur industriel, la demande électrique actuelle et future des exploitations minières varie aussi en fonction des fluctuations des marchés des minéraux. Les sites miniers restent majoritairement informels et artisanaux ; le commerce informel des minéraux, de l'or en particulier, le long de la frontière orientale est très répandu¹⁶. Dans la partie nord-est du pays, même la taille et la demande en électricité des exploitations minières légales ne sont pas connues. La demande du secteur minier est par nature difficile à prévoir car elle est proportionnelle à la production minière, qui fluctue en fonction des marchés internationaux des minéraux.

Pour mieux appréhender la demande en électricité actuelle et future en RDC, un effort concerté des organismes publics et des bailleurs de fonds, sous la direction du ministère de l'Énergie et des Ressources hydrologiques, afin d'améliorer la collecte des données sera nécessaire, de même qu'une approche souple pour tenir compte rapidement de la croissance de la demande. L'enquête SEforALL sur l'accès à l'électricité basé sur un cadre à plusieurs niveaux, en cours de préparation, portera sur les ménages de Kinshasa et Gbadolite afin de mieux cerner le niveau et la qualité du service d'électricité actuellement fourni ainsi que la satisfaction des consommateurs. Des enquêtes restreintes auprès des ménages seront menées dans neuf capitales provinciales, dans le cadre des études de préfaisabilité pour l'électrification de nouvelles capitales provinciales soutenues par la Banque mondiale. D'autres enquêtes seront nécessaires afin d'obtenir une vision plus précise pour soutenir la planification aux niveaux national et régional. Le renforcement de la collaboration entre les autorités locales et centrales dans la collecte des données peut également contribuer à faire progresser la planification au niveau infranational, de même que l'utilisation de données dans un système d'information géographique (SIG). Du côté des fournisseurs d'électricité, cette incertitude relative à la demande doit être intégrée dans la conception des infrastructures et dans la mise en œuvre de programmes axés sur la demande, telles que des mesures d'efficacité énergétique (exigences minimales de performance énergétique –MPE – pour l'éclairage, les principaux appareils ménagers consommateurs d'énergie et les équipements industriels) afin de ralentir la hausse de la demande en électricité.

¹² <http://ins-rdc.org/?q=content/deuxieme-recensement-general-de-la-population-et-de-l-e2%80%99habitat>.

¹³ En comparant les données 2015 de WorldPop et de l'Annuaire statistique par exemple.

¹⁴ <https://news.un.org/en/story/2018/03/1004542>.

¹⁵ WDI, 2014.

¹⁶ Banque mondiale, 2018.



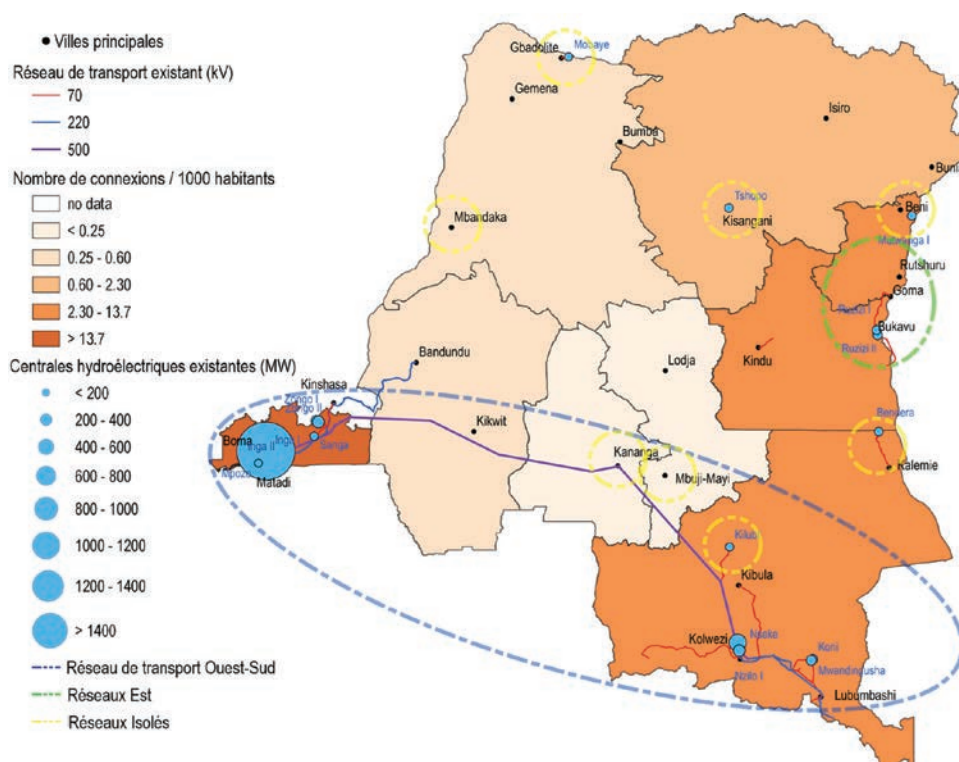
2 PASSER LA PLANIFICATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE AU NIVEAU RÉGIONAL

2. PASSER LA PLANIFICATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE AU NIVEAU RÉGIONAL

2.1. DES INFRASTRUCTURES D'APPROVISIONNEMENT VIEILLISSANTES DOMINÉES PAR UN SEUL RÉSEAU PRINCIPAL INTERCONNECTÉ

La planification du secteur de l'énergie menée au niveau national a encouragé le développement de grands centres de production dotés d'un seul réseau principal interconnecté (Carte 5). Le réseau de transport de l'électricité de l'ouest-sud, exploité par la SNEL¹⁷, dessert la capitale Kinshasa et les principaux centres urbains et miniers des anciennes provinces du Bas Congo et du Katanga. Il est constitué de lignes haute tension totalisant une longueur de 6 937 km (dont 1 827 km à très Haute Tension Courant Continu (THTCC)). Il est interconnecté avec le Congo Brazzaville et la Zambie (avec des capacités de transit respectives de 150 et 500 MW). Il concentre 2 490 MW de capacité de production, soit 90% de la capacité de production du pays. À une autre échelle, un réseau secondaire interconnecté exploité par la SNEL, le réseau de transport de l'est, couvre les provinces du Kivu et est interconnecté avec le Rwanda et le Burundi. Le système électrique de la RDC comprend également quelques réseaux isolés gérés par la SNEL et une demi-douzaine d'opérateurs privés¹⁸. Ces réseaux isolés sont développés autour de centrales hydroélectriques, avec des capacités installées allant de 2 à 20 MW¹⁹, et des groupes électrogènes –

CARTE 5 • État actuel du développement du système électrique de la RDC



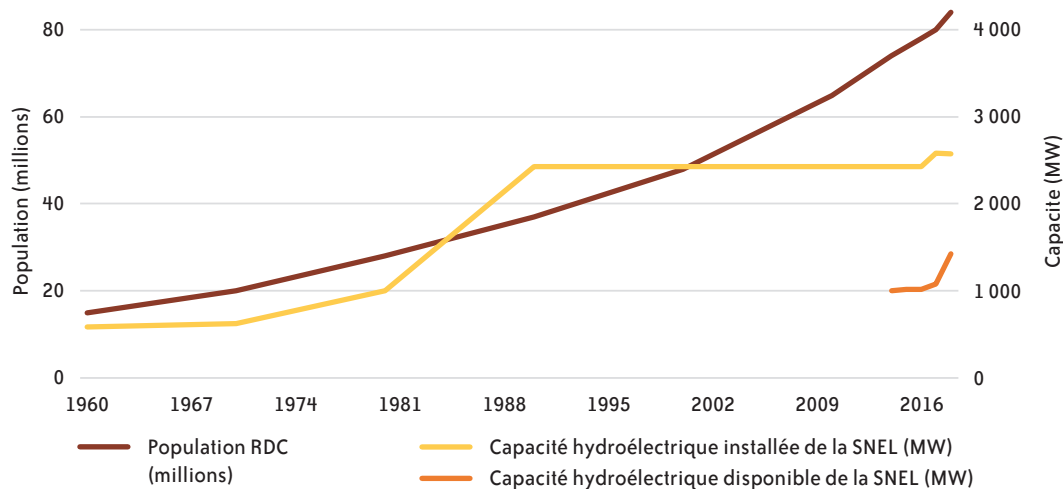
Source : SNEL, Banque mondiale, auteurs

¹⁷ Ce réseau représente environ 97% de son activité (SNEL)

¹⁸ Par exemple : Électricité du Congo (Tshikapa), SOCODEE (Goma), VIRUNGA SARL (Rutshuru), Énergie du Nord Kivu (Butembo-Beni), SOKIMO (Bunia), SICOHYDRO (Busanga).

¹⁹ Par exemple, l'approvisionnement de Kalemie par Bendera, Kamina par Kilubi, Gbadolite par Mobayi Mbongo, Kisangani par Tshopo et Mbuji Mayi par Tsahala.

FIGURE 4 • Puissance hydroélectrique installée de la SNEL 1990–2018



Source : SNEL

lorsqu'ils sont opérationnels – de l'ordre de quelques MW comme à Kananga et à Mbandaka. En plus des centrales électriques exploitées par la SNEL, des opérateurs privés exploitent des centrales hydroélectriques et thermiques d'une capacité cumulée d'environ 150 MW, telles que celles de Virunga à Matebe, Hydroforce à Mbuji-Mayi, EDC à Tshikapa, SINELAC à Bukavu ou Randgold à Kibali.

Historiquement, l'expansion du réseau de transport de la RDC a toujours été encouragée par le secteur minier et l'urbanisation associée autour de Kolwezi et de Lubumbashi. La partie sud de la dorsale ouest-sud a été développée dans les années 1950 avec la mise en service progressive des installations hydroélectriques de Koni (42 MW), Nzilo (108 MW) et Nseke (260 MW). La partie occidentale du réseau dépendait de la production hydroélectrique de Zongo 1 (75 MW) et d'Inga 1 (351 MW) pour approvisionner Kinshasa et l'ancienne province du Bas Congo. La mise en service de la centrale hydroélectrique Inga 2 (1 424 MW) en 1982, qui représente encore à elle seule plus de 50% de la capacité de production du pays, a été suivie de la construction d'une ligne de transport à courant continu de 500 kV de 1 774 km reliant Inga et Kolwezi, assurant l'interconnexion des réseaux ouest et sud et le transfert d'énergie à Kolwezi pour faire face à la demande minière croissante.

La capacité installée de la SNEL n'a pas sensiblement augmenté entre 1990 et 2017 (Figure 4). Aujourd'hui, les installations de production d'énergie de la SNEL consistent en 15 centrales hydroélectriques représentant une capacité installée de 2 579 MW (Tableau 1), 33 centrales thermiques d'une capacité installée de 31 MW et une centrale solaire de 1 MW à Manono (mise en service en mars 2018). La centrale hydroélectrique Zongo 2 a ajouté 150 MW à la puissance installée en 2018, mais sa production est actuellement limitée²⁰. Avant Zongo, la dernière centrale mise en service par la SNEL a été la centrale hydroélectrique Mobayi Mbongo en 1990. Depuis cette date, la population a plus que doublé. De plus, pendant cette période, la détérioration progressive des installations a réduit la production disponible à 1 440 MW²¹, soit 55% de la capacité installée. Ainsi, depuis 1990, la capacité réelle disponible par habitant a été presque divisée par 5.

Les tarifs qui ne couvrent pas les coûts, le faible taux de recouvrement et une mauvaise gestion ont empêché un entretien et des investissements adéquats dans la réhabilitation. De ce fait, aujourd'hui, environ 55% de la capacité de production est disponible en RDC. Alors que les installations hydroélectriques ont un âge moyen de 43 ans, 29 groupes hydroélectriques représentant 49% de la capacité totale installée n'ont jamais été réhabilités depuis leur mise en service (Figure 5). La SNEL estime le coût de la réhabilitation de ces 29 générateurs entre

²⁰ Dans l'attente de la mise en service prévue en 2020 de la nouvelle ligne de transport de 220 kV Zongo 2-Kinsuka et du poste électrique de Kinsuka situé à Kinshasa, Zongo 2 est raccordé à Zongo 1. Les lignes 70 kV de Zongo 1 ne permettent pas de répartir la capacité de production (225 MW) des deux centrales hydroélectriques.

²¹ Direction SNEL, mars 2020.

2. Passer la planification du secteur électrique au niveau régional

TABEAU 1 • Portefeuille de production hydroélectrique de la SNEL, 2020

Région	Centrales hydroélectriques	Capacité installée de centrales (MW)	Générateurs	Capacité installée (MW)	Année de la mise en service	Année de la dernière réhabilitation*	Financement à rechercher	Estimation du coût de réhabilitation (USD M)	Capacité disponible en février 2018 (MW)
OUEST	INGA 1	351,0	G11	58,5	1972	2017			0
			G12	58,5	1972	2013			0
			G13	58,5	1973	JR	X	35	55
			G14	58,5	1974	2017			58,5
			G15	58,5	1974	2016			58,5
			G16	58,5	1974	JR	X	35	55
OUEST	INGA 2	1424,0	G21	178	1981	2017			140
			G22	178	1981	2018			145
			G23	178	1981	JR		55,0	140
			G24	178	1981	JR		83,0	130
			G25	178	1981	JR		55,0	140
			G26	178	1982	JR		55,0	135
			G27	178	1982	2018			0
			G28	178	1982	2020			0
OUEST	ZONGO 1	75,0	G1	13	1955	JR	X	37,5	13
			G2	13	1955	JR	X	37,5	0
			G3	13	1957	JR	X	37,5	0
			G4	18	1964	JR	X	37,5	18
			G5	18	1965	JR	X	37,5	0
OUEST	SANGA	12,0	G1	2	1932	2018			0
			G2	2	1932	EC			0
			G3	2	1946	EC			0
			G4	2	1947	2018			0
			G5	2	1948	EC			0
			G6	2	1949	2017			0
SUD	NSEKE	260,0	G1	65	1956	EC			0
			G2	65	1956	2015			62,1
			G3	65	1957	2011			62,1
			G4	65	1957	2013			62,1
SUD	NZILO	108,0	G1	27	1952	JR		30,0	25
			G2	27	1953	JR		30,0	25
			G3	27	1954	JR		35,0	25
			G4	27	1954	JR		30,0	25

(continue en page 18)

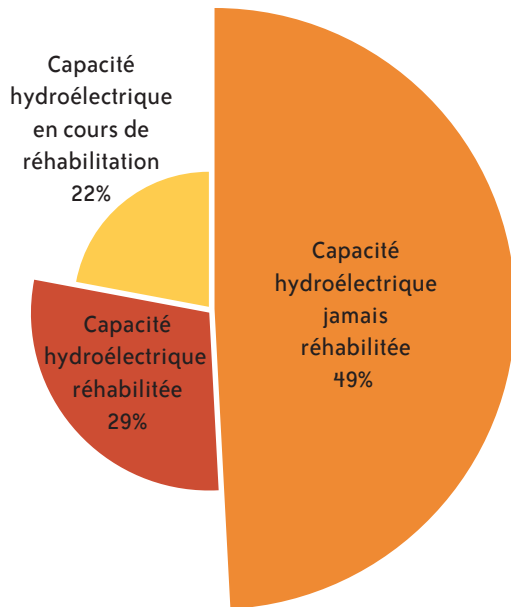
TABLEAU 1 • Portefeuille de production hydroélectrique de la SNEL, 2020 (suite)

Région	Centrales hydroélectriques	Capacité installée de centrales (MW)	Générateurs	Capacité installée (MW)	Année de la mise en service	Année de la dernière réhabilitation*	Financement à rechercher	Estimation du coût de réhabilitation (USD M)	Capacité disponible en février 2018 (MW)
SUD	MWADINGUSHA	67,8	G1	10,8	1930	EC			0
			G2	10,8	1930	EC			0
			G3	10,8	1930	EC			0
			G4	11,8	1938	EC			0
			G5	11,8	1939	EC			0
			G6	11,8	1954	EC			0
SUD	KONI	42,1	G1	14,04	1951	2015			13
			G2	14,04	1950	JR	37,5	13	
			G3	14,04	1950	EC		0	
EST	RUZIZI 1	29,8	G1	6,3	1958	JR	X	17	6
			G2	6,3	1959	JR	X	17	0
			G3	8,6	1972	JR	X	17	0
			G4	8,6	1972	2011		7	
ISOLÉ	TSHOPO	19,7	G1	7	1955	2013			0
			G2	6,15	1955	JR	X	20	6,15
			G3	6,5	1975	JR	X	20	6,5
ISOLÉ	MOBAYI MBONGO	11,4	G1	3,79	1990	JR		8,4	0
			G2	3,79	1990	JR		8,4	3
			G3	3,79	1989	JR		8,4	0
ISOLÉ	BENDERA	17,2	G1	8,6	1959	EC			0
			G2	8,6	1959	EC			0
ISOLÉ	KILUBI	10,8	G1	3,6	1954	JR	X	8	3
			G2	3,6	1954	JR	X	8	0
			G3	3,6	1954	JR	X	8	0
ISOLÉ	MPOZO	2,2	G1	1,1	1932	JR			0
			G2	1,1	1932	JR			0
	Sub TOTAL	2429		2429				808,2	1431,95
OUEST	ZONGO 2	150,0	G1	50	2018				
			G2	50	2018				
			G3	50	2018				
	TOTAL	2579		2579					

*JR: Jamais réhabilité / EC: En cours

Source : SNEL

FIGURE 5 • État des centrales hydroélectriques de la SNEL, 2020



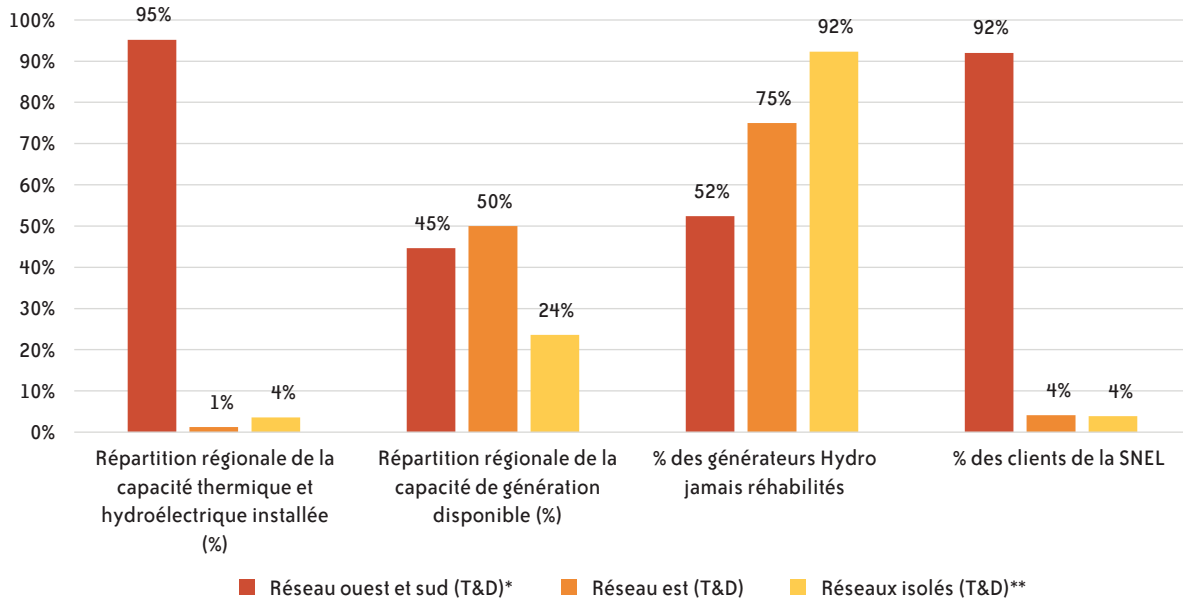
Source : SNEL

800 millions USD et un milliard USD. Elle a déjà identifié des sources de financement pour 600 millions USD. La SNEL a également indiqué qu'en mars 2020, seuls 46% des générateurs thermiques de 31 MW répartis sur le territoire, soit 14 MW, étaient disponibles (Tableau 1). Au-delà du manque d'entretien, l'indisponibilité s'explique aussi par les difficultés d'approvisionnement en combustible et en pétrole et par les pillages qui ont accompagné l'instabilité politique durant les guerres et les derniers conflits localisés des vingt dernières années.

Une campagne de réhabilitation lancée en 2010 visait d'abord à entretenir puis à améliorer une douzaine de générateurs de centrales hydroélectriques. Ces générateurs étaient situés dans les centrales de Ruzizi (1x 8,6 MW), de Nseke (3 x 65 MW), de Tshopo (1 x 7 MW), de Koni (1 x 14 MW) et plus récemment d'Inga 1 (4 x 58,5 MW) et d'Inga 2 (2 x 178 MW). Le projet PMEDE²² financé par la Banque mondiale a été l'une des principales campagnes de réhabilitation à avoir notamment financé la réhabilitation des unités d'Inga 1 et 2 (415 MW réhabilités, soit 23% de la capacité totale installée), ainsi que la construction du deuxième canal d'approvisionnement (+390 MW de capacité totale disponible des installations). Au total, la production moyenne d'électricité disponible est passée de 1 010 MW à 1 078 MW, soit une augmentation de 7% entre 2016 et 2017.

Cela s'est immédiatement traduit par une augmentation de 0,6 TWh de la production d'énergie électrique. Le réseau de transport a également bénéficié de réhabilitations. La ligne THTCC Inga-Kolwezi a été renforcée pour accroître sa puissance de transit de 500 à 1000 MW vers le réseau de transport du Sud grâce à des financements obtenus par SNEL auprès des partenaires multilatéraux et privés (essentiellement miniers). Une deuxième ligne

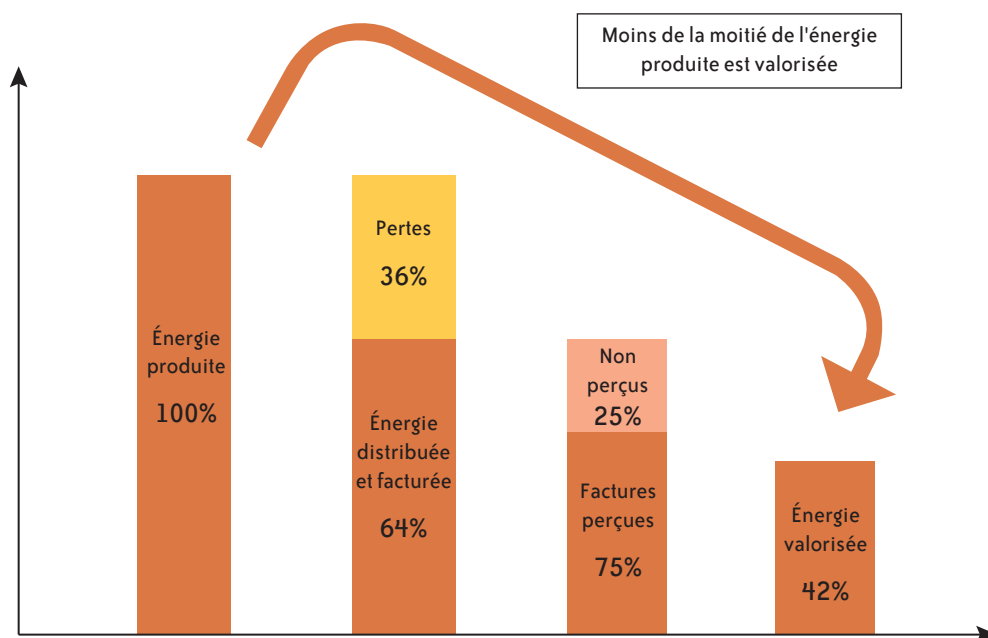
FIGURE 6 • Comparaison des réseaux ouest-sud, est et des réseaux isolés, 2018



Source : SNEL – mai 2018 (* sans Zongo 2/** avec 28 MW d'unités thermiques)

²² Projet de développement des marchés de l'électricité régionaux et nationaux.

FIGURE 7 • Estimation des pertes globales sur le réseau électrique de la SNEL



Source : SNEL, auteurs

(400kV – exploitée en 220 kV en première phase) Inga-Kinshasa a été construite et mise en service en 2016 pour amener plus de puissance à Kinshasa (1000 MW).

Les réseaux isolés de la SNEL se dégradent également progressivement et courent maintenant un risque important d'effondrement en l'absence d'une réhabilitation urgente de la production et des réseaux. 92% des générateurs hydroélectriques raccordés aux réseaux isolés de la SNEL n'ont jamais été réhabilités depuis leur mise en service (Figure 6). Lors d'une enquête menée par la Banque mondiale en février 2018, plusieurs exploitants locaux de centrales hydroélectriques de la SNEL ont exprimé leur inquiétude devant le niveau élevé de dégradation de leurs installations, en particulier pour les centrales isolées de Bendera, Kilubi et Mobayi Mbongo²³, avec des productions disponibles moyennes respectives de 26,6%, 22,9% et 8,6% des capacités installées.

Les systèmes isolés qui ne représentent que 4% de la capacité totale installée, 7% de la longueur totale des lignes de distribution et alimentent environ 4% des clients de la SNEL sont néanmoins les seules sources d'accès à l'électricité dans plusieurs provinces. Les réseaux de distribution sont également anciens et ont besoin d'être réhabilités. En l'absence de programmes d'entretien ou de travaux de réhabilitation à court terme, ils risquent de s'effondrer. Les opérateurs locaux ont constaté que la plupart des réseaux avaient été installés lors de la construction des centrales qui les alimentaient et étaient dans un état de vétusté, en particulier les réseaux de distribution des provinces du Kasai central, du Kasai oriental, de l'Équateur et du Bandundu. Cela provoque des pannes fréquentes de l'équipement et détériore la qualité de l'approvisionnement. Le manque de fonds pour l'entretien, le vol de câbles et les actes de vandalisme continuent d'aggraver la situation.

Le système électrique de la RDC est également affecté par des pertes techniques et non techniques. Les pertes techniques et non techniques représentaient 36% de la production totale en 2016. Les premières sont dues principalement à la vétusté de certains équipements tels que les transformateurs et les lignes, à la façon dont certains équipements (comme le réseau de distribution de Kinshasa) sont exploités et à l'augmentation des charges (Figure 7), tandis que

²³ La centrale hydroélectrique de Mobayi-Mbongo a été complètement arrêtée depuis le 1^{er} novembre 2018. La dernière unité de production (une sur trois) qui fonctionnait est tombée en panne. À ce jour, il n'y a plus de production à la centrale hydroélectrique de Mobayi-Mbongo.

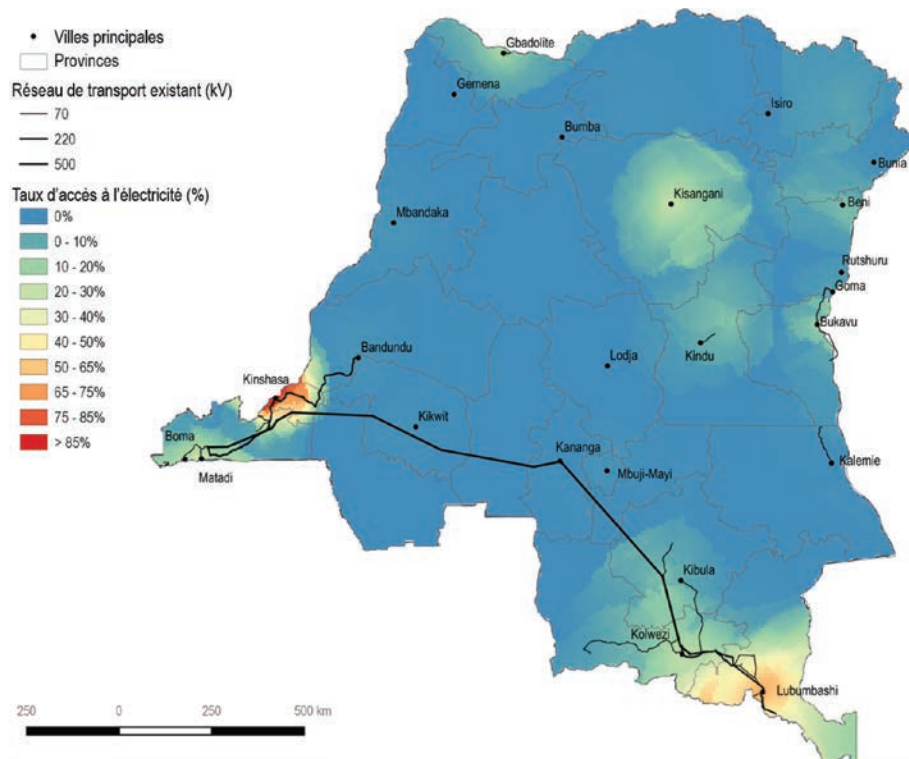
les autres sont dues à la fraude et à la non-facturation de la consommation. En outre, la SNEL n'a pas réussi à recouvrer 25% de la valeur facturée. 8% des factures non recouvrées concernaient des clients privés haute et moyenne tension, 55% des clients privés basse tension, et le reste du non-recouvrement provenant de l'Etat (bâtiments publics, ministères, etc.) et les entreprises paraétatiques. Globalement, moins de la moitié de l'énergie produite est monétisée (Figure 7).

2.2. LA PLANIFICATION CENTRALISÉE DE L'ÉLECTRIFICATION N'A PAS PERMIS D'AMÉLIORER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ POUR L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE ET DE LA POPULATION

La capacité institutionnelle limitée n'a pas permis de concevoir un plan national d'électrification, qui est pourtant une condition préalable à la mise en œuvre efficace de tout programme. La dernière note d'orientation sur le développement du secteur remonte à 2009. L'adhésion de la RDC à l'initiative Énergie durable pour tous en 2012 n'a pas produit l'accélération attendue de l'électrification.

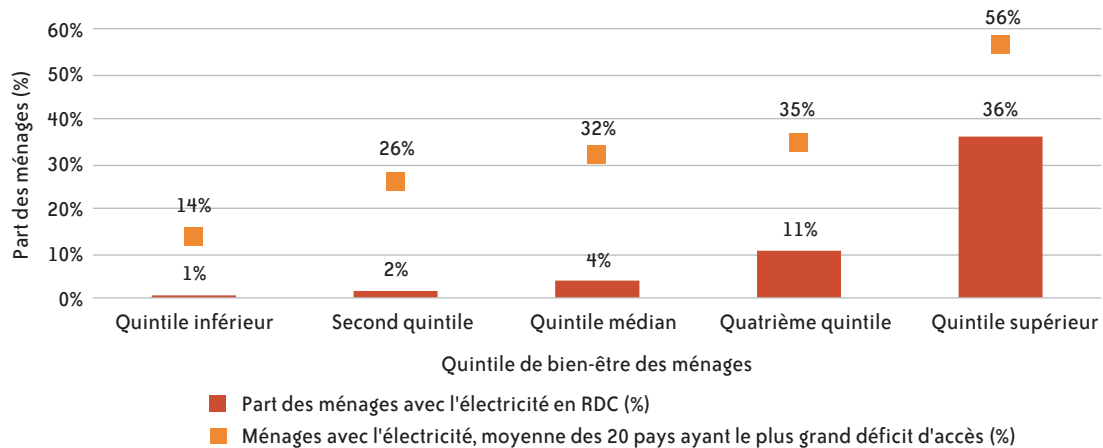
La faible gouvernance du secteur, le manque de planification, le cadre institutionnel insuffisant et le manque d'engagement du gouvernement ont entraîné l'un des plus importants déficits d'accès à l'électricité du monde et de fortes disparités géographiques. Avec 65 millions de personnes sans accès à l'électricité en 2016, la RDC accueille la troisième plus importante population au monde sans accès à l'électricité, après l'Inde et l'Éthiopie²⁴. La dernière enquête disponible sur les ménages réalisée en RDC (EDS 2013–14) a révélé que 14% de sa population avait accès à l'électricité, avec d'importantes disparités géographiques allant de 42% dans les zones

CARTE 6 • Proportion des personnes ayant accès à l'électricité en RDC



Source : EDS 2013–2014

²⁴ Banque mondiale, Rapport de suivi 2018 sur l'ODD7

FIGURE 8 • Proportion des personnes ayant accès à l'électricité par quintile de bien-être des ménages (2012)

Source : Global Micro Database, Banque mondiale, dernière année disponible (2012)

urbaines à 0,4% dans les zones rurales (Carte 6). De grandes disparités existent également entre les villes. Si environ 60% de la population de Kinshasa dispose d'un accès à l'électricité, plusieurs villes de plus de 800 000 habitants, telles que Kananga et Mbuji-Maye, affichent un accès inférieur à 10%. En 2017, environ 10% de la population était raccordée au réseau électrique, avec d'importantes disparités régionales qui reflète en partie des contraintes d'approvisionnement et en partie des disparités économiques. Alors que l'accès à l'électricité du réseau résidentiel dans l'Ouest est estimé à 30%, il est plus proche de 10% dans le Sud, de 5% à l'Est et de 3% dans le Nord-Ouest²⁵.

Cela a également entraîné un niveau d'électrification très inégal avec l'un des écarts les plus importants au monde en termes de taux d'accès par niveau de revenu. En RDC, plus que dans d'autres pays d'Afrique subsaharienne présentant un large déficit d'accès, le taux d'électrification augmente parallèlement à l'accroissement du bien-être global des ménages (Figure 8). Les populations les plus vulnérables doivent pouvoir accéder à l'électricité à un tarif abordable, que ce soit via des raccordements au réseau ou des systèmes isolés, et ceci est un défi politique clé qui doit être relevé dans le plan de développement du secteur électrique.

Trois régions présentant des caractéristiques d'offre et de demande spécifiques se détachent et justifient une planification régionale différenciée : i) l'axe Sud-ouest, caractérisé par un système d'approvisionnement solide et une demande élevée ; ii) la région Est avec un système d'approvisionnement faible/sous-développé et une demande élevée ; iii) la région Centre-nord avec un système d'approvisionnement faible et une demande relativement plus faible.

La loi sur la décentralisation a transféré de facto la fonction de planification au niveau infranational concerné (provinces et ETD²⁶). Ni la SNEL ni une quelconque autorité centrale ne disposent actuellement de la capacité technique suffisante pour améliorer la fourniture de services d'électricité grâce à une planification de qualité homogène sur l'ensemble du territoire de la RDC. Chaque autorité provinciale a une meilleure compréhension de la diversité des richesses naturelles et des caractéristiques économiques et sociales de sa population. Une implication plus forte des autorités locales dans la planification centralisée du secteur de l'électricité permettrait de mieux prendre en compte les spécificités locales et de l'aligner sur la planification spatiale et urbaine au niveau provincial. Cependant, la planification au niveau sous-national comporte divers défis. À l'heure actuelle, les provinces ne disposent ni de la capacité institutionnelle et financière, ni de la capacité technique nécessaires pour assumer pleinement ce rôle. La coordination entre les autorités nationales et locales est essentielle mais doit aller de pair avec l'attribution d'un financement²⁷.

²⁵ EDS 2013-2014

²⁶ Entité territoriale décentralisée.

²⁷ Banque mondiale, 2018.



3 PARAMÈTRES D'UN EXERCICE DE PLANIFICATION À MOINDRE COÛT DANS UN ENVIRONNEMENT CONTRAINT

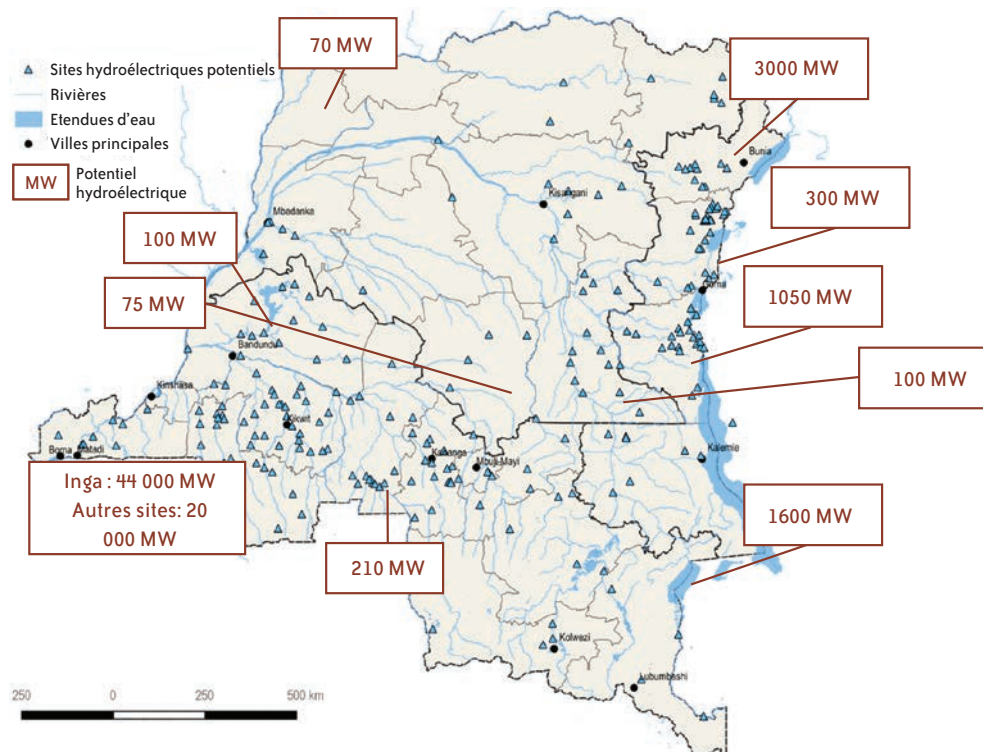
3. PARAMÈTRES D'UN EXERCICE DE PLANIFICATION À MOINDRE COÛT DANS UN ENVIRONNEMENT CONTRAINT

Ce chapitre examine les opportunités et les contraintes de l'évolution du secteur de l'électricité en RDC. Si la planification identifie les options d'approvisionnement à moindre coût en tenant compte de la demande, de l'offre existante, des dernières évolutions du marché et des ressources disponibles, elle devrait également reconnaître que, dans le climat de fragilité et de grande incertitude de la RDC, il est nécessaire de prendre plusieurs paramètres supplémentaires en compte pour la planification du secteur de l'électricité.

3.1. D'ABONDANTES RESSOURCES EN ÉNERGIES RENOUVELABLES SITUÉES À PROXIMITÉ DES FOYERS DE DEMANDE POTENTIELS

La RDC dispose d'abondantes ressources hydroélectriques réparties sur le territoire. Une partie de ce potentiel se situe à proximité des industries extractives et des centres de population (Carte 7). Le potentiel technique hydrologique de la RDC est estimé à environ 100 GW, dont 70 GW ont déjà été spécifiquement localisés. La majeure partie de ce potentiel (64 GW) est concentrée dans la province du Bas-Congo.

CARTE 7 • Ressources hydroélectriques de la RDC



Source : Resource Matters, SNEL, étude du développement du site hydroélectrique d'Inga et des interconnexions électriques associées — Rapport d'étude de préféabilité — volume 2 — AECOM et EDF — avril 2012

La RDC dispose de ressources hydroélectriques uniques qui ont le potentiel de fournir un important volume d'énergie renouvelable flexible et compétitive. Toutefois, leur développement a été limité jusqu'à présent et extrêmement lent. Selon un rapport récent de l'Agence internationale des énergies renouvelables²⁸, l'énergie hydroélectrique reste la source d'électricité la moins chère au monde à 5 cts USD/kWh. En outre, l'énergie hydroélectrique présente l'avantage d'être flexible et de permettre le stockage d'énergie à grande échelle dans des réservoirs. En RDC, Inga est au cœur du potentiel hydroélectrique du pays. Les efforts déployés pour développer la production au cours des 8 dernières années ont donc principalement porté sur ce site. Ce choix s'appuyait sur le fait que : (i) le coût moyen actualisé de l'énergie pour les grands projets de développement d'Inga devait être de l'ordre de 2 cts USD/kWh (voir l'encadré ci-dessous), (ii) Inga dispose du potentiel à satisfaire

ENCADRÉ 1 - INGA 3 : UN GRAND PROJET D'INFRASTRUCTURE COMPLEXE DANS UN CONTEXTE DE FRAGILITÉ ET DE FAIBLE CAPACITÉ

Premières étapes du développement du site d'Inga, les projets Inga 1 et 2, qui constituent aujourd'hui encore la principale source de production d'électricité en RDC., ont respectivement été mis en service en 1974 et 1982, avec une capacité installée de 350 et 1 400 MW. Depuis, de nombreuses études ont cherché à savoir comment exploiter davantage l'important potentiel de Grand Inga (44 000 MW). L'étude la plus récente, réalisée par AECOM et EDF en 2012, propose un développement progressif du site avec le développement initial d'Inga 3 «basse chute» (BC) d'une capacité installée de 4 800 MW à un coût moyen actualisé de l'énergie initialement estimé à 2 cts USD/kWh, sur la base des dépenses d'investissement européennes pour des projets similaires, auxquelles s'ajoute une réserve pour imprévu physique de 20%. Cette estimation n'incluait pas les risques spécifiques liés à la situation de fragilité du pays qui auraient augmenté le coût estimé, ni le coût du transport vers les utilisateurs finaux de l'électricité. Le faible coût moyen actualisé estimé d'Inga 3 résulte également du fort potentiel hydrologique de ce site qui pourrait potentiellement fournir un facteur de capacité bien plus élevé que les autres centrales hydroélectriques, puisque la centrale serait toujours plus petite que le volume réel d'énergie exploitable. Sur cette base, et dans l'hypothèse d'un achat ferme de 2 500 MW par un client sud-africain, les offres pour la construction de la centrale de Inga 3 ont été mises à jour et soumises aux trois consortiums précédemment préqualifiés. En juin 2017, les deux consortiums restants, dirigés par ACS (Espagne) et China Three Gorges Corporation (CTGC), ont été invités à soumettre une proposition conjointe. Ils ont signé un accord de développement exclusif avec le gouvernement de la RDC en octobre 2018. Toutefois, peu de progrès ont été accomplis à ce jour, car les besoins de l'Afrique du Sud pour de telles importations sont moins pressants et des questions subsistent quant au volume et au calendrier de ce développement. Le coût de l'électricité d'Inga 3 pour les utilisateurs finaux dépendra du coût de financement de la centrale hydroélectrique et des dispositions prises en matière de partage des risques entre le promoteur, les intermédiaires financiers et le gouvernement de la RDC. Le coût final dépassera le chiffre indiqué ci-dessus.

En s'appuyant sur les leçons tirées du passé et compte tenu des importants besoins en électricité non satisfaits de la RDC, la relance du développement d'Inga 3 devrait prendre en compte de manière plus explicite les conséquences d'une situation de fragilité dans l'analyse économique de la centrale hydroélectrique²⁹. Inga 3 devrait également être conçue de sorte à satisfaire avant tout les besoins urgents en électricité de la RDC, et pas seulement comme un projet visant à générer des revenus à l'exportation qui se traduirait par un plus grand nombre de risques à atténuer, dont les problèmes de gouvernance liés à la gestion des revenus. Dans cette optique, il est possible que le projet Inga 3 soit lancé avec une capacité initialement plus petite que les volumes anticipés en 2012, ce qui n'empêchera en rien de préserver la possibilité d'étendre cette capacité dans le futur. Quoiqu'il en soit, avant de pouvoir poser la première pierre de la future centrale de Inga 3, des offres fermes d'achat de l'électricité qui y sera produite devront avoir été mobilisées. Enfin, Inga 3 devra également être intégrée à une planification à moindre coût plus large du secteur de l'électricité pour chacune des trois régions de la RDC. Cette planification tiendra compte de la nécessité de non seulement minimiser les coûts de production de l'électricité, mais également de développer le transport d'électricité.

²⁸ Coûts de production de l'électricité d'origine renouvelable, 2017

²⁹ Voir l'exemple du Soudan du Sud dans l'encadré 3.

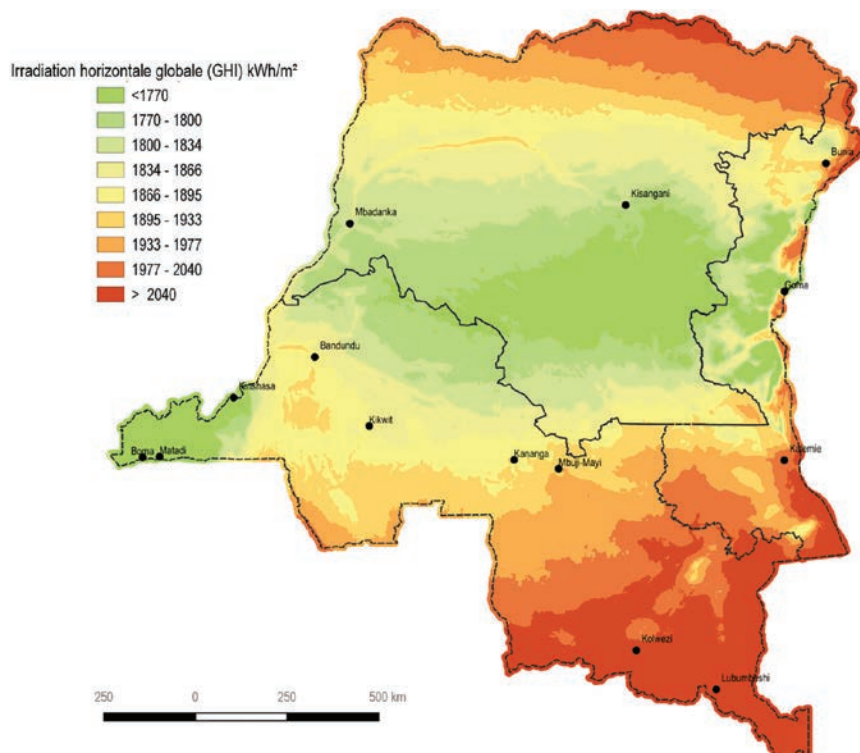
une partie de la demande d'électricité de la RDC, et (iii) le site pourrait offrir des opportunités importantes de génération de revenus de l'exportation d'électricité. Malheureusement, la priorité donnée à l'expansion de la centrale d'Inga a eu tendance à retarder le développement d'autres sites hydroélectriques, en particulier celui des sites de moindre capacité.

Il est indispensable de se concentrer davantage sur le développement de centrales hydroélectriques de petites et moyennes capacités plus proches de la demande en électricité. Outre le développement de nouveaux sites hydroélectriques, la réhabilitation de l'hydroélectricité existante est l'option à moindre coût (estimée de l'ordre de 2,5 cts/kWh), avec des impacts environnementaux et sociaux potentiellement moindres et une durée de développement de projet plus courte que pour des centrales pas encore construites. Les sites hydroélectriques existants et leur potentiel de réhabilitation sont décrits au chapitre 2.

Les trois régions de la RDC abritent de vastes étendues de terres dotées de ressources solaires de haute qualité. Le plus grand potentiel se situe là où la demande non satisfaite est la plus élevée le long de la frontière orientale et dans la moitié orientale de la région Sud-Ouest (Carte 8). On trouve trois catégories de ressources solaires de qualité en RDC : (i) rayonnement moyen (entre 1 810 et 1 830 kWh/m²) à Goma, Kinshasa et Kisangani, dont la qualité équivaut à celles du nord du Maroc et de l'Inde orientale, (ii) bon rayonnement (entre 1 860 et 1 900 kWh/m²) à Bandundu ou Kikwit, et (iii) rayonnement exceptionnel à Kolwezi ou Lubumbashi (plus de 2 000 kWh/m²), ce qui équivaut aux meilleures ressources au monde comme dans le sud de l'Espagne ou en Arizona (États-Unis).

Avec la réduction rapide du coût des modules et des batteries solaires et une vitesse de déploiement plus soutenue que pour d'autres formes de production d'électricité, l'énergie solaire à grande échelle (raccordée au réseau ou via des réseaux isolés) est appelée à devenir compétitive en RDC, ce qui se traduit par une

CARTE 8 • Potentiel de l'électricité photovoltaïque (GHI, kWh/m²)



Source : Solargis

TABLEAU 2 • Modèle financier pour une capacité solaire photovoltaïque installée de 20 MWc

	Situation géographique	GHI (kWh/m ² par an)	Villes avec des ressources solaires de qualité similaire	Facteur de capacité	Stockage	Total des CAPEX (milliers USD/MW)	E&E (milliers USD/MW)	Tarif (moyen actualisé) (cts USD/kWh)	Tarif année 1 avec augmentation fixe de 2%/an en cts USD/kWh
Faible rayonnement	Kindu	1 779	Yaoundé	16%	Non	1 155	32	15,3	16
Rayonnement moyen	Goma/Mbandaka	1 838	Rabat	16%	Non	1 155	32	13,5	14
	Kinshasa	1 819	Tanger	17%	Non	1 365	32	13,4	14
	Kisangani	1 810	Accra	16%	Non	1 365	32	13,4	14
Rayonnement fort	Bandundu	1 867	Casablanca	17%	Non	1 365	32	13	13,5
	Isiro	1 933	Nairobi	17%	Non	1 155	32	12,5	13
Très fort rayonnement	Lubumbashi—sans stockage	2 149	Niamey	20%	Non	1 365	32	11,1	11,6
	Lubumbashi—avec stockage	2 149	Niamey	20%	Oui (7 MWh)	1 475	32	12,2	12,7

Source Banque mondiale

augmentation rapide de la capacité de production, en particulier dans le sud-ouest du pays où la ressource est la plus importante. Aux coûts d'équipement actuels, des calculs sommaires donnent des estimations de prix inférieures au diesel, mais pas aussi faibles toutefois que l'hydroélectricité (Tableau 2). Selon un modèle financier simple, les tarifs moyens actualisés pour une centrale solaire photovoltaïque de 20 MWc vont de 11,1 cts USD/kWh (12,2 cts USD/kWh avec stockage) à Lubumbashi, où les ressources solaires sont optimales, à 15,5 cts USD/kWh à Kindu, où elles sont les plus faibles.

Toutefois, pour parvenir à un faible coût moyen actualisé de l'électricité solaire photovoltaïque raccordée au réseau en RDC, il est nécessaire de combiner plusieurs facteurs, notamment le niveau de rayonnement, le niveau des CAPEX (contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, lignes de transport, coûts de développement, terrains), le coût du capital (dette et capitaux propres des investisseurs), la durée du contrat d'achat d'électricité et l'existence d'incitations fiscales. Les investisseurs examineront en particulier les risques liés au pays (par exemple la sécurité, le climat d'investissement, la protection des investisseurs), la répartition des risques entre le gouvernement et le producteur d'électricité indépendant, la question de la liquidité potentielle de l'intermédiaire financier (c'est-à-dire la viabilité financière et la solvabilité de l'intermédiaire financier) et le temps et l'argent investis par le producteur d'énergie indépendant dans le développement. Dans le contexte de la RDC, il pourrait s'avérer difficile de trouver des producteurs d'énergie indépendants aux niveaux national et international. L'accès à des financements et à des garanties concessionnelles assortis de mesures clés pour améliorer l'environnement des affaires est nécessaire pour attirer les investissements dans le secteur.

Le secteur minier, qui produit actuellement de l'électricité à l'aide de groupes électrogènes au diesel, pourrait être un partenaire intéressant pour les centrales solaires. Le secteur minier est déjà implanté dans le pays et connaît le risque pays. De plus, les compagnies minières ont besoin d'énergie et paient actuellement le diesel beaucoup plus cher. Contrairement aux termes des accords en vigueur entre la SNEL et les mines, tout accord devrait toutefois examiner de près l'équilibre des risques, la structure de la dette et le paiement des coûts de développement par les acteurs impliqués.

Cette note reconnaît l'importance de la biomasse comme principale source d'énergie primaire en RDC, mais considère que ses limites sont trop importantes pour constituer une réponse significative au défi de l'accès à l'électricité. La RDC dispose d'importantes ressources de biomasse qui sont menacées par la déforestation. L'Organisation pour l'alimentation et l'agriculture (FAO) estime que les forêts tropicales couvrent 67% de la superficie du pays. Les deux tiers sont constitués de forêts primaires qu'il est nécessaire de préserver, car elles comptent parmi les habitats abritant l'une des biodiversités les plus riches de la planète. En RDC, la biomasse traditionnelle est incontournable pour les besoins de cuisson des aliments de la population. La RDC dispose d'un solide potentiel pour la production d'énergie moderne à partir de déchets forestiers et agricoles et de méthane, mais aucune étude exhaustive systématique n'existe à ce jour. L'initiative SEforAll et la Banque Africaine de Développement (2017) n'ont identifié que trois projets de biomasse : la SNV pilote une coopérative de mini-réseau à Gemena, alimenté par quatre petits moteurs diesel fonctionnant à l'huile de palme et fournissant de l'électricité à 72 ménages (430 utilisateurs); la Compagnie des cultures de Binga-CCB exploite une centrale à biomasse alimentée par des sous-produits de l'huile de palme dans la ville de Binga; et, enfin, la Sucrerie Kwilu-Ngongo exploite une centrale à biomasse d'une capacité de 9 MW alimentée par de la bagasse à sucre dans la ville de Kwilu-Ngongo. Les contraintes liées à l'identification des ressources en biomasse pouvant être mobilisées à grande échelle et avec un approvisionnement suffisamment stable limitent le potentiel d'un développement proportionnel aux larges besoins en électricité.

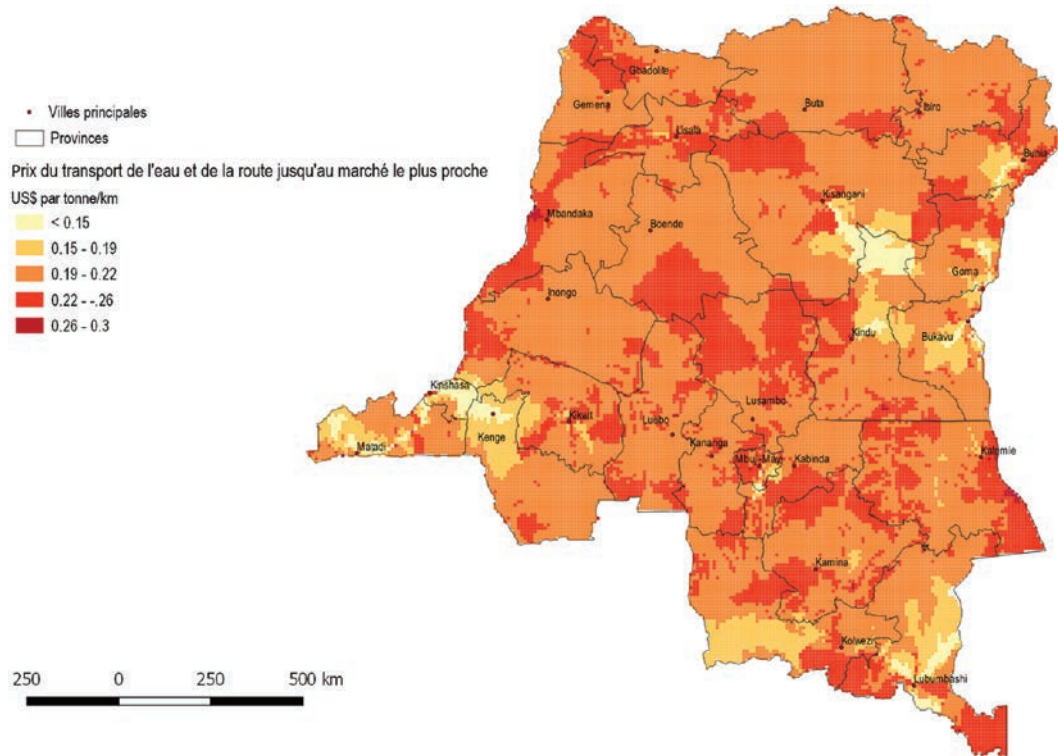
3.2. LA RARETÉ DES INFRASTRUCTURES, LA FRAGILITÉ ET LA FAIBLE GOUVERNANCE PEUVENT FAVORISER DES SOLUTIONS D'APPROVISIONNEMENT QUI NE SONT PAS TOUJOURS À MOINDRE COÛT

Malgré l'abondance des ressources en énergies renouvelables, l'absence d'infrastructures de transport nécessaires pour soutenir un projet d'infrastructure à grande échelle augmente considérablement les coûts du projet. Les infrastructures de transport en RDC sont en très mauvais état. La densité des infrastructures routières est parmi les plus faibles au monde, avec 1 km de routes revêtues par 1 000 km² de terres, soit 16 fois moins que la moyenne des pays à faible revenu³⁰ (Carte 9). La RDC possède un réseau de routes revêtues dont la taille est à peu près identique à celui du Luxembourg, pour une superficie mille fois supérieure. Le coût du transport fluvial sur le fleuve Congo — environ 5 centimes par tonne-km — représente seulement le tiers du coût du transport routier (Foster et Benitez, 2011), mais ce mode de transport des marchandises permettrait uniquement de gérer la logistique de sites potentiels sur les fleuves Congo et Kasai.

En outre, les très faibles niveaux de gouvernance ajoutent une couche de risque au développement des infrastructures et devraient être pris en compte au moment de choisir le type d'investissement à réaliser. Malgré les efforts visant à renforcer les institutions nationales et certaines améliorations, la qualité de la gouvernance telle que mesurée par les indicateurs de gouvernance dans le monde (IGM) de la Banque en RDC est très faible par rapport à la moyenne régionale. La RDC figure parmi les 10 centiles inférieurs pour les six principales dimensions de la gouvernance (Figure 9). De même, le rapport *Doing Business* pour 2017 classait la RDC au 182^e rang sur 190 pays participants. Les faiblesses de la gouvernance continuent de nuire au climat des affaires et entravent le développement du secteur privé et la capacité du pays à attirer les investisseurs. Les grands projets d'infrastructures complexes sont particulièrement exposés à ces problèmes de gouvernance.

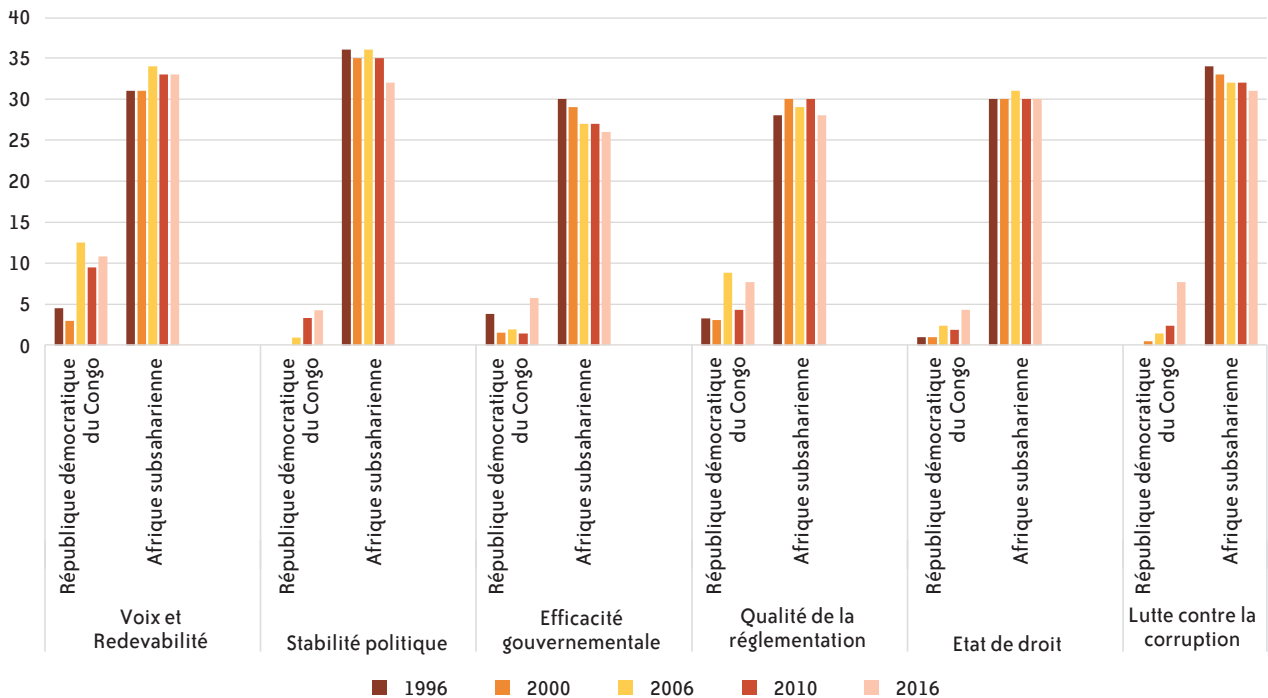
³⁰ Damania et coll. (2015)

CARTE 9 • Coût du transport par kilomètre jusqu'au marché le plus proche (USD par tonne)



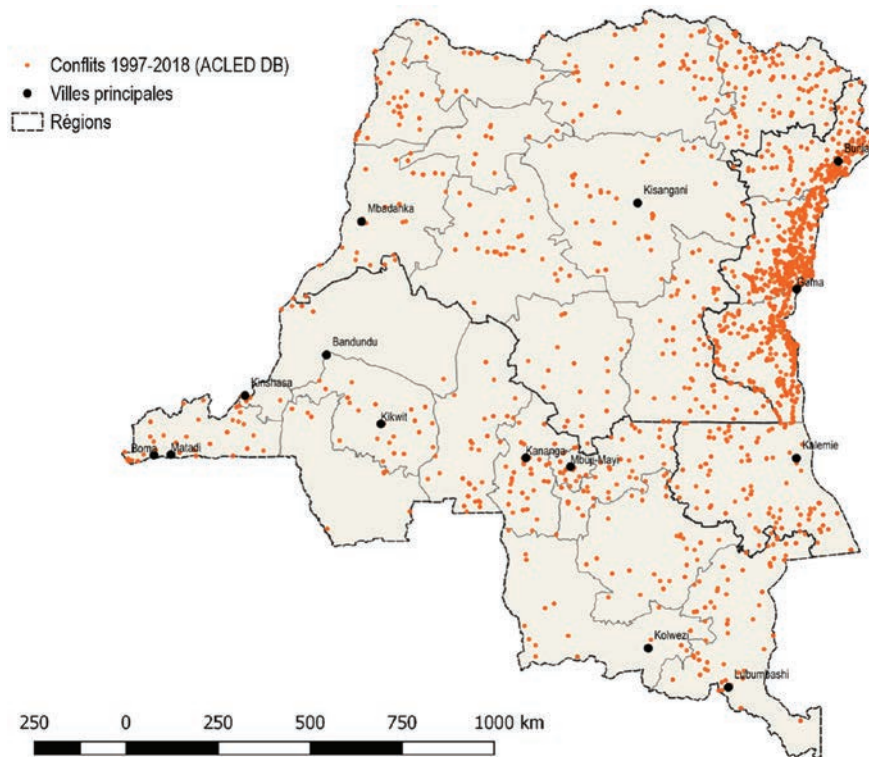
Source : Damania (2015)

FIGURE 9 • Indicateurs de gouvernance : moyenne de la RDC par rapport à l'Afrique subsaharienne (rang centile — 0 à 100)



Source : Banque mondiale, 2018

CARTE 10 • Situation géographique des conflits entre 1997 et 2018



Source : ACLED, auteurs

Bien que la planification traditionnelle tende à privilégier les «solutions efficaces à grande échelle», comme les infrastructures centralisées à grande échelle, il est également important pour la RDC d’inclure les risques liés aux problèmes de sécurité présents dans tout le pays, mais tout particulièrement à la frontière orientale (Carte 10). Les risques de dégradations, de destructions, de retards ou même d’annulations devraient donc être reconnus et intégrés à la planification du secteur de l’électricité pour mieux éclairer le processus décisionnel et favoriser les solutions plus flexibles ou progressives (Bazilian et Chattopadhyay, 2015).

3.3. ADAPTER LA PLANIFICATION DU SECTEUR DE L’ÉLECTRICITÉ À UN CONTEXTE DE GRANDE INCERTITUDE

Le potentiel énergétique d’une région et la priorisation des solutions d’approvisionnement en électricité doivent être évalués non seulement à l’aune de la demande estimée et de la disponibilité des ressources renouvelables, mais également en fonction des contraintes de développement et de construction attendues, des coûts en capital, des risques de violence et de la complexité logistique. Dans les régions à forte densité de demande et proches des infrastructures de réseau existantes, l’amélioration et l’extension du réseau national sont parfois la solution la plus adaptée. Dans les zones moins peuplées, plus éloignées du réseau, ou dans celles caractérisées par un degré élevé d’incertitude (notamment en matière de sécurité), les réseaux isolés³¹ et les

³¹ Un réseau isolé (ou mini-réseau) consiste en un ensemble de générateurs électriques et, potentiellement, de systèmes de stockage d’énergie interconnectés à un réseau de distribution qui approvisionne en électricité un groupe de clients localisé et fonctionne indépendamment du réseau de transport national.

ENCADRÉ 2 • FRAGILITÉ ET CONFLITS EN RDC

La fragilité en RDC est souvent associée à des cycles récurrents de conflits violents dans les provinces orientales du pays. Cependant, comme le montrent les tensions politiques actuelles, des facteurs structurels et conjoncturels de fragilité affectent autant l'est que l'ouest du pays :

- La fragilité du pays s'explique en grande partie par la nature de son système politique. Celui-ci se caractérise par un « néopatrimonialisme » profondément ancré qui a gommé les frontières entre les sphères publique et privée et profondément affecté la nature des institutions étatiques. Les indispensables réformes nécessaires à la stabilité économique et politique ont été interrompues ou bloquées, car elles auraient pu menacer les intérêts d'acteurs puissants.
- L'économie congolaise n'est pas diversifiée et, de ce fait, est vulnérable aux crises externes. À la suite de l'accord de paix de 2002, la croissance économique a repris, encouragée par la relance de l'industrie minière. Entre 2010 et 2015, le taux de croissance moyen s'établissait à 7,7% par an. Cependant, cette performance remarquable n'a pas été utilisée pour diversifier l'économie et très peu d'investissements ont été réalisés dans des secteurs comme les transports, l'énergie ou l'agriculture, ce qui permettrait à l'économie de se départir de sa dépendance à l'industrie extractive, dont les bénéfices sont bien souvent accaparés par l'élite.
- Un fort sentiment de frustration et d'impuissance renforce la perception selon laquelle la violence est une stratégie légitime. Depuis les dernières années du règne du Président Mobutu, le tissu social de la RDC s'est peu à peu détérioré et s'est dégradé davantage avec les deux guerres. La faiblesse des secteurs de la sécurité et de la justice et l'impunité qui en résulte ont également alimenté le manque de confiance dans les institutions étatiques et le sentiment que prendre les armes est nécessaire pour protéger sa communauté et résoudre les conflits.

Les évolutions récentes, comme les tensions électorales, sont par nature conjoncturelles et n'ont de ce fait apporté aucune réponse aux causes structurelles, plus profondes, de la fragilité.

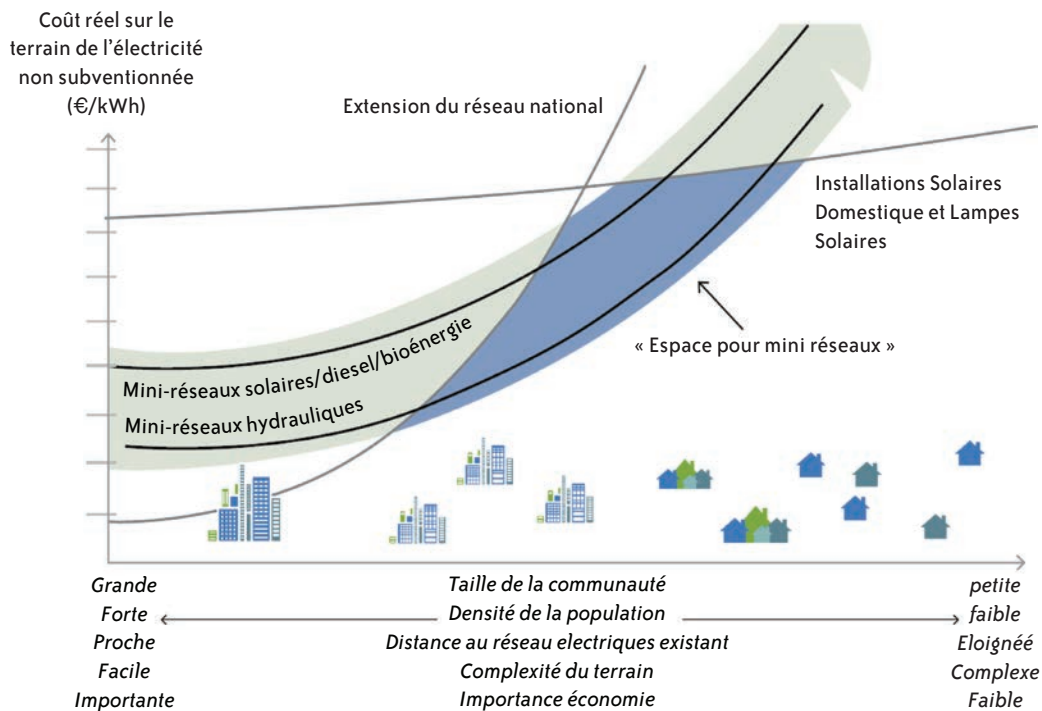
Les provinces orientales restent vulnérables à des groupes armés relativement petits et fragmentés mais nombreux, et à des événements et des affrontements violents et récurrents. À l'heure actuelle, quelque 160 groupes armés sont actifs dans tout le pays. Il s'agit pour la plupart de petits groupes d'autodéfense locaux comptant environ trois cents combattants et qui se servent des griefs locaux pour mobiliser les combattants et accéder aux terres fertiles ou à d'autres ressources. On observe aujourd'hui une polarisation croissante à propos du retard dans l'organisation des élections. Depuis 2016, les tensions croissantes à Kinshasa se sont accompagnées d'une résurgence des conflits infranationaux dans l'ensemble du pays. Les insurgés du Nord et du Sud-Kivu et de la région du Kasaï ont tous exploité la détérioration du climat politique pour justifier leurs actes. Pour le moment, ces dynamiques semblent isolées, mais leur fréquence augmente et fait craindre une instabilité prolongée. Les conséquences humanitaires sont considérables, comme en témoigne le grand nombre de nouvelles personnes déplacées à l'intérieur de leur propre pays et de réfugiés.

Source : Banque mondiale

technologies autonomes hors réseau, telles que les systèmes solaires domestiques, sont souvent plus adaptés (Figure 10).

Ces facteurs peuvent agir à la marge pour orienter une solution recommandée en faveur de centrales solaires et de systèmes à énergie décentralisée plutôt que de grands projets hydroélectriques et de longues lignes de transport. Même si la construction d'une grande centrale hydroélectrique peut constituer l'option à moindre coût dans un contexte de certitude, ce pourrait ne plus être le cas si les coûts ajustés en fonction des risques (dont, par exemple, les coûts de financement supplémentaires, les coûts de passation des marchés) étaient pris en compte. Les exigences d'ingénierie structurelle sont moindres pour les installations solaires en comparaison à celles des autres sources d'énergie renouvelable, même si l'on ajoute le stockage. Elles peuvent être construites à proximité des centres urbains de demande, réduisant ainsi les coûts de transport. Elles sont modulaires et peuvent

FIGURE 10 • Solutions d'approvisionnement dans un climat de certitude



Source : Inensus

donc s'adapter à la demande existante, puis être développées à mesure que la demande augmente. En outre, la maintenance de ces centrales solaires est également moins coûteuse et complexe.

Cependant, toutes les options viables d'approvisionnement en électricité souffriront d'une culture de la performance dégradée et d'un sous-financement chronique des activités de maintenance en RDC. Bien qu'une planification puisse être mise en œuvre sur la base des informations existantes, le gouvernement et les parties intéressées du secteur devraient s'efforcer de produire davantage d'informations pour mieux estimer la demande.

La méthode traditionnelle de planification du secteur de l'électricité est donc inadaptée. La planification du développement des infrastructures ne peut ignorer les risques inhérents aux environnements fragiles et affectés par des conflits. Trois catégories d'incertitude sont identifiées (Bazilian et Chattopadhyay, 2015) : la difficulté à prévoir la demande de charge, comme indiqué au chapitre 1, l'incertitude sur les étapes de développement et de construction des projets (retards, annulation) et incertitude sur le fonctionnement au jour le jour pendant toute la durée de vie de l'investissement (sabotage, attaque)³². Les systèmes centralisés bénéficiant d'économies d'échelle ne seraient pas toujours la solution la plus adaptée.

De nouvelles hypothèses sont nécessaires pour mieux refléter l'impact de la fragilité sur la hiérarchisation des investissements. Dans les efforts futurs de planification en RDC, la planification à moindre coût devra tenir compte de l'impact du contexte de fragilité sur plusieurs variables. Ces hypothèses devraient inclure :

- i) La disponibilité moindre de la dette que dans un contexte non fragile.
- ii) Un rendement attendu du capital-investissement bien plus élevé que dans un contexte non fragile (avec un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 20 à 25%).

³² Bazilian et Chattopadhyay, (2015) *Considering power system planning in fragile and conflict states.*

- iii) La probabilité que les démarrages et les mises en service du projet accusent du retard, en particulier pour les projets plus grands de production d'électricité (> 100 MW).
- iv) La probabilité que les projets de production d'électricité soient totalement annulés.
- v) La probabilité que des dommages permanents soient causés par une exploitation et un entretien insuffisants ou par des actes de vandalisme sur les lignes de transport à haute tension associées.

L'inclusion des risques associés à la fragilité dans les exercices de planification à moindre coût entraînera probablement plusieurs changements de priorités de développement des infrastructures du secteur par rapport aux efforts précédents en RDC. Ces changements entraîneront probablement :

- i) Un coût de développement total du système plus élevé que lorsque le facteur de fragilité n'était pas pris en compte;
- ii) Moins de grandes centrales hydroélectriques (> 100 MW) ;
- iii) Un mix d'approvisionnement en électricité plus diversifié avec des petites et moyennes centrales, des petites centrales solaires avec stockage et des petites centrales au diesel situées à proximité des charges ;
- iv) Une réduction des dépenses totales d'investissement dans le transport à haute tension, mais une augmentation des dépenses d'investissement dans la capacité de production;
- v) Un volume d'énergie non fournie par le réseau plus important, qui justifie de se concentrer davantage sur les solutions hors réseau.

En s'appuyant sur les leçons tirées des engagements internationaux passés dans le secteur de l'électricité en RDC, la préparation de grands projets complexes (tels que Inga 3) requiert davantage d'attention et de ressources dédiées pour réduire le nombre d'incertitudes et atténuer les risques inhérents à la mise en œuvre. En outre, des engagements clairs sur les orientations stratégiques du projet devraient être obtenus dès le départ par l'autorité décisionnelle ultime. Les partenaires doivent conserver suffisamment de poids pour assurer la bonne structuration des contrats et le respect des clauses légales, et répondre aux défaillances dans la gestion des projets et des contrats.

Au stade de la mise en œuvre, il est essentiel de renforcer les capacités techniques et transactionnelles internes des institutions décisionnelles nationales pour pouvoir superviser efficacement l'appui transactionnel et stratégique complexe fourni par les consultants. Les incitations à une mise en œuvre rapide doivent motiver les fournisseurs de projets. La majeure partie des bénéfices des fournisseurs devraient être conditionnée à la mise en service dans les temps des équipements. Des clauses de sortie et de transparence doivent être incluses aux contrats d'ingénierie du maître d'œuvre de même que les mécanismes d'exécution correspondants pour remédier aux faibles performances et au manque de professionnalisme des fournisseurs contractés.

ENCADRÉ 3 • PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ÉTATS MARQUÉS PAR LA FRAGILITÉ, LES CONFLITS ET LA VIOLENCE : ÉTUDE DE CAS (D'APRÈS BAZILIAN ET CHATTOPADHYAY, 2015)

Les méthodes traditionnelles de planification énergétique sont susceptibles de donner des résultats inadaptés dans les pays fragiles et exposés aux conflits. Les risques de violence et de dégradations, ou de retards importants et d'annulations du développement des infrastructures sont monnaie courante dans ces pays. Dans le cas du Soudan du Sud, Bazilian et Chattopadhyay (2015) ont relevé des différences frappantes en comparant les résultats de deux exercices de planification à moindre coût selon qu'ils tenaient compte ou non de ces facteurs.

En juin 2015, le Soudan du Sud ne disposait pas de dorsale de transport et sa capacité de diesel installée était inférieure à 30 MW pour approvisionner des poches de demande dans les villes. Le pays affichait l'un des taux d'électrification les plus faibles au monde (moins de 10%) alors que la demande en électricité à long terme devrait atteindre 2 500 MW d'ici 2045. Un rapport préparé par Hatch (2015) a mis au point un plan traditionnel à long terme de développement de la capacité à moindre coût qui ne tient pas compte des risques associés à la levée de capitaux dans un environnement fragile. Principalement axé sur le développement de plusieurs projets hydroélectriques à relativement grande échelle — dont les centrales hydroélectriques de Shukoli (1 100 MW) et de Bedden (522 MW) —, il nécessiterait un investissement de 5,35 milliards USD dans de nouvelles capacités de production. Outre ces grands projets, le plan d'investissement dans les nouvelles capacités de production prévoit également une nouvelle infrastructure de transport d'un coût de 910 millions USD pour évacuer l'énergie des projets de production proposés.

Bazilian et Chattopadhyay (2015) développent un modèle d'augmentation de la production contraint par le transport qui minimise les coûts totaux du système sous réserve qu'un ensemble de contraintes techniques et financières soient respectées. Ils intègrent les coûts de financement de la dette et des capitaux propres et les contraintes pouvant être associées à chacun de manière *endogène* (par exemple, un plafond de la dette) dans un modèle de planification à moindre coût, en émettant les hypothèses suivantes :

- 1) Un financement à 60/40 via de la dette/des capitaux propres pour tous les projets de production, à hauteur de 3,21 milliards USD de dette pour soutenir un nouvel investissement total de 5,35 milliards USD sur la période 2015–2045 ;
- 2) Un rendement des capitaux propres de 25%, reflétant un risque élevé et un coût de la dette de 7% ; et
- 3) Un plafond d'endettement de 2,4 milliards USD, soit 25% de moins que le niveau sans contrainte. Toutes choses étant égales par ailleurs, le plafond d'endettement augmenterait le coût des projets hydroélectriques à forte intensité de capital par rapport au coût des nouvelles centrales au diesel.
- 4) Tous les projets hydroélectriques accusent potentiellement du retard au cours de la première année. Il y a 45% de chances que les travaux démarrent dans les temps, 45% de risques que le projet accuse un retard pouvant aller jusqu'à 3 ans et 10% de risques que le projet soit annulé ;
- 5) Il y a également 10% de risques pour chaque année que tous les grands projets (> 100 MW) et les lignes à 220/400 kV associées soient irréversiblement endommagés.

Le tableau ci-dessous compare les résultats du scénario conventionnel à moindre coût au « plan modifié à moindre coût ». Les contraintes ont un impact considérable sur les coûts du système, entraînant une augmentation de 1,38 milliard USD, soit 18%, principalement en raison des coûts de production au diesel supplémentaires (+1,07 milliard USD) que ce dernier entraîne. Le scénario incluant le facteur de fragilité ajoute une capacité supplémentaire de 443 MW (soit presque le double de la capacité solaire) par rapport au scénario traditionnel à moindre coût. La variabilité de la production solaire explique la détérioration de la fiabilité du système avec un volume d'énergie non fournie prévu plus important. L'investissement dans les capacités de production est limité par le plafond d'endettement et par l'augmentation du coût du financement (en capitaux propres) qui en résulte. La différence la plus marquée réside dans le mix des nouveaux ajouts de capacité : la capacité des projets hydroélectriques incertains et à forte intensité de capital passe de 1 922 MW dans le scénario à moindre coût à 339 MW dans le plan modifié, et la capacité diesel double presque, principalement dans les zones urbaines. Le solaire augmente également de manière significative.

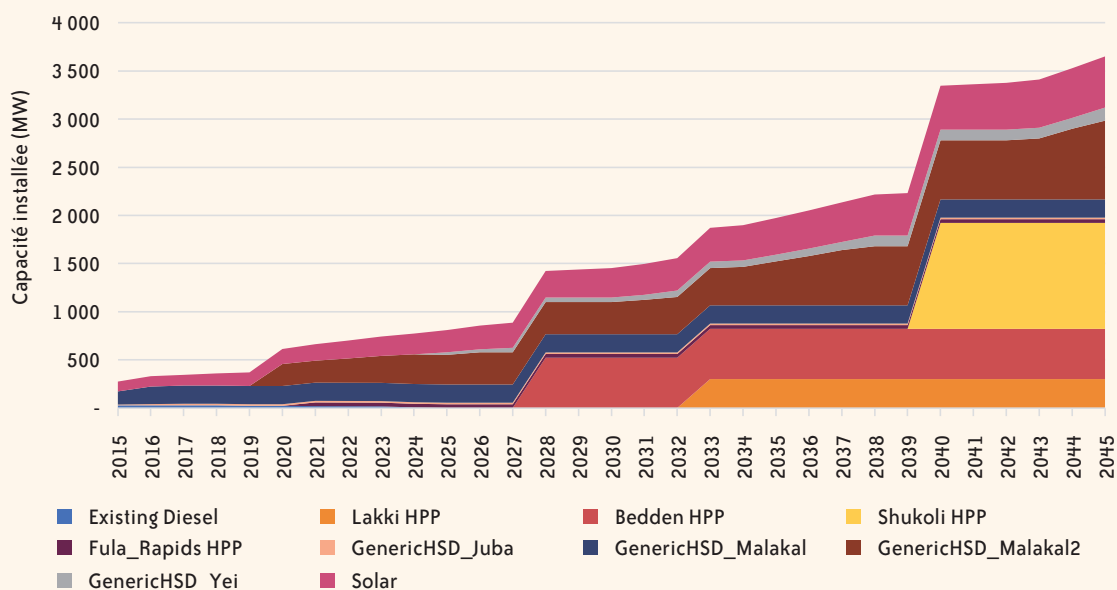
(continue en page 36)

ENCADRÉ 3 - PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ÉTATS MARQUÉS PAR LA FRAGILITÉ, LES CONFLITS ET LA VIOLENCE : ÉTUDE DE CAS (D'APRÈS BAZILIAN ET CHATTOPADHYAY, 2015) (Continued)

Paramètre	Traditionnel à moindre coût	Modifié à moindre coût avec filtre de fragilité
Coût du système actualisé (2015–2045) en millions USD*	7 592	8 971
Volume attendu d'énergie non fournie (2015–2045) en% du volume total d'énergie	0,76%	1,23%
Investissement dans la capacité de production (milliards USD)	5,35	4,08
Hydro (MW)	1 922	339
Nouveau diesel (MW)	1 198	2 354

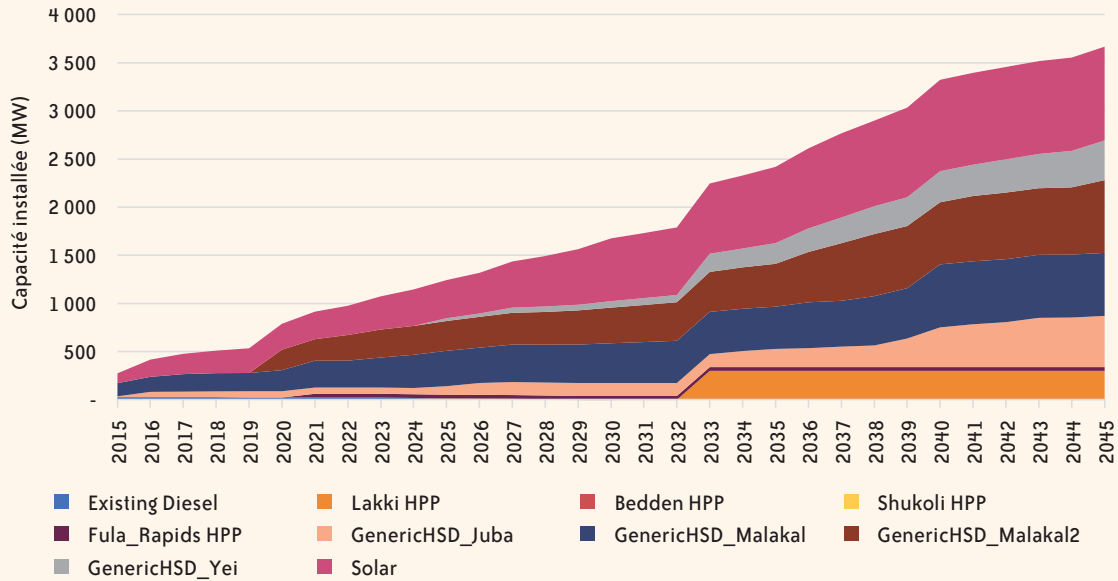
*Remarque : Cela inclut les coûts en capital annualisés pour tous les nouveaux projets de production, coûts des combustibles et coûts d'énergie non fournie (mais cela n'inclut pas les coûts d'investissement dans le transport).

Les graphiques ci-dessous présentent les profils de développement des capacités pour les scénarios à moindre coût (à gauche) et modifié (à droite). Le plan initial de capacité est plus irrégulier, car des grands projets hydroélectriques ont été ajoutés, provoquant des excédents importants suivis d'une faible augmentation de la capacité, alors que le scénario incluant le facteur de fragilité se caractérise par une augmentation de la capacité beaucoup plus progressive au fil des ans. Le solaire et le diesel se complètent, le diesel assurant le rôle de charge de base (et une partie du suivi de charge) et le solaire permettant de limiter l'utilisation de ce carburant coûteux. Étant donné que les mégaprojets hydroélectriques ne sont pas pris en compte dans le scénario incluant le facteur de fragilité, l'extension du réseau de transport à ces projets n'est pas non plus nécessaire, ce qui réduit le montant du capital de 910 millions USD à 376 millions USD. Les auteurs n'ont pas exploré le rôle que pourraient jouer le stockage ou de très petits appareils comme des systèmes solaires domestiques avec batterie. Ainsi, le réseau électrique de l'étude de cas illustrative (partie droite) continue de représenter une part importante de l'approvisionnement, la production d'énergie solaire décentralisée et de diesel augmentant celle du réseau principal.

Plan de développement de la capacité à moindre coût


ENCADRÉ 3 • PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ÉTATS MARQUÉS PAR LA FRAGILITÉ, LES CONFLITS ET LA VIOLENCE : ÉTUDE DE CAS (D'APRÈS BAZILIAN ET CHATTOPADHYAY, 2015) (Continued)

Plan de capacité tenant compte d'un environnement fragile



Source : Bazilian et Chattopadhyay, 2015



4 VERS UN PLAN DE SYSTÈME ÉLECTRIQUE RÉGIONAL ADAPTÉ À LA FRAGILITÉ

4. VERS UN PLAN DE SYSTÈME ÉLECTRIQUE RÉGIONAL ADAPTÉ À LA FRAGILITÉ

Ce chapitre traite des difficultés, opportunités et priorités du secteur de l'électricité dans chacune des trois régions identifiées (Sud-Ouest, Est et Centre-Nord). Les propositions exposées dans ce chapitre prennent en compte les spécificités régionales. Dans la région Sud-Ouest, par exemple, où plus de la moitié de la population vit dans la zone de réseau existante et où la densité de la demande est plus élevée, des investissements pourraient être réalisés en vue d'améliorer l'infrastructure du système électrique existant, et étendre l'accès au réseau et la capacité de ce dernier. Dans les régions éloignées des zones très peuplées et du réseau existant, les systèmes autonomes constitueraient une alternative plus viable. Toutefois, dans la région Centre-Nord, la priorité devrait être accordée à des projets de développement de réseaux isolés et de systèmes autonomes compte tenu de la densité de population plus faible et du relief plus accidenté. Même si la région Est possède un grand potentiel de systèmes autonomes, les principaux centres urbains de demande tels que Goma, Butembo et Beni pourraient également bénéficier d'améliorations et de l'extension des réseaux actuels (Tableau 3).

TABEAU 3 • Estimation de l'accès potentiel au réseau existant, aux réseaux isolés et aux systèmes autonomes par région

Région	Population totale estimée (2015)	Population vivant dans la zone du réseau existant [qui pourrait théoriquement bénéficier d'un accès de niveau 5]	Population vivant dans des villes à potentiel de réseau isolé ³³ [qui pourrait théoriquement bénéficier d'un accès de niveau 5]	Population éligible aux systèmes autonomes [qui pourrait théoriquement bénéficier d'un accès de niveau 2 ³⁴]
Sud-Ouest	40 882 615	52%	6%	42%
Est	17 081 462	32%	10%	58%
Centre-Nord	23 760 160	0–1%	16%	83%

Source : Worldpop, estimations de la Banque mondiale

4.1. RÉGION SUD-OUEST : RENFORCER ET DENSIFIER LA DORSALE INTERCONNECTÉE EXISTANTE ET FAVORISER LES RÉSEAUX ISOLÉS ET LES SYSTÈMES AUTONOMES LORSQUE LES AMÉLIORATIONS DU RÉSEAU NE SONT PAS VIABLES

La région Sud-Ouest est la région la plus densément peuplée du pays et environ 20 millions de personnes vivent à moins de 50 km du réseau existant, le nombre le plus élevé parmi toutes les régions³⁵. Sur les 41 millions d'habitants de la région, plus de la moitié vivent dans des zones urbaines³⁶, notamment quatre villes de plus d'un million d'habitants : Kinshasa, Lubumbashi, Mbuji-Mayi et Kananga (Figure 11).

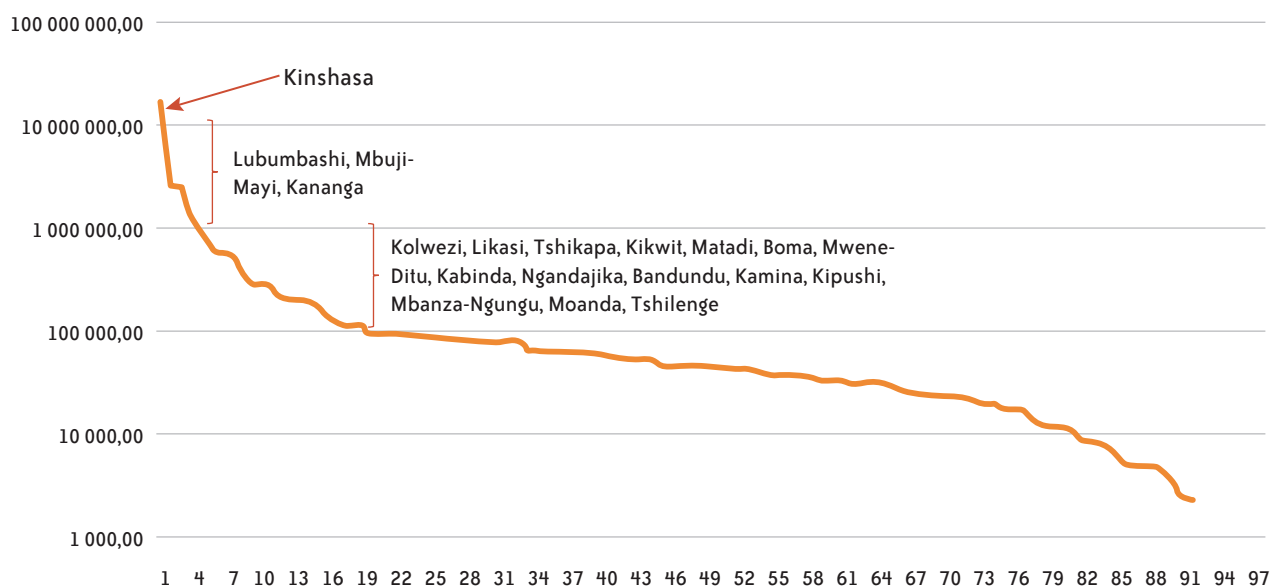
³³ Un réseau isolé (ou mini-réseau) est un ensemble de générateurs d'électricité et éventuellement de systèmes de stockage d'énergie interconnectés à un réseau de distribution qui fournit de l'électricité à un groupe de clients localisé et fonctionne indépendamment du réseau de transport national.

³⁴ Les ménages du niveau 2 peuvent disposer de l'électricité au moins 4 heures par jour et de 2 à 3 heures par soir et peuvent alimenter un téléviseur ou un ventilateur (capacité <= 199 W).

³⁵ Worldpop, SNEL

³⁶ Worldpop 2015

FIGURE 11 - Répartition estimée des villes de la région Sud-Ouest, par nombre d'habitants (2017) (la population de la ville est sur l'axe vertical, l'axe horizontal indique le nombre de villes)



Source : Auteurs, en se basant sur De Saint Moulin, 2010³⁷

Compte tenu de la forte densité de la demande et de l'infrastructure du réseau existant, les investissements dans le système électrique de la région Sud-Ouest devraient viser à :

- i) renforcer et densifier la dorsale interconnectée existante afin d'améliorer la fiabilité et la qualité de service et de répondre à la demande en forte croissance ;
- ii) favoriser les mini-réseaux et les systèmes autonomes pour lesquels les améliorations et les extensions du réseau sont moins viables sur le plan financier.

Renforcer et densifier le réseau interconnecté existant

L'infrastructure existante du réseau de transport d'électricité à haute tension (HT) est en bon état et a récemment été étendue. Entre 2012 et 2017, la longueur totale du réseau HT de la SNEL a augmenté de 23%, passant de 5 510 km à 6 771 km. L'axe Kolwezi-Kasumbalesa a été construit et deux lignes supplémentaires entre Inga et Kinshasa permettent de sécuriser l'approvisionnement de Kinshasa en cas de défaillance des lignes existantes. La ligne CCHT Inga-Kolwezi a également été réhabilitée au cours de la même période³⁸ et des travaux sont en cours pour faire passer la capacité de transit de 560 à 1 000 MW. (Carte 11).

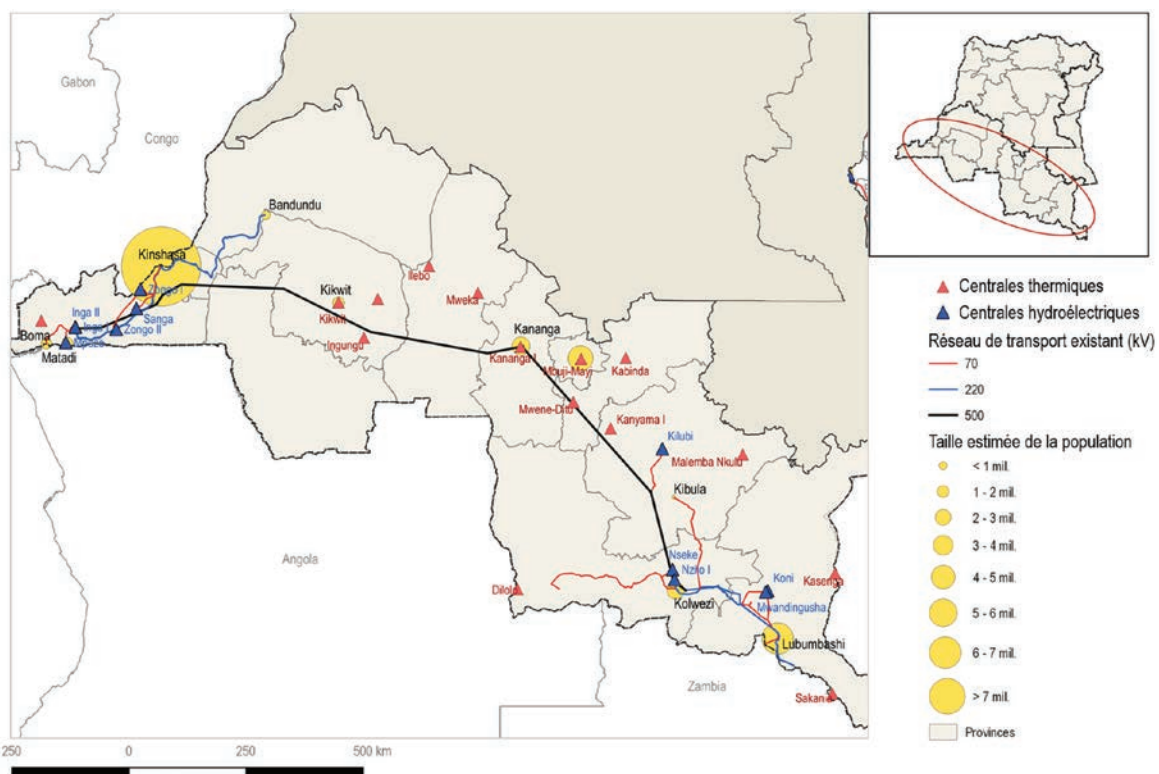
Malgré les extensions et les améliorations, la demande dépasse toujours l'offre. La demande était estimée à 10 000 GWh en 2017 et devrait atteindre les 28 000 GWh d'ici 2030. Le secteur minier représente une part importante de cette demande, qui devrait atteindre 11 000 GWh d'ici 2030.

De plus, de nombreuses infrastructures à moyenne et basse tension à travers le pays sont anciennes et se dégradent. Les réseaux de distribution de villes comme Lubumbashi, Kolwezi et Likasi sont vétustes et mis à rude épreuve en raison de la croissance de la population et de la demande. De plus, les réseaux de moyenne tension (MT) et basse tension (BT) de Kinshasa fonctionnent actuellement en deçà des normes techniques et nécessitent d'importants investissements de modernisation. Par exemple, en avril 2018, 20% de l'équipement MT en service de Kinshasa était surchargé (Tableau 4). Cela a endommagé le matériel et a nécessité un délestage. La situation

³⁷ De Saint Moulin, L. (2010). Villes et organisation de l'espace au Congo (RDC). Cahiers Africains. Afrika Studies. N° 77. Paris : L'Harmattan

³⁸ Réhabilitation financée dans le cadre du projet SAPMP de la Banque mondiale

CARTE 11 • Le système électrique actuel de la région Sud-Ouest



Source : WorldPop, SNEL, Resource Matters, Banque mondiale

TABLEAU 4 • État du réseau de distribution à Kinshasa

Équipement	Total	En service	Hors d'usage	Inconnu	F < 80%	80% < F < 100%	F > 100%
Transformateurs HT/MT	14	10	4	0	5	3	2
		71%	29%	0%	36%	21%	14%
Transformateurs MT/MT	44	40	4	1	19	12	8
		91%	9%	2%	43%	27%	18%
Lignes 30 kV	54	41	13	3	24	10	4
		76%	24%	6%	44%	19%	7%
Lignes 20 kV	69	65	4	4	49	9	3
		94%	6%	6%	71%	13%	4%
Lignes 6,6 kV	247	211	36	19	92	45	55
		85%	15%	8%	37%	18%	22%
Total	428	367	61	27	189	79	72
		86%	14%	6%	44%	18%	17%

Source : SNEL – Rapport mensuel d'activités à Kinshasa (avril 2018)

est aggravée par la vétusté des installations qui deviennent obsolètes et la dégradation du réseau BT, caractérisée par des câbles pleins de boîtes de dérivation non conformes, de postes dégradés en raison de raccordements frauduleux et du manque d'entretien.

Dans les villes qui ont déjà accès au réseau, telles que Kinshasa, Boma, Mbanza-Ngungu et Bandundu, des raccordements électriques à de nouveaux aménagements sont nécessaires pour accroître l'accès à l'électricité (Tableau 5). Les zones ombragées représentées sur la Carte 12 autour de Kinshasa à l'ouest et de Kolwezi au sud représentent les zones où la densification du réseau pourrait être l'option à moindre coût.

Toutefois, pour que la densification du réseau soit la solution à moindre coût et afin de permettre l'élargissement de l'accès dans les zones identifiées, il faudra réhabiliter les capacités actuelles et les capacités de production supplémentaires pour approvisionner les nouveaux raccordements (Tableau 5). Cette augmentation de capacité pourrait être obtenue de plusieurs manières, notamment :

- la réhabilitation et l'entretien des installations existantes afin de récupérer la totalité de la capacité installée. Les réhabilitations du dernier groupe d'Inga 1 (G16) et des 3 derniers groupes d'Inga 2 (G24, G25 et G26) sont prioritaires et doivent être achevées et les réhabilitations des centrales de Zongo 1 et de Nzilo doivent être lancées, pour 775 MW au total ;
- le développement du réseau de transport pour pouvoir acheminer toute la capacité de Zongo 2 ;
- le développement de nouveaux projets à partir d'un plan de production à moindre coût, basé sur des options hydroélectriques ou solaires (en particulier dans le Sud), le long de la dorsale ; et
- l'augmentation des importations à court ou moyen terme en provenance des pays voisins pour répondre en particulier à la demande non satisfaite du secteur minier situé dans le Sud-Est. L'Angola a récemment accru sa production et envisage de développer davantage l'énergie solaire et hydraulique dans les années à venir, ce qui devrait permettre au pays d'exporter à moyen terme. La Zambie devrait également mettre en service le projet hydroélectrique de Kafue Lower (750 MW) d'ici 2020–2021, ce qui lui offrira la possibilité d'exporter vers la RDC (en particulier vers les industries du Katanga). Les gouvernements des deux pays ont également décidé d'accélérer conjointement le développement de l'hydroélectricité sur les sites communs de la rivière Luapula (environ 1 000 MW de capacité installée) afin d'approvisionner les activités minières et industrielles. L'interconnexion en développement entre Kolwezi et Solwezi devrait également faciliter ces exportations. En République centrafricaine (RCA), la possibilité de construction d'un nouveau site hydroélectrique sur la rivière Ubangui (207 MW) pourrait permettre d'approvisionner Gemena, Zongo et Libengue (RDC) en plus de Bangui (RCA).

Analyser les réseaux isolés et les systèmes autonomes où les améliorations et les extensions du réseau ne sont économiquement pas viables

L'attrait économique des mini-réseaux (ou réseaux isolés) nécessite une analyse au cas par cas qui examine l'éloignement, la sécurité, les prévisions de la demande et la capacité de la SNEL à investir et à étendre le réseau. Kananga et Mbuji-Mayi, qui comptent plus de 2 millions d'habitants, ne sont pas raccordées au réseau de transport bien que très proches de la ligne à courant continu de 500 kV qui relie Inga et Kolwezi. Dans ces provinces du Kasai-Central et du Kasai-Oriental, une alternative aux mini-réseaux pourrait être la construction d'une troisième station de conversion CC/CA près de Kananga et d'une ligne de transport pour raccorder Mbuji-Mayi. Des études complémentaires devraient permettre d'examiner si une solution de mini-réseau ou le raccordement au réseau interconnecté est l'option à moindre coût (Tableau 6).

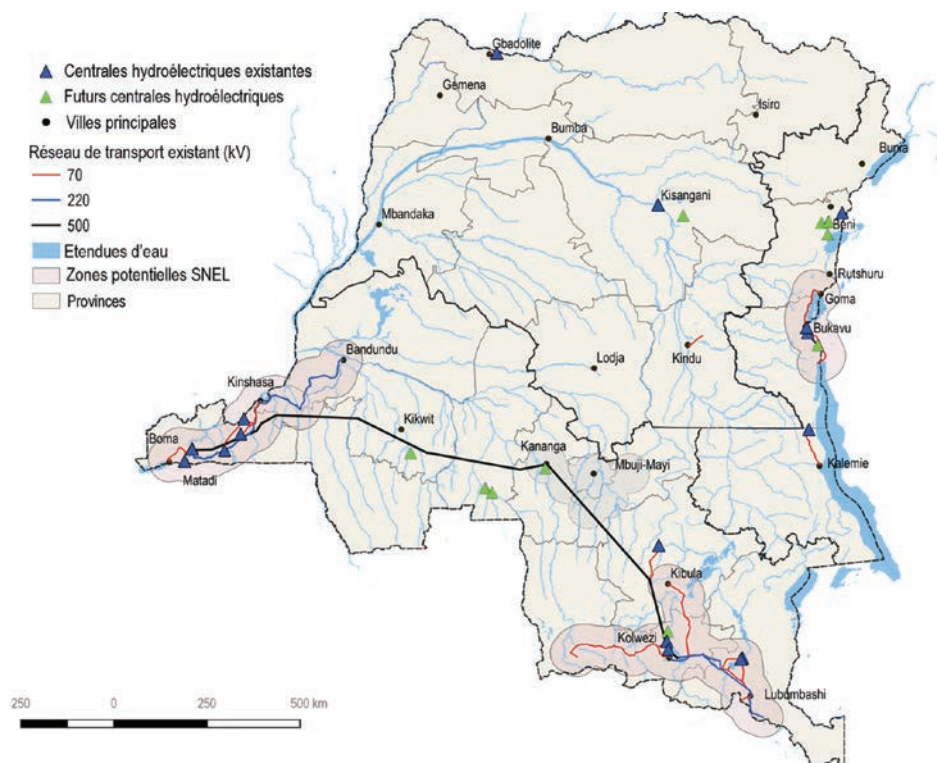
Selon l'étude d'évaluation des opportunités de marché des mini-réseaux (ADB et SE4All, 2017), les réseaux isolés ont été identifiés comme une solution économiquement faisable dans une quarantaine de petites villes (Tableau 7), représentant environ 2,5 millions d'habitants. Certaines de ces villes disposent d'infrastructures de production et de distribution déjà existantes ou désaffectées et pourraient être candidates à une réhabilitation ou d'une extension (marquées d'un astérisque dans le Tableau 7). En outre, des réseaux

TABLEAU 5 • Projets prioritaires d'amélioration de l'électricité à inclure dans la future planification du développement du secteur de l'électricité à moindre coût pour les principaux centres urbains raccordés à la dorsale sud-ouest

Principales villes (CL : chef-lieu)	Province	Raccordée au réseau sud-ouest (oui/non)	Réseau de transport	Réseau de distribution	Réseau VS réseaux isolés
Kinshasa	Kinshasa	Oui	<ul style="list-style-type: none"> Construction d'un poste élévateur 200kV/400kV à Inga et un poste abaisseur (400kV/200kV) à Kinshasa Construction des lignes à 220 kV entre Zongo 2 et Kinshasa pour acheminer toute la capacité de Zongo 2 + Zongo 1 Réhabilitation et entretien du réseau actuel (lignes, postes HT/HT) 	Réhabilitation, densification et extension du réseau de distribution (lignes MT et BT, postes, transformateurs)	
Matadi (CL)	Kongo Central	Oui	Réhabilitation et entretien du réseau existant	Réhabilitation, densification et extension des réseaux de distribution dans la région	
Boma		Oui			
Mbanza-Ngungu		Oui			
Moanda	Kongo Central	Non			Une étude devra être menée pour déterminer l'option à moindre coût entre l'extension du réseau de transport ou de distribution de Boma ou le développement d'un réseau isolé.
Bandundu	Kwilu	Oui	Réhabilitation et entretien du réseau existant	Réhabilitation, densification et extension des réseaux de distribution dans la région	
Kolwezi (CL)	Lualaba	Oui	Entretien du réseau existant	Réhabilitation, densification et extension du réseau de distribution (c.-à-d. lignes MT et BT, postes, transformateurs) dans le corridor Kolwezi-Kasumbalesa	
Lubumbashi (CL)	Haut Katanga	Oui			
Likasi	Haut Katanga	Oui			
Kipushi	Haut Katanga	Oui			
Kamina (CL)	Haut Lomami	Non	Raccordement de Kamina au réseau de transport sud-ouest par la construction d'une ligne de 120 kV entre Kilubi et Kamina	Réhabilitation, densification et extension des réseaux de distribution dans la région	

Source : Auteurs

CARTE 12 • Zones ciblées pour l'extension et la densification du réseau



Source : SNEL, ESRI, Resource Matters, Banque mondiale, auteurs

TABLEAU 6 • Projets prioritaires pour les grands centres urbains proches de la dorsale sud-ouest

Principales villes (CL : chef-lieu)	Province	Raccordée au réseau sud-ouest (oui/non)	Réseau de transport	Réseau de distribution	Réseaux VS mini-réseaux
Kananga (CL)	Kasai Central	Non	Raccordement du Kasai-Central et du Kasai-Oriental au réseau de transport sud-ouest par la construction d'une troisième station de conversion CC/CA à Kananga et de nouvelles lignes de 220 kV couvrant au moins Kananga et Mbuji-Mayi	Réhabilitation, densification et extension des réseaux de distribution dans la région	Option A : Une étude devra être menée pour déterminer l'option à moindre coût entre la construction d'une station de conversion CC/CA associée à la construction de lignes de transport ou le développement de micro-réseaux
Mbuji-Mayi (CL)	Kasai Oriental	Non			
Mwene-Ditu	Kasai Oriental	Non			
Ngandajika	Kasai Oriental	Non			
Tshilenge	Kasai Oriental	Non			
Kabinda (CL)	Lomami	Non			Option B : Inclure ces 4 villes dans l'étude, c'est-à-dire l'extension du réseau de transport de Mbuji-Mayi ainsi que la construction d'un réseau de distribution dans chaque ville

Source : Auteurs

TABLEAU 7 • Villes potentiellement candidates à l'établissement de réseaux isolés (nouveaux ou réhabilitation/extension) dans la région Sud-Ouest

	Province	Ville	Population (2015)	Distance du site hydroélectrique le plus proche (km)	Distance du réseau de transport d'électricité le plus proche (km)
Site hydroélectrique	Kasaï	Tshikapa*	583 000	9	53
		Dekese	4 000	3	288
		Luiza	21 000	5	104
		Kazumba	6 000	5	42
	Kwango	Kahemba	25 000	8	192
		Popokabaka	17 000	16	119
		Feshi	10 000	11	129
	Kwilu	Mangai	59 000	6	144
	Mai-Ndombe	Inongo	63 000	16	193
		Nioki	57 000	0	75
		Kutu	51 000	6	110
		Kiri	19 000	7	280
Autres sites de production d'énergie renouvelable	Haut-Katanga	Pweto	35 000	307	124
		Sakania*	14 000	152	68
		Mitwaba*	6 000	255	133
	Haut-Lomami	Bukama*	97 000	172	61
		Mulongo	82 000	165	103
		Kipamba	43 000	166	145
		Malemba-Nkulu*	40 000	168	134
		Kabongo	20 000	51	106
		Kole	6 000	128	51
		Kasai	Mweka	75 000	29
	Luebo		42 000	45	97
	Kasai-Central	Demba	29 000	43	54
		Mankanza	25 000	39	98
		Dimbelenge	5 000	26	83
	Kasaï-Oriental	Tshilenge	107 000	98	80
		Miabi	73 000	55	53
		Katanda	39 000	114	84
	Kongo-Central	Moanda*	118 000	468	81
		Luozi	18 000	285	53
	Kwango	Kasongo-Lunda	31 000	50	184
	Kwilu	Idiofa	81 000	73	58
		Dibaya-Lubue	51 000	34	153

(continue en page 46)

TABLEAU 7 - Villes potentiellement candidates à l'établissement de réseaux isolés (nouveaux ou réhabilitation/extension) dans la région Sud-Ouest (*Continued*)

	Province	Ville	Population (2015)	Distance du site hydroélectrique le plus proche (km)	Distance du réseau de transport d'électricité le plus proche (km)
	Lomami	Kabinda	201 000	142	154
		Lubao	35 000	102	241
	Lualaba	Lubudi	30 000	130	53
		Dilolo	25 000	306	83
		Sandoa	14 000	263	110
	Mai-Ndombe	Kapanga	3 000	119	169
		Ilebo	108 000	42	128
		Mushie	56 000	79	61
		Bolobo	43 000	46	180
			Oshwe	30 000	28

Source : ADB/SE4All, 2017

Remarque : Les villes marquées d'un astérisque possèdent des infrastructures de production et de distribution déjà existantes ou déclassées qui pourraient éventuellement être candidates à une réhabilitation ou une extension.

isolés pourraient également convenir à quelques villes supplémentaires de taille moyenne le long du réseau de transport, telles que Kikwit, qui ne peuvent pas être raccordées à la dorsale sud-ouest en raison de contraintes techniques et d'une demande insuffisante.

Certains mini-réseaux fonctionnent déjà dans la région. L'opérateur EDC compte 400 clients à Tshikapa (Lungundi I)³⁹. Le principal projet solaire existant en RDC est un mini-réseau solaire de 1 MW doté d'une capacité de stockage sur batterie de 3 MWh construit par les opérateurs Enerdeal et Congo Energy dans la ville de Manono pour alimenter la population locale et les PME. L'opérateur Enerkac a également développé une centrale hybride de 1 MW alimentant le mini-réseau de la SNEL à Kananga, dans le Kasai-Central (non fonctionnel en 2019).

Pour les 17 millions de personnes vivant dans différentes zones de la région Sud-Ouest et qui ne sont éligibles ni au raccordement au réseau ni aux mini-réseaux, les systèmes autonomes pourraient constituer l'alternative. L'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA) estime que 1,2 million de personnes ont déjà accès à des lampes solaires dans le pays (2016)⁴⁰. Même dans les zones desservies par le réseau, les systèmes autonomes constituent une solution d'alimentation de secours lorsque le service électrique n'est pas fiable. À court terme, les distributeurs de systèmes autonomes se concentrent sur les zones urbaines non desservies, qui représentent de grands centres de demande relativement faciles d'accès. La production décentralisée est plus abordable mais offre un niveau de service inférieur. Sans mécanisme de financement spécifique, les populations les plus pauvres ne seront peut-être pas en mesure de subvenir à la demande minimale permettant des coûts de raccordement viables. Cela est particulièrement vrai dans les villes où le taux de pauvreté est faible mais le nombre d'habitants pauvres élevé, comme Kinshasa, Lubumbashi et Kolwezi (Banque mondiale, 2018). Le chapitre 7 aborde ce sujet.

³⁹ ADB/SE4All (2017)

⁴⁰ http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jul/IRENA_Off-grid_RE_Solutions_2018.pdf

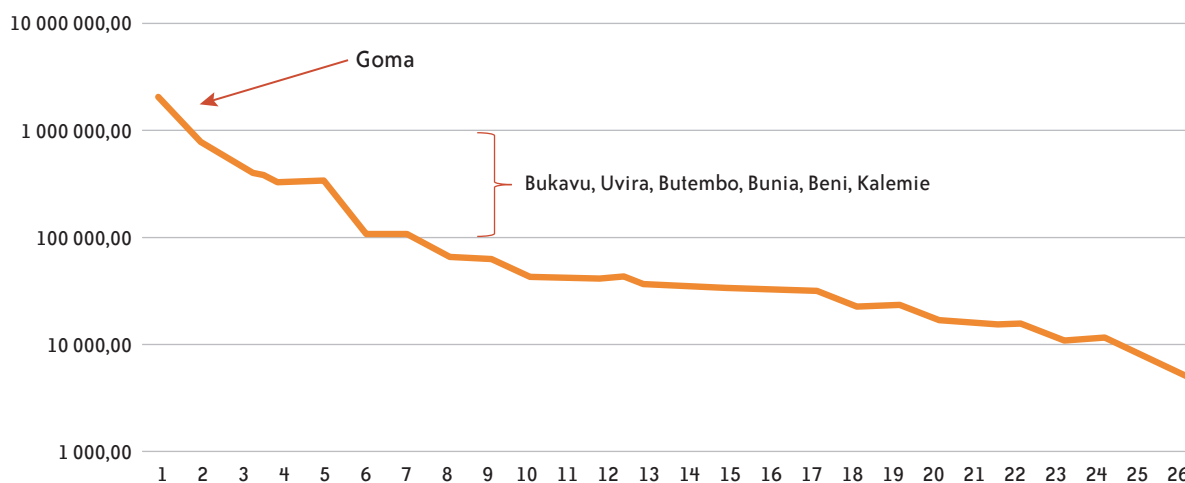
En conclusion, comme la plupart des grandes villes du Sud-Ouest sont déjà raccordées au réseau de transport d'électricité, le niveau de la demande (densité de population, activités économiques), l'approvisionnement actuel et un environnement à faible risque justifient économiquement l'extension et la densification du réseau de distribution dans ces zones. Le réseau de transport existant (lignes HT et postes) nécessite des travaux de réhabilitation et doit être entretenu. Tous les réseaux de distribution nécessitent une réhabilitation et une modernisation complètes, condition préalable à la densification et à l'extension, ce qui nécessitera entre autres la construction de nouveaux postes HT/MT et MT/MT avec transformateurs, de lignes MT et BT, de cabines, de compteurs intelligents. La modernisation de la répartition est également essentielle pour superviser efficacement le système électrique. Les mini-réseaux et les systèmes autonomes peuvent également constituer une alternative économique à l'extension du réseau dans des zones éloignées du réseau existant où la demande est faible et le terrain difficile.

4.2. RÉGION DE L'EST : PROMOUVOIR UNE INFRASTRUCTURE DÉCENTRALISÉE À GRANDE ÉCHELLE POUR FOURNIR DES SERVICES DANS DES ZONES NON COUVERTES PAR LES RÉSEAUX EXISTANTS DE LA SNEL

Au-delà d'une certaine distance et là où l'accessibilité est un défi, le coût de raccordement des centres de demande par l'extension du réseau existant est prohibitif. Dans la région de l'Est, la poursuite de l'expansion est difficile parce que :

- la chaîne de montagnes de Mitumba et une distance de 800 km constituent des contraintes à l'extension du réseau plus à l'est, de Lubumbashi à Kalemie ;
- la faible densité de population et la faiblesse de la demande font qu'il est difficile de justifier économiquement l'extension du réseau au-delà de la zone Sud-Ouest où il est actuellement exploité (Figure 12). Sur les 17 millions d'habitants vivant dans la région de l'Est, seul un tiers environ vit dans des centres urbains très diversifiés de plus de 5 000 habitants, de Goma (avec 1,9 million d'habitants) à des villes de taille moyenne comme Bukavu ou Uvira et une vingtaine de villes plus petites de 100 000 à 5 000 habitants.

FIGURE 12 • Répartition estimée des villes de la région de l'Est selon le nombre d'habitants (2017)⁴¹

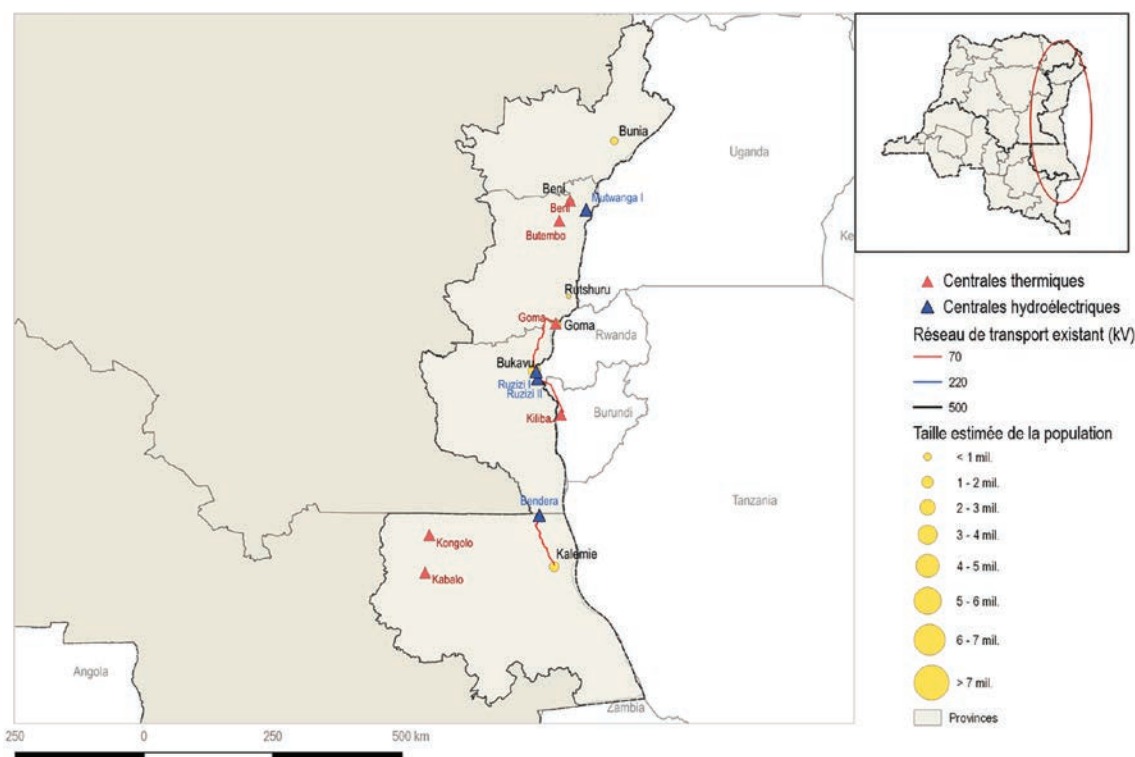


Source : Auteurs, sur la base des travaux de De Saint Moulin, 2010⁴²

⁴¹ Les estimations de la population sont approximatives et peuvent faire l'objet de fluctuations importantes en raison de l'absence de sources de données fiables et des mouvements de population observés dans la région. Par exemple, le maire de Butembo a indiqué que la ville compte environ 1,2 million d'habitants en 2018 tandis que les estimations basées sur les dernières données géospatiales disponibles indiquent 263 000 habitants.

⁴² De Saint Moulin, L. (2010). Villes et organisation de l'espace au Congo (RDC). Cahiers Africains. Afrika Studies. N°77. Paris : L'Harmattan

CARTE 13 • Réseau électrique existant dans la région de l'Est



Source : WorldPop, Resource Matters, Banque mondiale, auteurs

La région de l'Est dispose déjà de réseaux isolés alimentés par des centrales hydroélectriques de petite ou moyenne taille, dont certaines sont exploitées par la SNEL⁴³ et d'autres par le secteur privé. Les centrales et leurs réseaux de la SNEL souffrent d'un mauvais entretien et ne sont pas fiables, y compris le réseau de Goma, où des entreprises privées ont installé leurs réseaux. L'opérateur Virunga SARL compte 5 160 clients à Rutshuru/Kiwanja, 1 360 à Goma alimentés par une centrale de 13,1 MW à Matebe, et 1 170 clients à Mutwanga alimentés par deux centrales pour un total de 1,7 MW. Virunga SARL bénéficie notamment d'un don pour connecter 6 000 clients à Goma à travers un fonds de subventions financé par un projet de la Banque mondiale. Sa centrale de Matebe alimente également Goma grâce à un partenariat avec le groupe industriel local SOCODEE⁴⁴ (Carte 13). L'opérateur Électricité du Nord Kivu, un partenariat entre la compagnie d'électricité STS et la province du Nord Kivu, compte plus de 1 100 clients à Butembo et a construit une ligne pour approvisionner la ville de Beni et prévoit d'augmenter sa capacité installée jusqu'à 20 MW supplémentaires. L'entreprise Nuru (ex-Kivu Green Energy) dessert 48 clients avec un micro-réseau de 55kW à Beni, et a récemment construit une centrale solaire de 1,3MW avec batteries lithium dans le quartier de Ndosho pour livrer de l'électricité à 4 000 clients à Goma. La construction s'est achevée en 6 mois avec l'inauguration de la centrale en début 2020.

Un potentiel pour des réseaux isolés subsiste. On dénombre 24 villes (environ 1,7 million d'habitants) qui vivent à plus de 50 km du réseau existant et qui pourraient être candidates pour des réseaux isolés (Tableau 8). L'existence de nombreuses activités économiques autour de ces centres de population pourrait améliorer la viabilité financière de ces réseaux. De plus, les données spatiales indiquent que l'activité minière est répandue dans l'est du pays, bien que très peu d'informations soient disponibles (Carte 2).

Pour les centres de demande situés à proximité de sites hydroélectriques potentiels, de nouveaux réseaux hydroélectriques isolés pourraient être installés si la situation de la sécurité locale le permet et si les contraintes

⁴³ On dénombre la centrale hydroélectrique de Ruzizi 1^u (29,8 MW de capacité installée mais seulement 15,2 MW de capacité disponible moyenne en 2017 ; environ 37 000 clients) près de Goma et le Bendersa (17,2 MW de capacité installée mais seulement 4,6 MW de capacité disponible moyenne en 2017 ; environ 8 000 clients) près de Kalemie.

⁴⁴ Le groupe SOCODEE, basé à Goma, achète 5 MW à Virunga SARL et dispose d'une concession pour distribuer cette électricité dans la ville de Goma.

TABLEAU 8 • Villes qui pourraient être candidates pour des réseaux isolés dans la région de l'Est

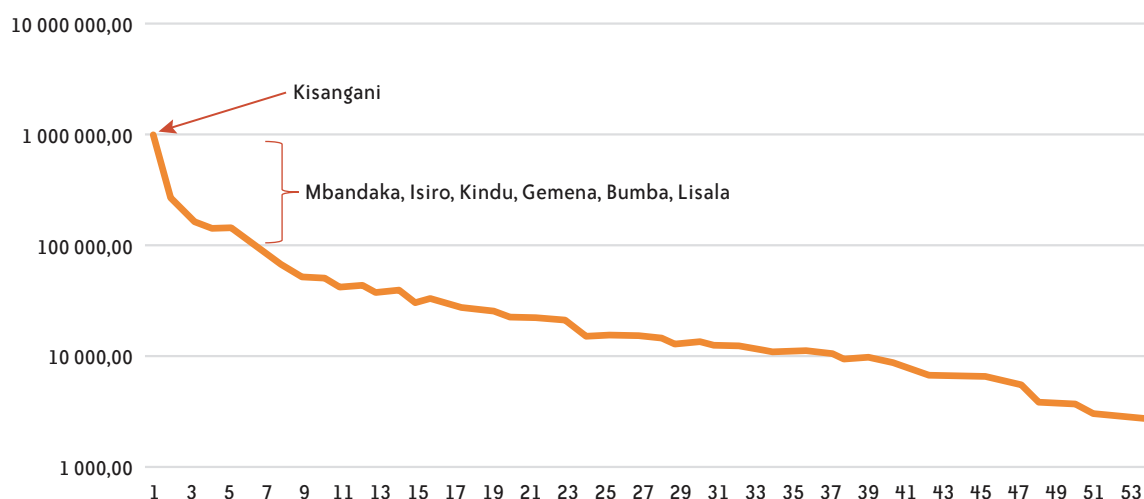
	Province	Ville	Population (2015)	Distance par rapport au site hydroélectrique le plus proche (en km)	Distance par rapport au réseau de transport d'électricité le plus proche (en km)
Énergie hydroélectrique	Ituri	Aru	42 000	2	524
			26 000	4	476
	Nord-Kivu	Beni	129 000	9	224
		Katwa	82 000	13	190
	Sud-Kivu	Shabunda	28 000	8	169
		Kamituga	18 000	15	95
		Fizi	17 000	11	100
Tanganyika	Kongolo	80 000	20	177	
Autres ressources	Ituri	Bunia*	367 000	56	346
		Kituku	61 000	40	309
		Mongbwalu*	42 000	34	403
		Djugu*	38 000	27	406
		Irumu	15 000	26	321
	Nord-Kivu	Butembo*	263 000	32	176
		Rutshuru	76 000	129	60
		Kirumba	48 000	120	58
		Kayna	47 000	86	111
		Kanyabayonga	41 000	96	101
		Lubero	38 000	45	151
	Tanganyika	Walikale	13 000	31	106
		Kabalo	75 000	80	117
		Moba*	75 000	185	133
		Nyunzu	57 000	91	126
	Lukula	43 000	109	124	

Source : ADB et SE4All, 2017

Remarque : Les villes marquées d'un astérisque ont une infrastructure de production et de distribution existante ou déclassée qui pourrait être candidate à la réhabilitation ou à l'expansion.

logistiques permettent la construction et l'entretien de telles installations. Huit des villes candidates (d'environ 400 000 habitants) pour les réseaux hydroélectriques isolés se trouvent à moins de 20 km d'un site hydroélectrique potentiel répertorié par le Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD) dans l'Atlas des énergies renouvelables.

Pour les villes où la sécurité est incertaine, ou celles qui sont loin des sites hydroélectriques potentiels, des centrales solaires photovoltaïques équipées de batteries pourraient alimenter des réseaux isolés où la ressource solaire est bonne. Par exemple, dans la région de l'Est, environ 1,3 million de personnes sont réparties dans 16 villes situées à plus de 50 km du réseau existant et pourraient être électrifiées par des réseaux isolés alimentés par des systèmes photovoltaïques solaires ou hybrides. Pour intensifier ces initiatives et attirer de nouveaux investissements plus importants, il faudra toutefois s'intéresser à certains facteurs de risque clés dans le secteur, à savoir la faiblesse du cadre réglementaire, la difficulté d'accès au crédit et le faible niveau d'accessibilité financière.

FIGURE 13 • Répartition estimée des villes de la région Centre-Nord selon le nombre d'habitants (2017)

Source : Auteurs, sur la base des travaux de De Saint Moulin, 2010⁴⁵

Compte tenu de la fragilité et de l'instabilité de la région, le développement de réseaux solaires photovoltaïques isolés pourrait être plus facile et plus pertinent sur le plan financier que de tenter de réhabiliter les infrastructures existantes. Par exemple, la centrale de Bendera doit être réhabilitée pour récupérer 17,2 MW de capacité et la réhabilitation de la ligne de transport 132 kV Bendera-Kalemie est essentielle pour alimenter la ville de Kalemie, la demande de pointe étant estimée par la SNEL à 14 MW. Suite aux études portant sur i) la sécurité pour réaliser les travaux de réhabilitation de la centrale et de la ligne et ii) la logistique de transport du matériel, une solution alternative pourrait être de construire une nouvelle centrale photovoltaïque (PV) à Kalemie avec stockage d'énergie sur batterie.

Toutefois, même si la majorité de la population de la région de l'Est pouvait être raccordée au réseau ou à des réseaux isolés, environ 9,8 millions de personnes dépendraient encore de systèmes autonomes pour l'électricité. Les systèmes autonomes jouent un rôle clé dans la réduction de la pauvreté et la diversification économique (par l'émergence de nouvelles chaînes de valeur) en offrant un premier niveau d'accès à l'électricité. Ils vont des systèmes pico (lanternes solaires), qui fournissent un accès partiel de niveau 1 (4 heures/jour), aux systèmes solaires autonomes prêt-à-l'emploi et aux systèmes à base de composants (11+ Wp). L'expérience de l'Afrique de l'Est (par exemple en Éthiopie et au Kenya) a montré une augmentation rapide de l'accès à l'électricité grâce à des systèmes solaires autonomes, en appliquant un cadre réglementaire de soutien et en mettant en place des mécanismes de financement pour soutenir les promoteurs et les utilisateurs finaux.

4.3. LA RÉGION DU CENTRE-NORD : CONSTRUIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DÉCENTRALISÉES POUR FOURNIR UN ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ DANS CETTE RÉGION ÉLOIGNÉE ET PEU DENSÉMENT PEUPLÉE

Étant donné l'éloignement et le faible peuplement de cette région, les énergies renouvelables décentralisées produites par des réseaux isolés et des systèmes autonomes sont les options les plus attrayantes pour la région du Centre-Nord. Des trois régions, la région du Centre-Nord est la plus grande géographiquement avec la plus faible densité de population. Seule Kisangani compte plus d'un million d'habitants, six villes comptent entre 1 million et 100 000 habitants et six villes entre 50 000 et 100 000 habitants (Figure 13).

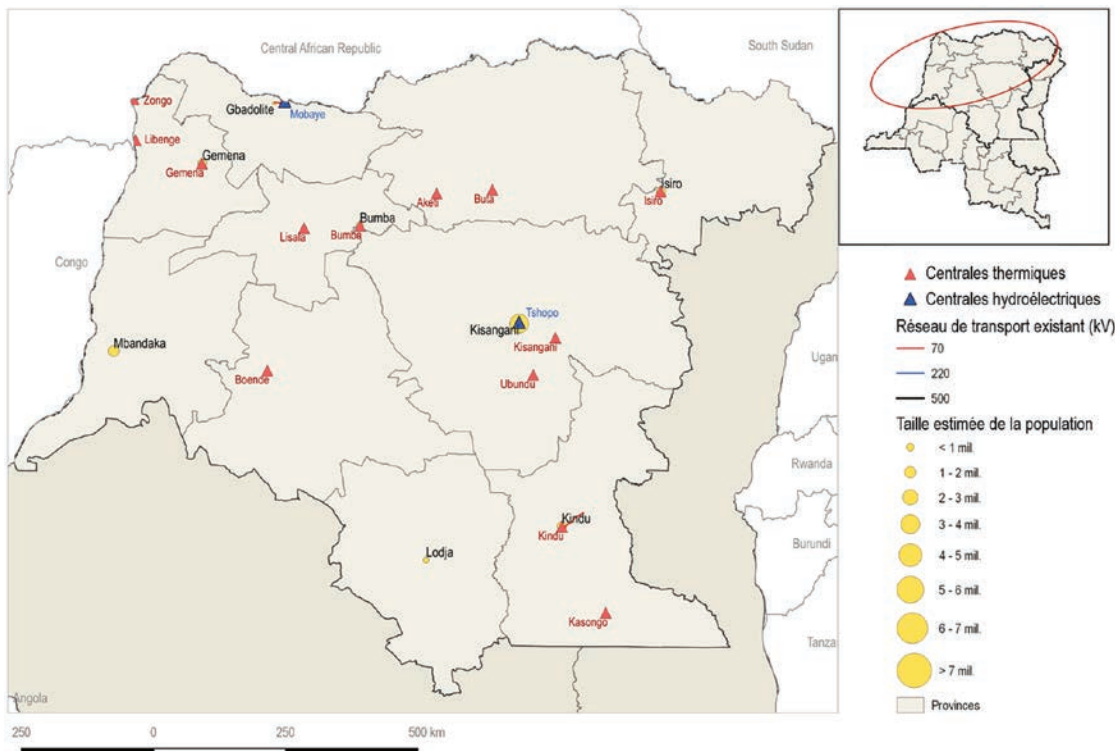
⁴⁵ De Saint Moulin, L. (2010). Villes et organisation de l'espace au Congo (RDC). Cahiers Africains. Afrika Studies. N°77. Paris : L'Harmattan

Les centres urbains de la région du Centre-Nord n'ont pas la masse critique de population et une activité économique suffisante pour justifier le coût de construction de lignes de transport d'énergie à partir de la dorsale Sud-Ouest. Par exemple, la construction d'une ligne de 400 km pour relier Mbandaka à la ville la plus proche de Bandundu raccordée au réseau électrique serait plus coûteuse que d'autres options. Cela explique en partie pourquoi la région n'a pas de réseau interconnecté (Carte 14) et pourquoi les options décentralisées sont les plus appréciées.

Dans l'incertitude et pour les collectivités éloignées du réseau existant, les réseaux isolés et les systèmes autonomes offrent une solution de rechange attrayante. On estime qu'environ 4 millions de personnes pourraient être raccordées à des réseaux isolés dans la région Centre-Nord. Des réseaux isolés alimentés par de petits générateurs diesel exploités par la SNEL pourraient offrir des possibilités de privatisation et de réhabilitation. Ils existent déjà dans 32 sites différents à travers le pays (dont une douzaine dans la région du Centre-Nord), mais la plupart sont actuellement hors service par défaut de combustible et d'entretien/maintenance. La capacité installée totale était de 28,8 MW, mais le taux de capacité disponible était d'environ 7% en 2017. La moitié des petits générateurs a plus de 46 ans. Leur hybridation avec la production solaire photovoltaïque peut également être envisagée au cas par cas lorsque cela réduit le coût de production. Cela est particulièrement pertinent lorsque les coûts de transport du diesel sont élevés.

Plusieurs efforts sont en cours pour améliorer l'accès à l'électricité par le biais de réseaux isolés dans cette région. Par exemple, un agrandissement de la centrale hydroélectrique de Mobayi près de Gbadolite est prévu et ajouterait 18,75 MW à la capacité installée de 11,25 MW. Cela permettrait d'accroître l'offre et l'accès dans les villes frontalières, notamment Businga, Gemena, Mobaye, Ima-Langandji, Kongbo, Dimbi, Pavica, Alindao et Kembe. Un autre projet dans la région prévoit de relier Bangui, Zongo et Libenge et de renforcer le transfert et la distribution d'électricité dans cette région.

CARTE 14 • Réseau électrique existant dans la région du Centre-Nord



Source : WorldPop, Resource Matters, auteurs

Vingt-cinq villes (environ 1 million d'habitants) situées à moins de 20 km d'un site hydroélectrique potentiel pourraient être candidates pour des réseaux isolés alimentés par des centrales hydroélectriques. Une analyse économique et financière complète permettrait de déterminer si les coûts supplémentaires liés à la complexité logistique et à l'éloignement de la plupart des centres urbains rendent le projet viable (Tableau 9).

La région du Centre-Nord dispose également d'un grand potentiel de réseaux solaires photovoltaïques isolés qui pourraient raccorder environ 3 millions de personnes à l'électricité (Tableau 9). La baisse des coûts de l'équipement solaire et la relative simplicité de la construction et de l'exploitation pourraient encourager le développement de la technologie solaire dans la région, qui ne bénéficie pas du même niveau de potentiel hydroélectrique que le reste du pays. Par exemple, le programme Essor du Département pour le développement international du Royaume-Uni (DFID), dont l'objectif est de soutenir la réforme de l'État afin d'améliorer l'environnement d'affaires, a mis en place un projet spécifique ciblant l'accès à l'électricité dans quelques villes de la RDC, en commençant par une phase pilote visant trois villes de la région Centre-Nord. Cette initiative vise à soutenir le Gouvernement de la RDC dans la structuration et l'appel d'offres des trois nouvelles concessions de mini-réseaux solaires aux promoteurs et exploitants privés dans les villes de Gemena, Isiro et Bumba⁴⁶ d'ici 2020. L'objectif étant de faire la démonstration d'une validation de principe et de catalyser d'autres investissements dans des projets de mini-réseaux à l'échelle du pays. Chaque mini-réseau devrait fournir à terme de l'électricité à entre 100 000 et 300 000 personnes avec une puissance installée de 3 MW à 10 MW.

Malgré les solutions de réseau isolé décrites ci-dessus, environ 80% de la population du Centre-Nord, soit 20 millions de personnes, n'auront pas accès à un réseau viable ou à des options de réseau isolé. Les options d'approvisionnement autonome sont donc la solution principale et à moindre coût qui peut répondre aux besoins en électricité résidentiels et des PME en fournissant un premier niveau d'accès. Les ventes dans la région de l'Est, province du Kivu, ont connu la plus grande présence commerciale, en grande partie grâce à des produits importés facilement du Rwanda ou de l'Ouganda voisins. Toutefois, les conflits dans la région ont également limité les affaires et ébranlé la viabilité de l'établissement de marchés commercialement viables.

Très peu de fournisseurs de produits de qualité vérifiés ont fait des efforts considérables pour pénétrer le marché en raison de barrières à l'entrée immédiates et élevées, en comparaison à d'autres marchés relativement plus faciles d'accès à proximité. Quelques entreprises privées vendent actuellement des produits solaires autonomes en RDC, dont Altech (170 000 lanternes et 300 systèmes autonomes vendus), BBOX (10 000 ménages), Orange Energie (4 000 ménages)⁴⁷, d.light (50 000 ménages), Renewlt et Weast (3 000 PME et équipements collectifs). Mais l'absence d'évaluation du marché empêche d'avoir une image complète de sa taille réelle à l'heure actuelle.

La croissance du marché des systèmes autonomes se heurte à des difficultés ; la plupart des entreprises se sont concentrées sur des options commerciales relativement plus faciles, en étendant leurs activités dans des zones densément peuplées et en ciblant des clients à fort pouvoir d'achat qui sont déjà raccordés à un certain niveau d'électricité. Les coûts très élevés de la conduite des affaires en raison de la combinaison de divers facteurs et d'un environnement difficile ont à ce jour empêché le développement à grande échelle de ce marché à travers la RDC – y compris : un niveau élevé d'insécurité physique dans de nombreuses zones, l'absence d'état de droit, des droits et taxes élevés (qui se montent à plus de 50% de la valeur des marchandises) combinés à un niveau élevé de corruption sur les importations, des risques sur les taux de change et des sanctions entravant les transferts de fonds des banques internationales.

⁴⁶ Bien que Bumba fasse partie des candidats à des mini-réseaux hydroélectriques, son éloignement, la demande modeste et les implications logistiques complexes du développement d'une centrale hydroélectrique dans la région peuvent amener les promoteurs à donner la priorité à une solution solaire.

⁴⁷ Données de vente des fournisseurs transmises aux auteurs.

TABLEAU 9 • Villes qui pourraient être candidates pour des réseaux isolés dans la région du Centre-Nord

	Province	Ville	Population (2015)	Distance par rapport au site hydroélectrique le plus proche (en km)	Distance par rapport au réseau de transport d'électricité le plus proche (en km)
Énergie hydroélectrique	Bas-Uele	Buta	74 000	18	685
		Bondo	26 000	18	853
		Bambesa	21 000	20	660
		Ango	12 000	18	706
	Équateur	Lukolela	21 000	10	254
		Ingende	5 000	14	369
	Haut-Uele	Watsa	43 000	19	505
		Dungu	38 000	1	584
		Wamba	25 000	17	422
		Niangara	19 000	13	602
	Maniema	Kindu*	215 000	2	332
		Kasongo*	75 000	11	259
		Punia	25 000	4	285
		Kibombo	24 000	10	363
		Kabambare	14 000	3	150
		Lubutu	11 000	15	278
	Mongala	Bumba	142 000	7	828
		Lisala	108 000	6	758
	Nord-Ubangi	Bosobolo	18 000	8	870
		Yakoma	16 000	2	972
	Sud-Ubangi	Zongo	45 000	18	845
		Kungu	11 000	7	699
Tshopo	Opala	22 000	19	519	
	Ubundu	19 000	18	411	
Tschuapa	Monkoto	12 000	9	402	
Autres ressources	Bas-Uele	Aketi	56 000	26	748
		Poko	15 000	127	568
	Équateur	Mbandaka*	418 000	79	377
		Basankusu*	38 000	51	555
		Isangi	16 000	94	295
		Bikoro	10 000	104	294
		Bomongo	7 000	21	551
		Bolomba	6 000	25	475
	Haut-Uele	Isiro	235 000	66	501
Maniema	Kalima	66 000	21	246	

(continue en page 54)

TABLEAU 9 • Villes qui pourraient être candidates pour des réseaux isolés dans la région du Centre-Nord (Continued)

	Province	Ville	Population (2015)	Distance par rapport au site hydroélectrique le plus proche (en km)	Distance par rapport au réseau de transport d'électricité le plus proche (en km)
	Mongala	Bonga	89 000	97	720
		Bongandanga	5 000	61	653
	Nord-Ubangi	Gbadolite	68 000	35	900
		Businga	44 000	22	836
		Mobayi-Mbongo	7 000	71	942
	Sankuru	Logja	84 000	184	295
		Lusambo	45 000	60	163
		Luhatahata	24 000	149	245
		Lomela	13 000	157	430
		Katako-Kombe	10 000	176	347
		Lubefu	3 000	165	252
	Sud-Ubangi	Gemena	181 000	46	765
		Libenge	34 000	88	773
		Budjala	29 000	27	694
		Bokungu	11 000	31	748
	Tshopo	Kisangani*	1 085 000	87	470
		Basoko	70 000	72	667
		Yangambi	57 000	24	576
		Bafwasende	20 000	88	358
		Yahuma	7 000	36	719
Tshuapa	Boende*	47 000	45	506	
	Ikela	21 000	107	547	
	Befale	5 000	21	568	

Source : ADB et SE4All, 2017

Remarque : Les villes marquées d'un astérisque ont une infrastructure de production et de distribution existante ou déclassée qui pourrait être candidate à la réhabilitation ou à l'expansion.

ENCADRÉ 4 • BUMBA : UN PROJET DE MINI-RÉSEAU HYBRIDE SOLAIRE QUI POURRAIT REMETTRE LA VILLE SUR LA VOIE DE LA CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET DU DÉVELOPPEMENT SOCIAL.

Avec environ 180 000 habitants, la ville de Bumba se remet lentement des conflits armés. Le générateur diesel et le réseau de distribution de la SNEL ne fonctionnent plus depuis des années, ce qui entrave le développement d'activités génératrices de revenus telles que l'agro-industrie locale (riz, manioc, maïs, café, palmiers) et d'autres industries qui bénéficient de sa position stratégique sur le fleuve Congo. La ville et les communautés environnantes pourraient bénéficier énormément d'un projet d'électrification.

L'initiative Essor – Accès à l'Électricité, financée par le DFID, a mené des études techniques de préfaisabilité qui suggèrent que la ville a des niveaux de demande qui mériteraient la construction d'un mini-réseau solaire hybride avec un parc solaire PV initial de 10 MWc, 16 MWh de batteries et 4 générateurs diesel de 725 kW chacun. L'investissement initial dans la production a été estimé à 24 millions USD et à 12 millions USD pour la distribution. Environ 4 000 ménages et 420 consommateurs non résidentiels pourraient être raccordés au mini-réseau pour une consommation totale estimée à 7,1 GWh la première année. De plus, des coûts de distribution additionnels de 1,3 million USD sont inclus dans le plan d'investissement initial estimatif pour financer des raccordements supplémentaires au cours des cinq premières années, atteignant 7 500 foyers et 720 clients non résidentiels la cinquième année pour une consommation totale de 15,5 GWh. Tandis que les ménages ne représenteraient que 34% de la consommation totale, on prévoit qu'ils seront importants pour la viabilité financière du mini-réseau. La ville bénéficie de deux clients potentiels importants, la Regideso et le groupe SOCAM-NT. Ainsi, ces clients pourraient être les plus importants de la future concession de mini-réseau solaire, mais les écoles, un hôpital général, des centres de santé, des hôtels, des boutiques et des moulins seront également des bénéficiaires importants pour lesquels un tarif social devra peut-être être envisagé afin de combiner les objectifs de développement avec un projet financé de manière durable.

CARTE 15 • Carte de la ville de Bumba



Source : Essor

ENCADRÉ 5 - LE STOCKAGE SUR BATTERIE : UNE OPTION VIABLE POUR SOUTENIR L'ACCÈS À L'ÉNERGIE SOUS LA FORME DE MINI-RÉSEAUX ET DE SERVICES DE RÉSEAU

Le stockage sur batterie s'est considérablement développé au cours des dernières années. Des investissements massifs, principalement dans les batteries au lithium-ion (prix actuel des cellules inférieur à 250 USD/kWh), font baisser les coûts, tandis que les développeurs de projets font des progrès permanents dans la conception et la construction de systèmes de stockage personnalisés. Dans le secteur hors réseau, l'acide de plomb a été la principale application des batteries. Cependant, plusieurs autres technologies sont apparues dans le secteur hors réseau où les batteries Zinc Air sont devenues de plus en plus compétitives par rapport aux prix actuels des cellules de 160 à 250 USD/kWh avec des cycles de vie de plus de 10 000 cycles. Les principaux avantages des systèmes de stockage sur batterie sont la flexibilité et la facilité de mise en œuvre qui les rendent de plus en plus attrayants à déployer comme moyen alternatif de source d'électricité. Ceci est principalement dû à sa modularité et à sa capacité à faire face aux changements radicaux dans la production d'énergie renouvelable.

En raison de la tendance actuelle à la baisse des coûts, les mini-réseaux d'énergie propre sous forme d'énergie solaire soutenue par le stockage sur batterie sont devenus non seulement une option viable mais aussi une option à moindre coût pour fournir de l'électricité dans les régions isolées de l'Afrique subsaharienne. Une estimation du coût ajusté pour les mini-réseaux autonomes avec les diminutions actuelles des coûts à partir de 2018 devrait être d'environ 3 000 USD/kW, y compris les coûts d'installation. Avec l'aide du stockage sur batterie, les mini-réseaux d'énergie renouvelable, principalement solaires, peuvent fournir des niveaux de services plus élevés et gagnent du terrain là où l'extension du réseau ou toute autre forme d'approvisionnement énergétique ne constitue pas une alternative rentable et faisable.

Le stockage sur batterie peut également fournir un large éventail de services au réseau tels que la régulation de fréquence, le transfert d'énergie, le renforcement de la capacité d'énergie renouvelable, la gestion de la congestion du transport, etc. selon les besoins du système. Dans le cas de systèmes dont les capacités de réserve sont insuffisantes, la régulation de la fréquence à partir de batteries pourrait permettre d'équilibrer la production et la charge qui doit être assurée par les réserves tournantes. Dans le cas de réseaux fragiles, le stockage sur batterie peut permettre l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes. Pour ce faire, on équilibre la production intermittente en chargeant et déchargeant les batteries pour obtenir un rendement plus stable de ces sources renouvelables.

À long terme, les distributeurs de systèmes autonomes devraient mettre en œuvre des stratégies pour cibler à la fois des marchés faciles d'accès, mais aussi des régions plus éloignées afin de maintenir leurs taux de croissance. Les zones inexploitées du dernier kilomètre, notamment dans la région Centre-Nord, constituent des moteurs de croissance importants. Mais les longues distances, les infrastructures médiocres et la géographie et le terrain difficiles conduisent à « plusieurs RDC » qui constituent des marchés séparés et distincts. Le segment « rural hors réseau » est très difficile à atteindre, avec une couverture téléphonique mobile limitée et un manque d'infrastructures fonctionnelles pour l'argent mobile combiné à un très faible pouvoir d'achat.

La réduction des coûts de la conduite des affaires, le développement de la demande commerciale et l'appui à un financement abordable sont trois domaines clés d'intervention qui favoriseraient la croissance d'un marché de produits dont la qualité a été certifiée. Les subventions et l'élimination garantie des droits et taxes sur les lampes solaires de qualité vérifiée et les systèmes solaires domestiques pourraient réduire les coûts relatifs à la conduite des affaires pour les sociétés éligibles et permettent la rentabilité des projets sans pour autant sacrifier les clients situés au bas de l'échelle économique. Des appels d'offres concurrentiels pour la passation des marchés publics – applicables uniquement aux produits de qualité vérifiée, et la disponibilité de fonds de

4. Vers un plan de système électrique régional adapté à la fragilité

roulement et de prêts à taux réduit permettraient aux fournisseurs d'accéder à des mécanismes de financement plus attractifs. Enfin, les programmes d'éducation des consommateurs qui permettent de différencier les produits « onéreux » de qualité vérifiée des produits concurrents de qualité médiocre, génériques et bon marché, ainsi que l'adoption et l'application de normes par le gouvernement pourraient aider à créer des marchés pour les produits de qualité vérifiés et les protéger du dumping et de la corruption de produits de mauvaise qualité à l'importation.



5 ACCROÎTRE LE RÔLE DU SECTEUR PRIVÉ POUR ACCÉLÉRER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN RDC

5. ACCROÎTRE LE RÔLE DU SECTEUR PRIVÉ POUR ACCÉLÉRER L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN RDC

D'ici 2030, il faudra 4 900 MW de capacité disponible rien que pour maintenir un niveau d'accès à l'électricité de 14% de la population via le réseau existant. Cela se traduit par 8 milliards USD de CAPEX rien que pour la génération. Ce montant ne comprend pas les 230 millions USD pour assurer la maintenance et les réparations. Avec un coût par connexion de 300 USD, le coût de la fourniture d'un accès via les systèmes solaires autonomes à la moitié de la population en 2030 serait d'environ 4 milliards USD.

La SNEL n'a pas été capable d'accroître sa base clients à mesure que la population a cru, avec pour résultat un déficit d'accès important qui ne fait que se creuser ; de plus, la compagnie n'est pas non plus en mesure d'effectuer les investissements nécessaires pour soutenir l'accès futur. La SNEL estime son nombre total de clients à environ 860 000⁴⁸, dont 90% sont considérés comme résidentiels. En moyenne, elle a ajouté 23 000 nouvelles connexions chaque année depuis 2010⁴⁹, beaucoup moins que les 440 000 nouveaux ménages qui s'ajoutent chaque année en RDC depuis 2010⁵⁰. Les clients existants sont principalement concentrés à Kinshasa, dans le Bas Congo et au Katanga, avec très peu de connexions en dehors des provinces du sud, laissant de nombreuses zones très peuplées sans accès.

Améliorer le service pour les clients existants et offrir de l'électricité à 86% de la population actuellement sans accès nécessitera donc une forte participation du secteur privé. Ce chapitre examine le rôle des opérateurs et des financements du secteur privé dans le développement du secteur de l'électricité. Il met en évidence les défis auxquels ces acteurs sont confrontés pour jouer un rôle plus important et examine certains des obstacles juridiques et de gouvernance qui devront être surmontés pour renforcer de manière significative la participation du secteur privé.

5.1. LE SECTEUR PRIVÉ A JUSQU'À RÉCEMMENT JOUÉ UN RÔLE LIMITÉ DANS LE DÉVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN RDC

Après 40 ans de monopole, la SNEL n'est plus le seul opérateur électrique, mais reste de loin le plus important. La SNEL exploite 95% de la capacité installée de la RDC et reste le seul opérateur de transport dans le pays. En 2014, l'adoption de la loi sur l'électricité a modifié le statut juridique de la SNEL en « société commerciale », au même statut que toute autre société opérant dans le pays. Ce changement a effectivement ouvert la voie au secteur privé possédant et exploitant des réseaux distincts à celui de la SNEL.

Le secteur privé - principalement des sociétés minières - a investi pour accroître la capacité du réseau, principalement par le biais de prêts à la SNEL, en évitant les modèles d'investissement traditionnels tels que les producteurs d'électricité indépendants (PEI) et les montages « Build-Operate-Transfer » (BOT). Limitées dans leur production par le manque d'électricité, les sociétés minières ont trouvé divers moyens d'investir dans le secteur de l'énergie. Ils ont principalement financé la réhabilitation ou la construction d'actifs de production et de transport par le biais de prêts à la SNEL. Le plus important de ces projets a financé la réhabilitation des turbines

⁴⁸ Données SNEL de 2016

⁴⁹ COPIREP

⁵⁰ Basé sur des données de population WDI et une taille moyenne de ménage de 5,3 (EDS).

Inga II, la construction du HPP Nzilo II et l'amélioration de la ligne Inga-Kolwezi HV grâce à un crédit de 456 millions USD de la Kamoto Copper Company (KCC) et de Mutanda Mining (toutes deux filiales de Glencore)⁵¹. Au total, les sociétés minières ont accumulé plus d'un milliard de dollars de prêts à la SNEL dans le cadre de projets visant presque entièrement à améliorer l'approvisionnement en électricité de leurs mines. Ils ont également formé des PPP avec les gouvernements provinciaux, tels qu'Enerkac, dans lequel le gouvernement provincial du Kasai Central détient une part de 5%. Les sociétés minières ont construit leurs propres centrales pour alimenter leurs mines, telles que SOKIMO, dont la centrale hydroélectrique de Budana d'une puissance de 11 MW qui fournit l'excédent d'électricité aux villes voisines de Buni et Mongbwalu. Enfin, trois producteurs indépendants vendent de l'électricité aux réseaux SNEL, exploités par Hydroforce, Enerkac et Congo énergie (voir 5 ci-dessous pour une liste des acteurs du secteur privé dans le secteur).

Une augmentation significative des investissements du secteur privé dans le réseau nécessiterait la mise en œuvre du plan de relance de la SNEL, qui pourrait ainsi devenir un acheteur crédible. L'accumulation de crédits provenant des exploitations minières pour financer l'expansion de l'offre de réseau a atteint ses limites. Avec plus de 3 milliards de dollars de dette et des pertes très élevées, la SNEL a un flux de trésorerie négatif et est incapable de réaliser les investissements requis. Cette situation prévaut depuis les années 90, lorsque la SNEL a effectué ses derniers investissements importants dans les actifs de production. Les faibles performances de la SNEL sont liées à un ensemble de facteurs internes tels que des inefficacités opérationnelles, des ressources humaines insuffisantes et une culture de faible performance, qui sont identifiés comme des domaines prioritaires du plan de relance. Cette situation empêche les investissements privés de développer la production sur le réseau, car la SNEL ne peut pas s'engager de manière crédible dans des contrats d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement - PPA). Le chapitre 6 se concentre sur le redressement de la SNEL.

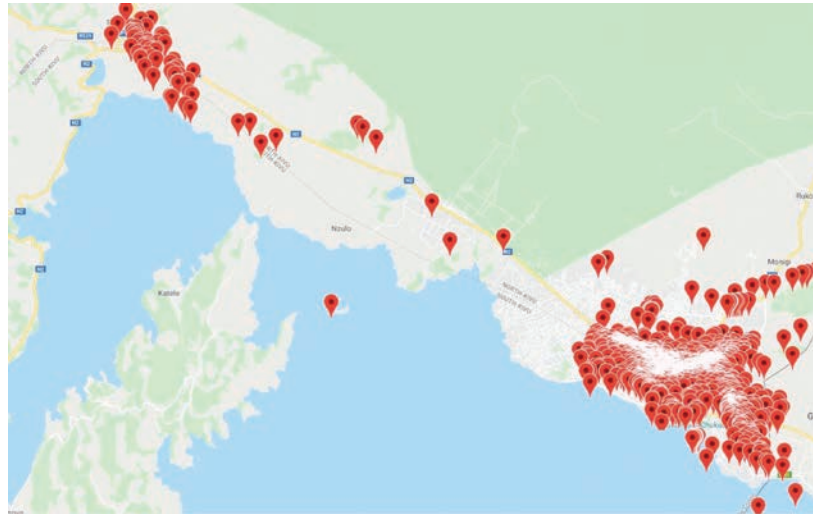
Ces dernières années ont vu l'émergence de réseaux isolés gérés par le secteur privé. Ceux-ci incluent des réseaux isolés gérés par Virunga SARL, fondée par la fondation Virunga du parc national du Virunga, et ont reçu un financement de la part de donateurs pour la construction et l'exploitation de mini-réseaux à Mutwanga avec deux centrales hydroélectriques de 0,38 et 1,35 MW et une autre centrale hydroélectrique de 13,1 MW à Matebe desservant 6 520 clients. Électricité Du Congo (EDC), un autre opérateur de réseau indépendant, a réhabilité la centrale hydroélectrique de Lugundi, d'une puissance de 1,6 MW, et fournit de l'électricité à 400 clients de la ville de Tshikapa. Énergie du Nord Kivu (ENK), un Partenariat Public Privé formé par la société belge STS et le gouvernement provincial du Nord-Kivu, exploite un réseau à Butembo, alimenté par une centrale hydroélectrique de 1,8 MW et desservant 1 500 clients résidentiels. D'autres, comme Proton, ont obtenu des concessions pour l'exploitation de réseaux mais cherchent des financements.

Le secteur de l'énergie solaire hors réseau a également vu l'émergence de sociétés locales et internationales qui voient en ce grand marché souffrant du manque d'infrastructures électriques, un fort potentiel. Altech, une société congolaise distribuant des lanternes solaires et de petits kits solaires individuels, a étendu ses opérations depuis Bukavu dans tout le sud du pays, dans toutes les grandes villes et à Kinshasa depuis sa création en 2013, vendant plus de 170 000 kits solaires. En avril 2019, Altech s'est lancée dans la vente de systèmes autonomes (en partenariat avec Vodacom) à Kinshasa et Goma, avec plus de 300 systèmes vendus à la fin 2019. BBOXX, société britannique comptant plus d'un million de clients dans le monde, a équipé plus de 10 000 clients principalement résidentiels dans les Nord et Sud Kivus, dont la majorité à Goma où sa filiale congolaise a démarré ses activités en 2017. À Kinshasa, elle s'est associée à Orange Énergie et compte plus de 4 000 clients résidentiels. BBOXX s'est implanté à Bukavu en 2019, et a récemment signé un protocole d'entente avec le gouvernement pour électrifier 10 millions de personnes en RDC d'ici 2025. Weast Energy, une société congolaise, est passée d'activités sous contrat EPC (ingénierie, achat et construction) à des clients du secteur public pour une entreprise SSD à des clients privés, axée sur les gros consommateurs et les utilisateurs productifs. L'encadré 6 ci-dessous présente le panorama actuel des acteurs du secteur privé dans le secteur de l'énergie en RDC.

⁵¹ Le FRIPT (Fiabilisation, réhabilitation et renforcement des Infrastructures SNEL de production et de transport) a également bénéficié d'un prêt de la Banque mondiale.

FIGURE 14 • Ménages électrifiés via les systèmes solaires domestiques vendus par BBOXX à Goma

Environ 10 000 foyers électrifiés au moyen de kits BBOXX dans les Kivus



Source : BBOXX

ENCADRÉ 6 • LES ACTEURS PRIVÉS PRÉSENTS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN RDC



Source : Auteurs.
Note : liste non exhaustive

5.2. RENFORCEMENT DU CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE POUR ATTIRER LES OPÉRATEURS PRIVÉS

Pour accélérer le développement des concessions et attirer les investissements et opérateurs privés, une mise en œuvre des réformes juridiques et réglementaires est indispensable. La loi sur l'électricité a été promulguée il y a quatre ans, mais de nombreux décrets d'application doivent encore être mis en œuvre. Les agences de régulation et d'électrification rurale - ARE et ANSER - ont, en principe, des rôles cruciaux à jouer pour appliquer et faire respecter les règles, définir les tarifs, attribuer des concessions et aider les administrations locales à coordonner les efforts d'électrification dans les provinces. Pourtant, ces organisations ne sont pas encore opérationnelles. Entre-temps, le ministère de l'Énergie joue ce rôle dans une certaine mesure, mais l'incertitude réglementaire augmente les risques pour les investissements et diminue l'attrait du secteur pour les investisseurs privés.

Les contradictions du cadre juridique en ce qui concerne la propriété d'actifs existants et nouveaux par l'État ou par les opérateurs doivent être résolues avant que les acteurs du secteur privé prennent le risque d'investir dans des projets de grande envergure. Certains aspects légaux restent ambigus, ce qui dissuade les investisseurs. La réglementation actuelle et l'absence d'une autorité de régulation créent des incertitudes sur certains aspects de la tarification, empêchant ainsi les opérateurs de concevoir des projets viables. De plus, l'attribution et la gestion des concessions restent floues. Le rôle d'octroi de concessions aux opérateurs de réseau est transféré des autorités locales aux autorités nationales si un réseau dépasse les frontières provinciales. Dans le cadre réglementaire actuel, il n'est pas certain que le contrat de concession reste valable, ce qui présente un risque majeur pour les opérateurs existants. De même, le règlement ne définit pas les conditions de compensation des opérateurs lorsque des tarifs sociaux sont en vigueur.

Plusieurs textes juridiques sur la décentralisation⁵² définissant de nouveaux rôles et la répartition des responsabilités entre l'administration centrale et les autorités provinciales ont en fait rendu la situation plus complexe. La prise de décision décentralisée est importante pour accélérer l'accès à l'électricité dans un pays confronté à de grandes disparités entre les régions et des besoins en électricité contrastés. Néanmoins, le processus de décentralisation n'est pas encore terminé. La mise en œuvre d'un système institutionnel partiellement décentralisé pour l'électricité entraîne des conflits et des risques de chevauchement dans l'attribution des concessions. La répartition des ressources financières entre les différents organismes compétents n'a pas été clarifiée et les autorités provinciales n'ont pas actuellement la capacité institutionnelle suffisante pour assumer leurs nouvelles responsabilités, notamment en ce qui concerne l'analyse des propositions de concession.

Les investissements existants et les accords sur lesquels ils reposent, tels que les contrats de concession et les licences, doivent être mis à jour pour se conformer à la nouvelle réglementation. Tant la SNEL que les opérateurs privés existants doivent régulariser leur situation auprès du gouvernement central ainsi que des autorités provinciales. La faible capacité juridique de la SNEL et de ses homologues gouvernementaux rend ce processus difficile. Une mise à jour des accords devrait prendre en compte les futurs systèmes électriques et clarifier ce qui se passe en cas d'interconnexion des réseaux. Les nouveaux accords devraient définir des seuils pour limiter le nombre d'opérateurs sur un même territoire. Ces mesures auront pour effet d'encourager et de rassurer les futurs investisseurs potentiels.

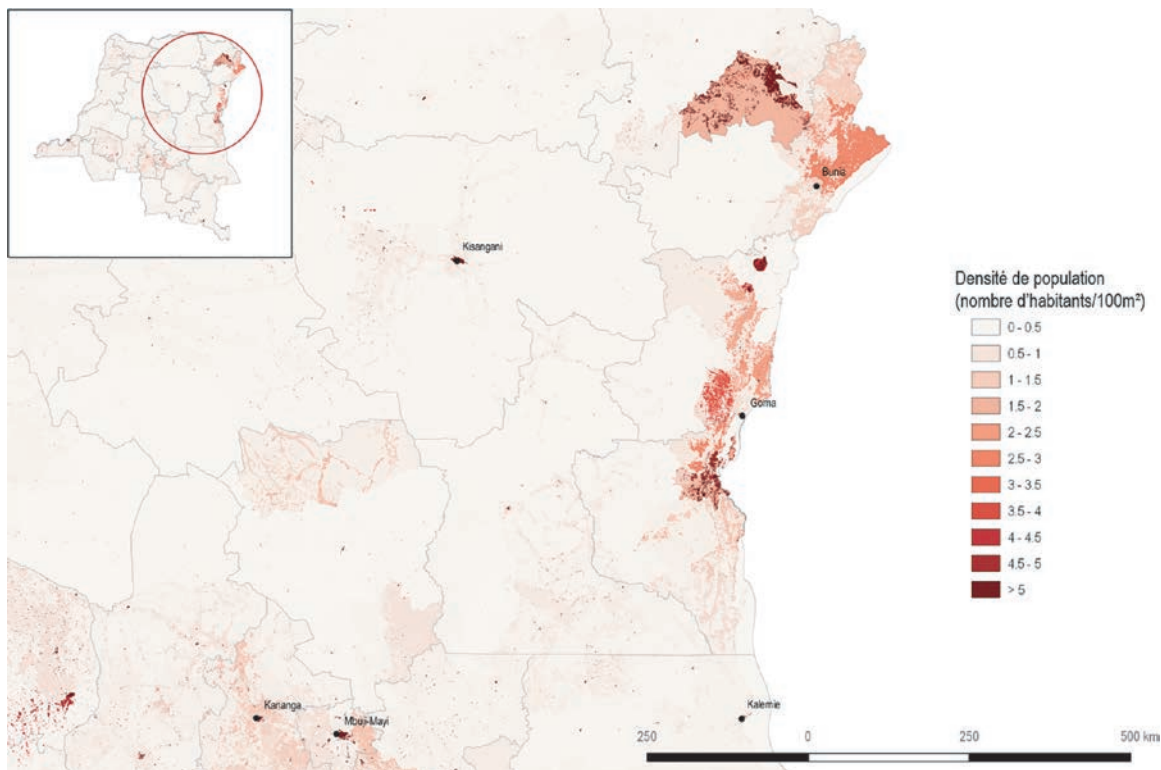
⁵² Loi sur la libre administration des provinces du 31 juillet 2008 ; Loi organique N° 16/001 du 03 Mai 2016 fixant l'organisation et le fonctionnement des services publics du pouvoir central, des provinces et des entités territoriales décentralisées ; Loi organique n° 10/011 du 18 mai 2010 portant fixation des subdivisions territoriales à l'intérieur des provinces ; Loi organique n° 08/016 de 2008 portant composition, organisation et fonctionnement des ETD et leurs rapports avec l'État et la province ; Loi sur la Conférence des Gouverneurs d'octobre 2008

5.3. L'ÉMERGENCE DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES PRIVÉS : LE CAS DE L'EST DU CONGO

L'Est de la RDC fournit peut-être le meilleur exemple du développement de ce secteur de l'électricité libéralisé encore naissant. Le Nord-Kivu, et la ville de Goma en particulier, abrite plusieurs modèles de développement de réseaux pilotés par le secteur privé. Cette région abrite le premier mini-réseau privé du pays et des concessions de distribution privées font concurrence à la SNEL. La région a le potentiel de développer des interconnexions avec le Rwanda voisin et dispose d'un fort potentiel solaire et hydroélectrique. La densité de population et l'activité économique de la région en font une candidate possible pour un réseau interconnecté (carte 16). La rapidité du développement de l'électricité par le secteur privé dépendra de la manière dont les gouvernements provincial et central accompagneront le développement du secteur, notamment en fournissant des règles claires sur les concessions pour protéger les investissements des opérateurs et pour faciliter l'accès au crédit.

L'Est de la RDC est l'une des régions les moins bien desservies du pays (voir carte 16). Le réseau principal de la SNEL est dans un état de délabrement avancé et une grande partie a été détruite par une éruption volcanique. Le service n'est pas fiable. La capacité disponible du réseau est en moyenne d'environ 4 MW, pour une demande estimée à 60,2 MW par la SNEL et à 80 MW par le gouvernement provincial. La ville de Goma, initialement alimentée par une centrale thermique, est désormais connectée aux sites hydroélectriques de Ruzizi I et II via la ligne Bukavu- Goma. Plusieurs autres localités sont reliées à cette ligne, notamment Sake, Kiroche, Shasha, Minova, Bweremana, Bibatama. Le réseau de la SNEL ne s'étend pas au nord de Goma et les centrales thermiques au diesel situées dans d'autres villes du nord de la province, telles que les villes de Butembo, Beni et Oicha, ne sont plus en activité. La SNEL importe également du réseau ougandais pour desservir certaines localités transfrontalières, notamment la localités de Kasindi (Nord Kivu).

CARTE 16 • Densité de population dans l'est de la RDC (habitants / 100 m²), 2015

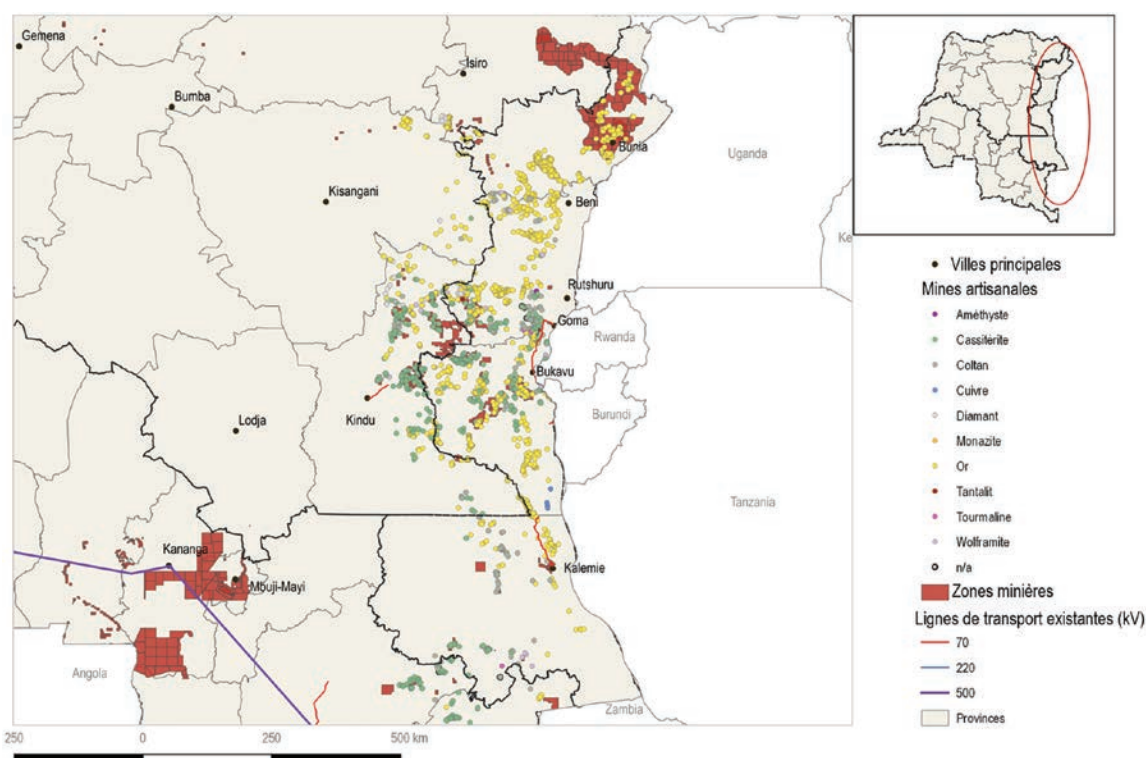


Source : Worldpop

La région pourrait héberger de nombreux réseaux isolés susceptibles de s'interconnecter progressivement pour relier la forte concentration d'activités économiques et de population à la production solaire et hydroélectrique, mais les autorités provinciales devront contribuer à accélérer ce processus par des incitations et une réglementation active. L'Est de la RDC représente environ 20% de la population totale. La densité de population autour de Bunia en Ituri et autour des villes de Goma et Bukavu au Nord et au Sud-Kivu est l'une des plus élevées du pays (carte 3). La région accueille également une activité minière soutenue (carte 17). Le cadastre minier enregistre de vastes zones d'exploitation minière officielle autour de Bunia et du Nord dans le Haut Uélé. La source d'électricité qui alimente actuellement ces mines n'est pas claire, mais leur taille indique une demande importante en électricité. En outre, les images satellites indiquent la profusion d'exploitation minière artisanale d'or, de cassitérite, de coltan et de diamants. Bien que l'échelle de production ne nécessite pas une demande importante en électricité, les revenus de cette activité économique pourraient financer des réseaux isolés pour la consommation des ménages.

Les opérateurs privés se développent en utilisant la demande industrielle et en interconnectant des zones via des accords bilatéraux d'achat d'électricité et des accords financiers. Par exemple, la société privée Virunga SARL compte près de 7 700 clients à Mutwanga, Goma et à Rutshuru. Électricité du Nord-Kivu (ENK), une société privée publique du gouvernement provincial du Nord-Kivu et une société privée STS, possède et exploite une centrale hydroélectrique de 1,8 MW à Butembo et une ligne pour alimenter la ville de Beni. A Beni, l'entreprise Nuru (ex-Kivu Green Energy) dessert 48 clients avec un micro-réseau de 55kW. Les installations industrielles sont utilisées comme clients primaires/d'ancrage dans le but d'apporter une viabilité financière aux réseaux isolés. Par exemple, le mini-réseau alimenté par la centrale hydroélectrique de Mutwanga de 0,4 MW appartenant à Virunga SARL repose de manière substantielle sur l'approvisionnement en électricité de la fabrique de savon SICOVIR à Nzenga. À Goma, les opérateurs privés Virunga SARL, SOCODEE, et tout dernièrement Nuru, ont obtenu des licences pour construire leurs réseaux et concurrencent la SNEL. SOCODEE a financé une ligne MT et transporte 5 MW d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Matebe de 13,1 MW de Virunga SARL pour alimenter son réseau dans la ville de Goma. Tous ces opérateurs se heurtent toutefois à des difficultés pour commercialiser l'énergie disponible car la

CARTE 17 • Activités minières dans la région de l'Est



population n'a pas les moyens de payer les coûts de connexion élevés. Des conflits entre opérateurs ont également éclaté, essentiellement dus à la faible gouvernance et régulation du secteur.

La coexistence de la SNEL et des opérateurs privés dans la région souligne la nécessité d'une planification et d'une coordination aux niveaux central, provincial et local afin de garantir la cohérence du développement du secteur. La concession de production sur le site de Talya Nord a été contestée entre deux opérateurs en raison de concessions concurrentes accordées par le ministère central, d'une part, et la province, d'autre part. Pour la ville de Goma, les entreprises Virunga SARL et SOCODEE ont eu des différends sur les territoires des concessions leur ayant été allouées, alors que la SNEL n'a pas encore régularisé sa concession et que Nuru a récemment obtenu une licence.

Le régulateur aura à jouer un rôle important dans l'établissement des tarifs. Les structures tarifaires approuvées par le ministère de l'Énergie pour les clients SOCODEE permettent à l'opérateur de couvrir ses coûts. Néanmoins, les tarifs sont beaucoup plus élevés que les tarifs payés par les clients de la SNEL et qui sont fortement subventionnés : 0,21 USD / kWh pour les clients basse tension (0,16 USD / kWh pour la moyenne tension) par rapport au tarif moyen de 0,078 USD / kWh pour les clients SNEL. La coexistence de ces différents niveaux de tarifs pourrait être problématique, car les opérateurs sont en concurrence pour les clients et la SNEL ne peut pas facturer des tarifs reflétant les coûts. C'est un rôle important que l'autorité de régulation devra jouer une fois opérationnelle. Cet organisme veillera également à ce que les tarifs appliqués par les opérateurs reflètent des coûts raisonnables. En l'absence de régulateur, ni les autorités centrales ni les autorités provinciales ne sont en mesure de remplir ces rôles.

Au fur et à mesure que de nouveaux opérateurs privés pénètrent sur le marché libéralisé, le rôle de la SNEL changera. Ce rôle dépendra de nombreux facteurs, notamment de la stratégie commerciale et de la capacité d'investissement. SNEL pourrait rester un acteur intégré verticalement, opérant de la production à la transmission et à la distribution dans certains domaines, ou concentrer ses activités sur la production et la transmission. Le réseau de transport récemment rénové est un actif stratégique appartenant à la SNEL, dont l'utilisation peut être maximisée, par exemple en transportant de l'électricité pour des opérateurs privés. La SNEL pourrait également restructurer ses activités dans des centres de coûts et de profit. Une possible restructuration de SNEL doit être guidée par le nouveau rôle que l'opérateur jouera à l'avenir.



6

RÉFORMER L'OPÉRATEUR NATIONAL, LA SNEL, EN FAVEUR D'UN SECTEUR ÉNERGÉTIQUE PLUS DURABLE : UN PLAN À COURT ET À MOYEN TERME

6. RÉFORMER L'OPÉRATEUR NATIONAL, LA SNEL, EN FAVEUR D'UN SECTEUR ÉNERGÉTIQUE PLUS DURABLE : UN PLAN À COURT ET À MOYEN TERME

Ce chapitre examine les mesures les plus critiques à court et à moyen terme qui ont été identifiées parmi les efforts plus vastes demandés dans le cadre du plan de redressement de la SNEL et qui revêtent une importance structurelle pour l'amélioration des performances du service public d'électricité. La SNEL fait l'objet d'un plan de redressement destiné à réformer en profondeur le service public d'électricité et à le préparer à faire face à la concurrence dans un secteur de l'électricité libéralisé. Le changement au sein de la SNEL a été lancé en 2008 avec la mise en œuvre d'un programme de réhabilitation prioritaire, suivi de la signature en 2012 d'un contrat de performance sur cinq ans entre la SNEL et le gouvernement de la RDC, sous la supervision du ministère du Portefeuille et de son unité technique, le COPIREP. Le contrat de performance établissait des engagements mutuels visant à améliorer la performance du service public d'électricité et à augmenter la contribution financière du gouvernement au développement du secteur. Malheureusement, il n'a pas produit les résultats attendus et a expiré en 2016. La SNEL a également sollicité une assistance technique et a signé un contrat de services avec Manitoba Hydro International (MHI) en 2015. En novembre 2017, le conseil d'administration de la SNEL a approuvé une note d'orientation stratégique pour la période 2018–2020 qui réaffirme l'ambition du service public de se redresser. Le plan de redressement s'articule autour de trois objectifs clés : (i) entretenir, réhabiliter et renforcer les capacités de production, de transport et de distribution d'électricité du service public d'électricité, (ii) assurer le redressement financier de la SNEL et retrouver un solde en équilibre, et (iii) rationaliser les processus et renforcer les systèmes de gestion, ce qui conduirait à un service public d'électricité plus durable et compétitif.

6.1. LES DIFFICULTÉS FINANCIÈRES DE LA SNEL PROVIENNENT, EN GRANDE PARTIE, DE SA FAIBLESSE COMMERCIALE

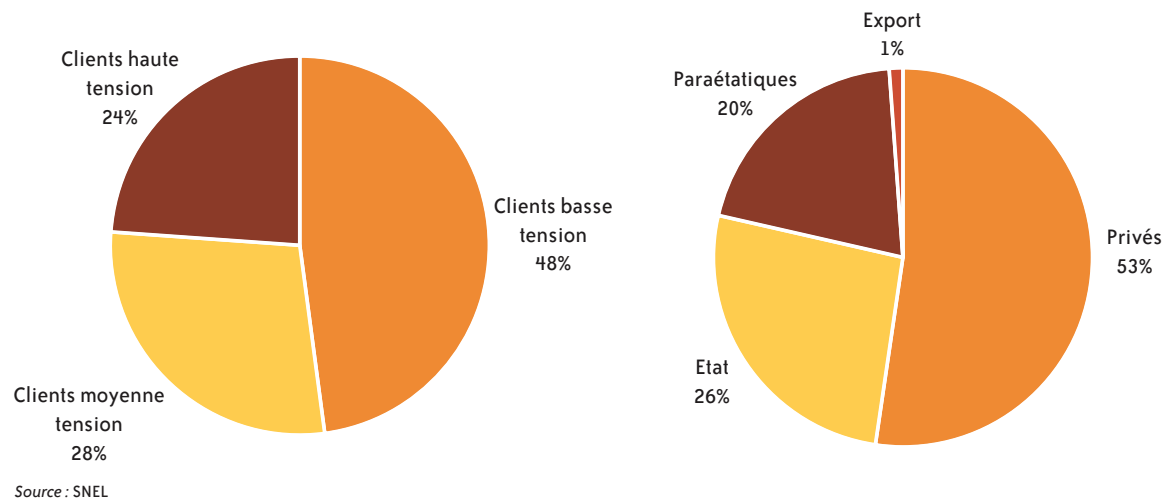
Puisque seuls quelques éléments du plan de redressement ont été mis en œuvre, la SNEL n'est toujours pas en mesure de concilier l'électricité livrée à ses clients, les recettes de ses ventes, et les entrées de trésorerie générées par leur recouvrement. La vétusté des équipements de distribution et l'absence de compteurs déployés à grande échelle empêchent la SNEL de suivre avec précision l'électricité au-delà de son réseau haute tension et de facturer l'électricité livrée aux clients. Parallèlement, la fraude est généralisée et prend la forme de raccordements illégaux, de fausses factures et de pertes dans le recouvrement des paiements. En conséquence, on estime qu'environ 50% de l'énergie produite par la SNEL n'est pas valorisée financièrement et ne se traduit pas par des flux de trésorerie.

La SNEL n'est pas en mesure de quantifier la quantité d'électricité livrée à environ 99% de sa clientèle. Actuellement, seuls 19% des clients BT et 90% des clients MT disposent de compteurs. 86% des clients BT sont facturés mensuellement sur une base forfaitaire, quel que soit leur réel niveau de consommation d'électricité⁵³. Cependant, la loi interdit désormais la facturation forfaitaire, et la SNEL doit maintenant installer des compteurs pour tous ses clients⁵⁴, ce qui facilitera grandement les pratiques de facturation. Une campagne d'installation de compteurs classiques et a prépaiement pour 22 900 nouveaux raccordements a été conduite dans les quartiers de Kimbanseke et de Kisenso à Kinshasa.

⁵³ Direction SNEL, 2020

⁵⁴ SNEL

FIGURE 15 • Répartition des défauts de paiement par segment de clients en, 2018



De plus, les raccordements à l'électricité se font par parcelle, chacune comportant plusieurs clients, mais en raison de l'absence de compteurs individuels, la consommation réelle est inconnue. Les zones d'habitation à croissance rapide ont pris de court la planification urbaine et créent des zones d'habitat informel qui ne sont pas connectées aux services de base. Cette situation complique l'expansion des raccordements résidentiels par la SNEL et a ouvert la voie aux raccordements illégaux et partagés. Il est estimé qu'environ 6 millions de personnes basse tension bénéficient de raccordements illégaux. L'incapacité de la SNEL à suivre la consommation au niveau des ménages aboutit à une facturation à prix fixe et à l'émergence dans certains secteurs de « distributeurs secondaires » qui vendent de l'électricité à plusieurs utilisateurs finaux à partir d'un raccordement unique.

La facturation est incomplète et le recouvrement des factures très faible. En moyenne, la SNEL ne facture pas un client sur quatre et ne récupère que 60 cents sur chaque dollar qu'elle facture. Les taux de recouvrement des factures vont de 89% pour les clients haute tension à 70% pour les clients moyenne tension, et sont de 51% pour les clients basse tension. Le segment des clients basse tension représente 48% des défauts de paiement, suivi de 24% pour les clients haute tension, et de 28% pour les clients moyenne tension. Si les clients privés représentent 53% des impayés, l'Etat et les agences/établissements paraétatiques représentent 46% des défauts de paiements en 2018. (Figure 15). L'absence de compteurs au niveau des utilisateurs finaux empêche la SNEL de couper le courant en cas de défaut de paiement. L'opportunité d'initier un pilote pour sous-traiter les activités de facturation et de recouvrement à un opérateur privé, en commençant par exemple par la région de Kinshasa (périmètre restreint dans un premier temps) pourrait être analysée par la SNEL et pourrait permettre d'évaluer l'impact sur les recettes et les pertes commerciales.

Compte tenu des interférences de l'Etat dans la gestion de l'entreprise, certains clients (« ayant-droits ») – pourtant facturés – ne paient pas et continuent d'être approvisionnés en électricité. Les entreprises d'Etat et le gouvernement comptent parmi les plus mauvais payeurs de la SNEL. À fin 2011, le gouvernement et 27 entreprises d'Etat ont accumulé près d'un milliard USD d'impayés dus à la SNEL. Depuis lors, ils ont accumulé 191 millions USD supplémentaires, répartis à parts égales entre l'Etat et les entreprises d'Etat. La Regideso, Gecamines et la SNCC représentent 72% de la dette depuis 2017. Ces entreprises bénéficient toutefois d'un service fiable grâce à une fourniture prioritaire imposée de facto à la SNEL, au détriment des autres clients.

Le contrat de performance conclu entre le GdRDC et la SNEL n'a pas permis de réduire durablement les arriérés. Selon les conclusions de l'audit réalisé par Deloitte et conformément au décret n°12/031 du 2 octobre 2012 sur le passif de la SNEL, les créances de la SNEL sur d'autres entreprises d'Etat devraient être converties en participation au capital de ces compagnies. À ce jour, le processus a été interrompu et aucune action n'a été entreprise par le

gouvernement. Bien que la consommation des institutions et bénéficiaires publics soit soumise chaque mois à l'approbation du ministère du budget, ces créances restent pour la plupart impayées.

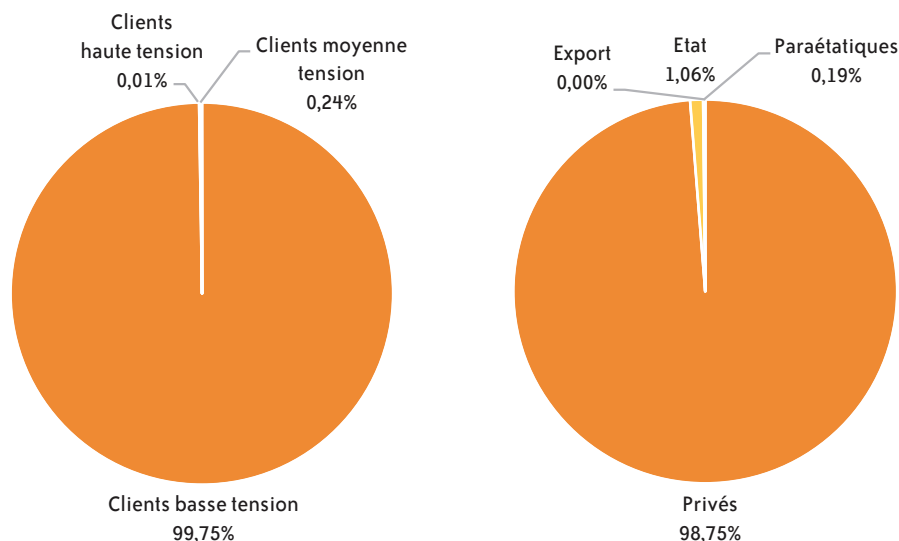
Entre-temps, au-delà de son réseau haute tension, l'absence de compteurs et d'équipement de suivi sur les systèmes de distribution empêche la SNEL d'optimiser ses flux d'énergie et d'identifier en temps réel les goulots d'étranglement et les dysfonctionnements. Les activités d'acheminement reposent sur des informations ascendantes, venant des équipes d'exploitation et de maintenance qui travaillent sur le terrain. Ces équipes sont composées en grande partie de travailleurs journaliers non spécialisés, qui n'ont aucune incitation à travailler correctement et à suivre les meilleures pratiques d'opération et de maintenance (O&M). Dans l'ensemble, le nombre de travailleurs journaliers est en augmentation constante et dépasse 2 300 personnes en 2017.

La piètre qualité de service nuit aux relations de la SNEL avec les clients et a multiplié les cas de non-paiement et de fraude. À mesure que la qualité du service se détériore, les clients de la SNEL sont de moins en moins enclins à payer. Cette situation crée un cercle vicieux, ce qui exacerbe l'incapacité de la SNEL à investir dans la réhabilitation et la modernisation des actifs productifs, et dégrade encore la fiabilité des services. La relation de la SNEL avec ses clients HT et MT constitue un facteur majeur de sa viabilité financière. Ces deux segments de clientèle ne représentent ensemble que 0,25% des clients de la SNEL, mais 76,4% de ses recettes (Figure 16 ; Figure 17). Le fait de garantir leur satisfaction pourrait assurer des flux de trésorerie à court terme. Néanmoins, les clients BT représentent 99,75% des clients de la SNEL. Moins volatiles, ils devraient représenter le noyau principal de la clientèle de la SNEL à long terme. La minimisation des défauts de paiement et de la fraude constitue une priorité pour ce segment de clientèle.

6.2. RÉTABLIR LA SANTÉ FINANCIÈRE DU SEGMENT DISTRIBUTION DE LA SNEL POUR SÉCURISER LES RECETTES

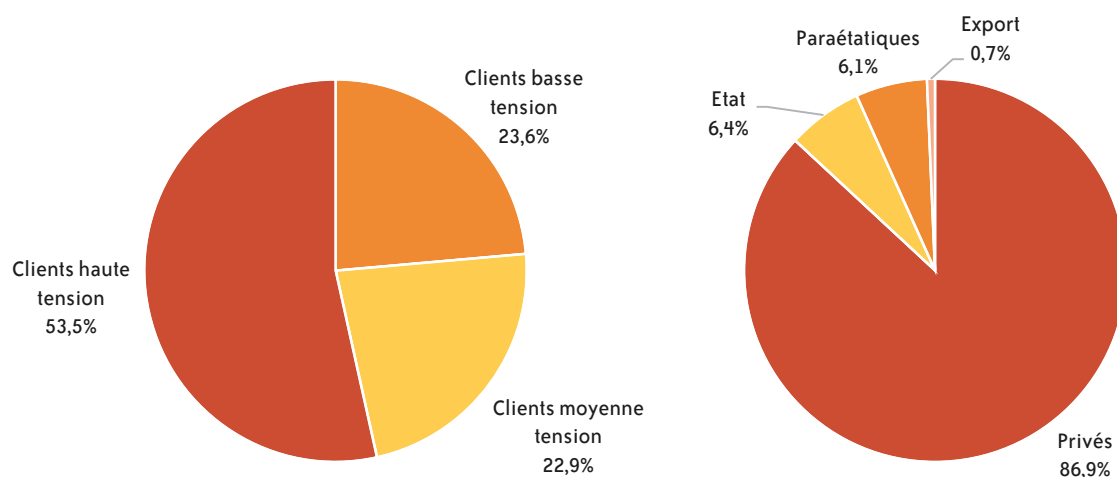
Dans un contexte de trésorerie limitée et de capacités d'investissement contraintes, la SNEL doit étudier chaque investissement en termes de rentabilité pour l'entreprise. La SNEL a ainsi identifié une enveloppe de 1,3 milliard USD d'investissements non prioritaires dont l'impact sur sa viabilité n'a pas été évalué. Cependant, son endettement actuel ne permet pas un tel investissement. Le plan de redressement a identifié des investissements

FIGURE 16 - Typologie des clients de la SNEL, 2018



Source : SNEL

FIGURE 17 • Ventes en valeur (USD) par type de clients, 2018



prioritaires en vue d'améliorer l'efficacité opérationnelle et la performance commerciale de la SNEL pour un total d'environ 329 millions USD (Tableau 10). Ces investissements visent à accroître la capacité de la SNEL à recouvrer les recettes plutôt qu'à élargir la base de sa clientèle.

Du côté des investissements, le plan de redressement de la SNEL se concentre sur la réhabilitation du réseau de distribution de Kinshasa et la modernisation des systèmes commerciaux. Kinshasa est le noyau de la base de la clientèle de la SNEL avec 1 300 raccordements officiels en moyenne tension et 512 000 en basse tension. Le système a été mis à l'épreuve avec le vieillissement de l'infrastructure et la demande supplémentaires imposées par une population croissante. La réhabilitation des réseaux de distribution existants à Kinshasa et dans ses environs constitue une priorité urgente pour éviter un effondrement du système. Certains travaux de réhabilitation des

TABLEAU 10 • Investissements prioritaires visant à élargir l'accès à l'électricité et à rétablir la fiabilité de l'électricité à Kinshasa

Investissements	Millions USD
Électrification de 75 villes dans les zones périphériques de Kinshasa pour raccorder 250.000 nouveaux clients	127
Installation de compteurs prépayés	118,7
Réhabilitation de postes	29,5
Achat de pièces de rechange pour des équipements stratégiques	18
Construction de nouveaux postes	16,5
Réhabilitation du réseau BT en 6 « CVS » ⁵⁵	6
Modernisation du centre de répartition de la distribution	4
Recrutement d'équipes de maintenance avec des outils et équipements appropriés	3,9
Suppression de postes séparés	3,65
Achat d'outils	2
TOTAL	329,250

Source : MHI, SNEL

⁵⁵ CVS signifie « Centres de Vente et de Service »

cabines et des lignes basse tension de Kinshasa et le remplacement de disjoncteurs ont récemment commencé à Kinshasa mais sont largement insuffisants. Les investissements visant à renforcer la fiabilité et la stabilité du réseau constituent une autre condition préalable à l'amélioration de la qualité du service dans la région de Kinshasa. L'ajout de postes, la modernisation de la répartition de la distribution, l'installation de compteurs, la passation de marchés pour les pièces de rechange des équipements stratégiques et la suppression de cabines d'antennes contribueraient à une meilleure optimisation des flux de puissance et à une sécurité accrue du système. Le déploiement généralisé de compteurs prépayés pour les clients basse tension limiterait les fraudes et les transferts d'argent liquide avec pour objectif ultime d'accroître les revenus de la SNEL. Cela implique toutefois un système de soutien informatique robuste dont la mise en œuvre a subi des retards importants. Ces investissements permettraient à la SNEL d'élargir la base de sa clientèle dans la périphérie de Kinshasa et de raccorder environ 225 000 nouveaux clients. Certains investissements de fiabilisation et de renforcement des équipements du réseau ont été réalisés dans le cadre du projet PMEDE incluant notamment l'installation de cabines de décharge, l'assainissement de canalisations, le renforcement de puissances installées de 6 sous-stations et de 2 postes. Ces investissements doivent aboutir à une amélioration de la qualité de service, notamment pour les clients pour lesquels il est prévu une augmentation du recouvrement des créances.

Outre les investissements dans la distribution, l'amélioration de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures et des équipements permettrait d'améliorer la fiabilité du service. La sécurisation des ressources financières de l'exploitation et de la maintenance grâce à une allocation budgétaire suffisante et à des processus de dépenses efficaces (y compris la délégation locale de la gestion du budget d'exploitation et de maintenance) est essentielle afin de garantir que les investissements produisent leurs effets tout au long de leur cycle de vie. Un contrat de maintenance pour les lignes de transmission HT est en cours de signature. Les fonds de la BEI ainsi que les paiements mensuels de la SNEL sont détenus sur un compte séquestre au Luxembourg. Pendant 5 ans, l'opérateur de maintenance aura la responsabilité de mettre en place un programme de maintenance annuel et de former le personnel de la SNEL.

Les investissements physiques doivent aller de pair avec le recrutement et la formation de personnel suffisant dans les domaines de compétence touchés par une pénurie importante de personnel qualifié, notamment en matière de gestion de réseau, d'exploitation et de maintenance, d'I&T, ainsi qu'en matière d'automatisation et de protection. Le capital humain de la SNEL atteignait 6616 employés et 2500 travailleurs journaliers en 2017. Le nombre de clients facturés par agent reste inférieur au seuil de 120 à 150 fixé dans le contrat de performance et était de 67 (travailleurs journaliers compris) en 2017. À titre de comparaison, la Compagnie ivoirienne d'électricité (CIE) se situait au seuil de 342 clients par agent à la fin de 2016. La modernisation du centre de formation de Sanga et la promotion des principaux postes à pourvoir en vue d'attirer de nouveaux talents amélioreraient la productivité et la performance opérationnelle.

En outre, le recouvrement des factures non payées par le gouvernement et les sociétés d'État est essentiel pour rétablir la santé financière de la SNEL. La mise en place d'une structure budgétaire ou tarifaire prévoyant des subventions à ces institutions pourrait être envisagée, étant donné que certaines d'entre elles fournissent des services stratégiques et essentiels et ne peuvent tout simplement pas payer. Le renforcement de l'efficacité énergétique dans les principales sociétés d'État devrait constituer une priorité car cela réduirait la consommation d'énergie et rendrait les factures plus abordables.

6.3. CHANGER LES ATTITUDES ET LES COMPORTEMENTS

La réussite du plan de redressement nécessite un changement d'attitude des clients et un changement de comportement des employés. Dans un environnement plus concurrentiel, la SNEL doit passer du statut de fournisseur d'électricité intégré à celui de gestionnaire d'énergie et de société de vente/commerciale. Ce changement de rôle implique une transformation majeure en termes de culture et de gouvernance en vue de

devenir une entreprise plus centrée sur le client et axée sur les résultats. Un leadership fort et un engagement continu de la part de la direction de la SNEL permettraient d'encourager cette transformation. Néanmoins, le changement de comportement des employés doit aller de pair avec un changement des habitudes des clients. La mesure de la consommation et la sécurisation des paiements auront un impact significatif sur les caractéristiques de la demande et permettront de modifier des pratiques non durables très répandues telles que la cuisson à l'électricité.

Même si le prépaiement via des plates-formes de paiement modernisées (avec une application mobile, etc.) peut écarter les agents de collection intermédiaires, les clients doivent ressentir une amélioration de la qualité de service, faute de quoi leur attitude à l'égard du paiement ne changera pas. Le processus de recouvrement des créances via des « CVS » a favorisé les transactions monétaires directes qui empêchent la SNEL d'assurer un suivi fiable des ventes et d'obtenir des états de rapprochement des comptes précis. Ce processus a été géré par des travailleurs journaliers et opérant en rotation ou par les personnels non spécialisés de la SNEL, qui dans les deux cas n'ont jamais bénéficié d'une formation commerciale. La sécurisation du recouvrement des factures au moyen de transactions électroniques basées sur la consommation d'électricité réelle améliorera l'expérience du client et réduira le ressentiment des clients qui paient un prix fixe pour un service médiocre.

Une campagne de communication peut aider à expliquer les efforts déployés par la SNEL et à rétablir une relation client saine. Cette campagne devrait décrire les efforts fournis en vue d'améliorer le service et la fiabilité, et devrait se concentrer sur quelques messages clés testés par des groupes témoins. Elle pourrait également chercher à s'adresser à différents publics, notamment ceux des secteurs public, résidentiel et industriel, et pourrait offrir des conseils en matière d'économie d'énergie afin de permettre aux clients de faire partie de la solution.

Les changements requis au sein de la SNEL rencontreront une forte résistance. La gestion du changement n'a pas été incluse dans la mise en œuvre du plan de redressement jusqu'à présent. Une campagne interne de gestion du changement expliquant les réformes et leurs avantages pour les employés est essentielle afin d'obtenir l'adhésion de ces derniers. De plus, le renouvellement en profondeur du capital humain par le biais d'un processus transparent et concurrentiel peut également appuyer le changement des habitudes de travail et des pratiques de gestion.

Un effort important en faveur des politiques de ressources humaines est nécessaire pour promouvoir la satisfaction des employés par le biais de programmes de formation renouvelés et de rotations de postes. La gestion des ressources humaines a été négligée pendant des années, victime d'intérêts particuliers et d'une mauvaise gouvernance. La formation du personnel ne correspond pas aux besoins opérationnels de la société. Le personnel de la SNEL est âgé en moyenne de 52 ans et le gel des embauches ces dernières années a empêché tout renversement de la pyramide. Il n'existe pas de plan de carrière clair permettant au personnel d'acquérir des compétences et de se spécialiser. Les affectations opérationnelles qui impliquent dans la plupart des cas des conditions de travail difficiles sans incitation financière ne sont pas attractives. Les nouveaux recrutements devraient rechercher en priorité des compétences techniques, commerciales et administratives spécifiques (finances, IT) afin de combler le déficit de compétences actuel qui entrave la mise en œuvre effective du plan de redressement. Les principales priorités de l'entreprise devraient conduire à la refonte du programme de formation et à l'adaptation des grilles de salaires pour que le personnel reste motivé et engagé. Le fait de promouvoir les interactions et les synergies entre les équipes pour éviter de travailler de manière cloisonnée faciliterait la mobilité du personnel et améliorerait considérablement les performances de la société.

ENCADRÉ 7 • PRINCIPALES CONCLUSIONS DE L'AUDIT TECHNIQUE ET FINANCIER DU CONTRAT DE PERFORMANCE ET DU CONTRAT DE SERVICES AVEC LA SNEL

La première phase de la stratégie de redressement de la SNEL était structurée autour de 3 contrats : contrat de performance entre la SNEL et le GdRDC, contrat de services entre la SNEL et le MHI et contrat d'audit technique et financier mené par Deloitte. L'audit a permis de conclure que le niveau général d'exécution du plan de redressement demeure insuffisant par rapport au calendrier de redressement et aux attentes des différentes parties prenantes. Les principales activités considérées comme formant un facteur de réussite essentiel pour le redressement de la SNEL ne sont pas encore achevées (appropriation du plan de redressement par la direction générale et le personnel, mise en place du comité de pilotage, mise en œuvre d'une gestion axée sur les résultats, gestion du changement, plan directeur TIC). Les experts de MHI sont restés immergés dans les tâches quotidiennes au détriment des activités de transformation et de redressement de l'entreprise. Des lacunes ont été notamment relevées dans les activités liées à la passation des marchés, aux IT et aux RH. S'agissant du contrat de performance, aucun résultat significatif n'a été obtenu en ce qui concerne les engagements du GdRDC tandis qu'environ 70% des engagements de la SNEL ont été respectés. Les principaux engagements non atteints concernent le lancement du processus de compensation des créances et des dettes interentreprises, la réforme du système de contrôle des paiements de consommation pour les clients du secteur public, la restructuration du bilan et le règlement de la dette, ainsi que la collaboration pour le contrôle de la consommation d'électricité entre la SNEL et les clients du secteur public.



7 AFIN DE FOURNIR UN SERVICE D'ÉLECTRICITÉ FIABLE ET D'ÉTENDRE L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN RDC, LES OPÉRATEURS ONT BESOIN DE CAPITAUX ABORDABLES ET DE TARIFS SUSCEPTIBLES DE COUVRIR LES COÛTS

7. AFIN DE FOURNIR UN SERVICE D'ÉLECTRICITÉ FIABLE ET D'ÉTENDRE L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ EN RDC, LES OPÉRATEURS ONT BESOIN DE CAPITAUX ABORDABLES ET DE TARIFS SUSCEPTIBLES DE COUVRIR LES COÛTS

Le présent chapitre examine les raisons pour lesquelles l'élargissement du crédit et des capitaux à faible intérêt pour les opérateurs privés est essentiel pour la fourniture d'électricité à des coûts abordables pour les clients. Le gouvernement et les institutions financières internationales (IFI) ont un rôle important à jouer dans la collaboration avec les banques commerciales locales pour offrir des financements attractifs.

Ce chapitre explore également le rôle de la renégociation des tarifs régulés dans le rétablissement de la santé financière de la SNEL et sa capacité à effectuer des investissements à l'avenir. Il examine également le rôle du réexamen des dettes de la SNEL dans la réduction du poids de la dette qui restreint ses flux de trésorerie.

7.1. L'ÉLARGISSEMENT DU CRÉDIT ET DES CAPITAUX À FAIBLE INTÉRÊT POUR LES OPÉRATEURS PRIVÉS EST ESSENTIEL POUR LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À DES COÛTS ABORDABLES POUR LES CLIENTS

Les opérateurs privés fixent leurs propres tarifs qui ne sont actuellement pas réglementés de manière ad hoc. Chaque opérateur convient d'un tarif avec le Ministère de l'Énergie ou l'autorité provinciale. Par exemple, dans la zone de Goma dans le Nord Kivu, Virunga SARL prélève 21 cUSD/kWh (hors taxe), tout comme SOCODEE pour les clients BT et 16 cUSD/kWh pour la MT. Dans le même temps, les offres des opérateurs de systèmes individuels tels que BBOXX vont de 17 USD à 100 USD par mois pour un service d'électricité résidentiel⁵⁶.

L'accessibilité financière est un souci majeur pour les opérateurs privés des réseaux isolés qui cherchent à raccorder de nouveaux clients. Les coûts de raccordement sont souvent très élevés pour de nombreux ménages, les PME et les institutions du service public telles que les hôpitaux et les écoles. Pour franchir cet obstacle, les opérateurs privés ont commencé à proposer des prêts à court terme aux utilisateurs finaux pour faciliter le paiement des frais de raccordement. Pendant ce temps, les solutions hors réseau permettent d'adapter le niveau du service aux besoins et aux moyens des clients. Les distributeurs doivent fournir des solutions flexibles de paiement PAYGO pour permettre aux clients d'étaler sur une période maximale de généralement 2 ans les paiements pour l'équipement.

Dans l'objectif d'étendre leurs services de prêts ou simplement pour financer les dépenses d'investissement, les opérateurs privés des réseaux isolés ont besoin d'accéder à des moyens de financement attractifs, actuellement limités en RDC. Les opérateurs privés font face à des coûts très élevés et à des délais de remboursement très courts pour les prêts auprès du secteur des banques commerciales. La maturité de la majorité des emprunts n'excède pas 1 an, et les taux d'intérêts atteignent 2 chiffres. Ces hauts coûts financiers sont répercutés sur les consommateurs, ce qui ralentit la croissance de l'accès. Les banques locales (qui collaborent déjà avec Virunga et EDC/STS respectivement) sont soumises à des contraintes de liquidités et ne sont pas en mesure de fournir des prêts abordables à long-terme. Pendant ce temps, les distributeurs hors réseau dépendent de l'accessibilité du

⁵⁶ Ces informations sont susceptibles d'avoir changé depuis.

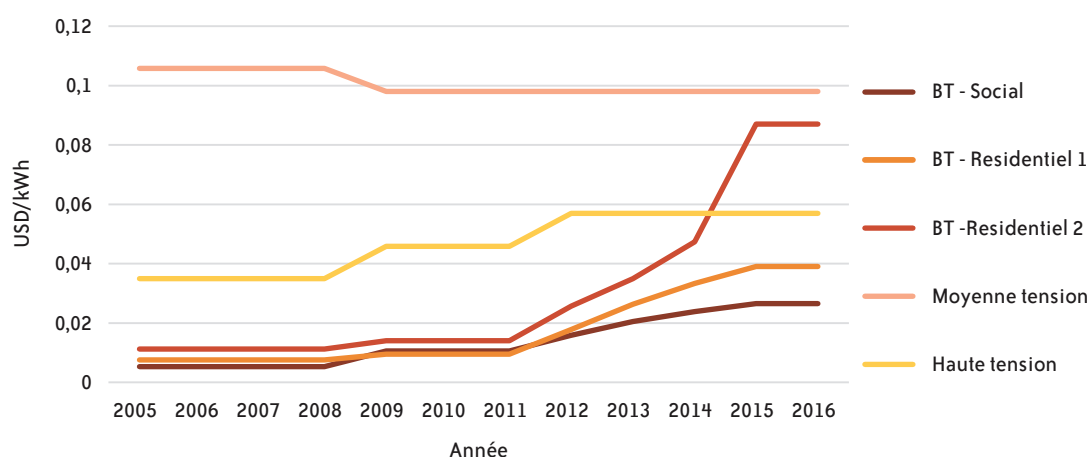
capital pour pouvoir offrir des solutions PAYGO aux consommateurs. Ce modèle commercial dépend grandement des capitaux car il requiert un versement initial pour l'équipement, pour lequel le paiement du consommateur est échelonné sur des mois ou des années.

Le gouvernement et les IFI peuvent permettre la promotion de l'accès aux financements locaux à petite échelle pour les acteurs du marché. Ils peuvent impliquer les institutions financières dans les programmes relatifs au marché. Ils peuvent également fournir des incitations et des mécanismes financiers ciblés qui soutiennent le marché sans le fausser. Le gouvernement pourrait offrir des subventions aux opérateurs des réseaux isolés et aux entreprises hors réseau afin qu'ils étendent leur réseau de distribution aux clients résidentiels dans des zones prioritaires. Pour combler les lacunes relatives à l'accessibilité financière, cela peut se faire grâce à l'établissement d'un fonds d'électrification offrant des subventions aux opérateurs sur la base de leurs résultats pour chaque ménage qu'ils raccordent. Les financements en capital à travers des prêts concessionnels à long-terme peuvent également compléter les fonds propres des promoteurs pour les projets de production, de transport et de distribution d'électricité. Les lignes de crédit auprès des banques commerciales et des institutions de micro finance peuvent également faciliter l'introduction de liquidités pour la fourniture de prêts pour aider à financer les dépenses d'investissement. Étant donné que certains opérateurs font face à des difficultés pour lever le capital de démarrage, un soutien pourrait être fourni pour les travaux de préparation tels que les études de pré-faisabilité et de faisabilité, ainsi que l'évaluation des ressources. Par ailleurs, un appui technique aux banques pour une meilleure compréhension du secteur peut aider à leur donner envie d'offrir des prêts. Enfin, des concessions pour l'électrification peuvent être établies et mises aux enchères pour le soumissionnaire nécessitant la somme la moins élevée pour subventionner l'investissement initial.

7.2. LA RENÉGOCIATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS ET LA RÉDUCTION DU POIDS DE LA DETTE DE LA SNEL SONT ESSENTIELLES POUR RÉTABLIR SA SANTÉ FINANCIÈRE ET RETROUVER SA CAPACITÉ D'INVESTISSEMENT

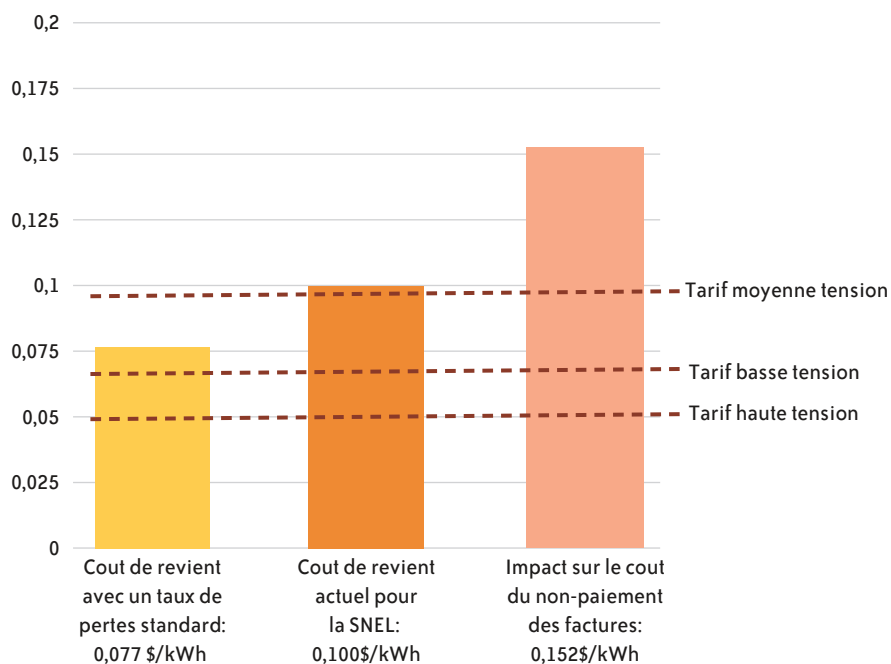
Contrairement aux opérateurs privés qui définissent leurs propres tarifs, les tarifs de la SNEL ont été définis par l'État. En théorie, avec pour objectif le recouvrement des coûts. En pratique, cependant, le tarif de base n'a pas été révisé depuis 2009. Les tarifs sont définis selon le décret ministériel n°005/CAB/MIN-ECONAT&COM/2009 de mars 2009 selon les coûts standardisés. Ils ne sont révisés que pour refléter l'inflation, mais ne sont pas réajustés pour refléter les changements au niveau des coûts (Figure 18). Le tarif moyen effectif est d'environ 7,7 cUSD/kWh.

FIGURE 18 • Évolution des tarifs de la SNEL, 2005–2016



Source : SNEL, présentation DEC, Assises de l'Électricité

FIGURE 19 • Comparaison du coût par kWh pour la SNEL par type de clients



Source : SNEL

Sous le régime tarifaire actuel, la SNEL déclare que les tarifs n'ont pas pu couvrir les coûts, l'exploitation et la maintenance, le développement du secteur et les fonds de roulement. La SNEL perd actuellement 50 cents sur chaque kWh produit à cause du non-paiement des factures (Figure 19). Si ces pertes commerciales étaient réduites grâce à une migration vers une facturation au compteur basée sur la quantité plutôt qu'une facturation forfaitaire, les tarifs devraient pouvoir au moins couvrir les coûts. Une proposition tarifaire tenant compte de « la vérité des prix, la non-transférabilité des charges et l'égalité de traitement de toute la clientèle » a été transmise par la Direction générale de la SNEL à l'administration compétente en mai 2019 sans suite donnée à ce jour.

Les tarifs miniers en particulier pourraient être fixés à un niveau plus élevé si la SNEL était autorisée à négocier directement avec chaque entreprise. Les clients HT payent actuellement un tarif de 5,9 cents/kWh pour l'énergie achetée à la SNEL (Figure 19). Or, nombre d'entre eux payent déjà 10 cents/kWh pour importer de l'électricité, et plus du double de ce montant pour de l'électricité issue de générateurs diesel. Le principe de négociations libres des tarifs pour les gros clients et les comptes éligibles doit être inscrit dans la loi pour permettre à la SNEL de négocier ses tarifs directement avec les clients du secteur minier.

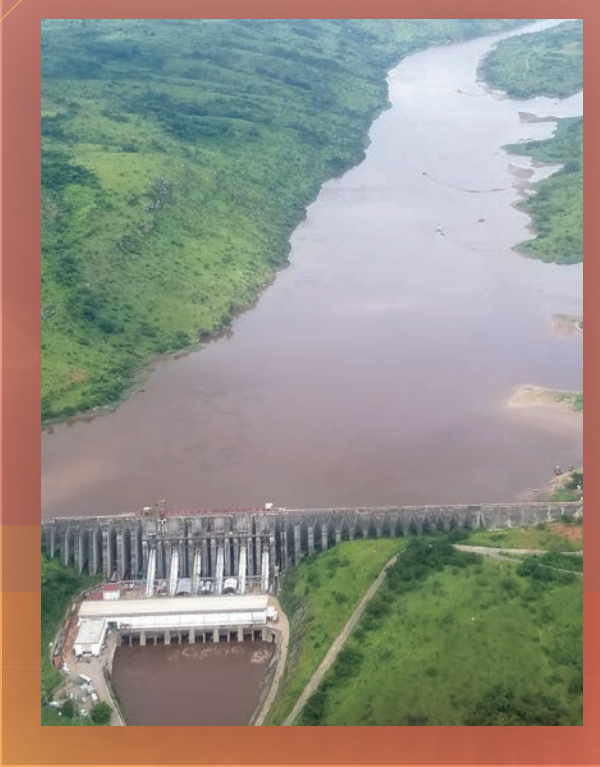
Une fois que l'autorité de régulation sera créée et active, elle jouera un rôle clé dans le processus de définition des tarifs. Le régulateur proposera pour adoption par décret interministériel des ministères de l'Économie et de l'Électricité « les règles et procédures pour la définition des tarifs de l'électricité pour les utilisateurs finaux, des tarifs d'accès pour les réseaux de transport et de distribution, et les tarifs pour les producteurs » (Article 24). Le régulateur devra également vérifier les tarifs proposés et les coûts enregistrés par les opérateurs (Articles 23 & 25). Il proposera aux ministères de l'Économie et de l'Électricité « le tarif des producteurs, le tarif pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution sur la base des éléments de coûts fournis par les opérateurs » (Article 94).

Le total de la dette de la SNEL s'élève à 3 milliards USD, soit 6 fois ses revenus annuels. Cette dette comprend 885 millions USD en prêts auprès des banques de développement et 904 millions USD de prêts auprès d'entreprises privées (du secteur minier) connus sous le nom de « dettes PPP ». Les dettes ont plus que doublé depuis 2013,

et les dettes impayées accumulent des intérêts supplémentaires chaque année. Du fait des difficultés rencontrées pour rembourser ces prêts, le montant total du capital et intérêt dû est supérieur au montant total emprunté (2,68 empruntés contre 3,07 dus aujourd'hui) sauf les dettes auprès de l'Association de Développement Internationale (IDA). Ceci s'applique particulièrement aux dettes PPP qui augmentent les pénalités.

La SNEL enregistre un solde de trésorerie négatif, et le service de la dette à long terme nécessitera 370 millions USD en espèces en 2018. La situation de trésorerie de la SNEL en décembre 2016 était de 13 millions USD. Elle est passée à 16 millions USD en décembre 2017. Étant donné le solde de trésorerie négatif, la SNEL doit payer ses dettes en souscrivant des prêts à court terme. La SNEL utilise les dettes à court terme pour couvrir les dépenses incompressibles telles que les salaires, mais elle n'a pas les moyens d'assurer l'entretien de ses installations. C'est le principal facteur entraînant une dégradation accélérée.

Depuis 6 ans maintenant, des audits financiers sont effectués à la SNEL. Ces audits peuvent servir au développement d'un modèle financier permettant à la société de structurer la dette et de prioriser les investissements. Par exemple, les améliorations dans le cadre des modalités des dettes de la SNEL auprès de ses clients miniers lui accorderont un répit et permettront à l'entreprise d'apurer la situation des comptes fournisseurs. Le poids de la dette des clients HT sur les finances de la SNEL empêche des entrées de trésorerie futures, ce qui est un obstacle à une bonne gestion du réseau.



8 RÉFÉRENCES

RÉFÉRENCES

- AECOM et EDF (2013). Étude de faisabilité Grand Inga, avril 2013.
- Banque africaine de Développement et SEforALL, Hub Afrique (2017). Programme Mini-réseaux verts : République démocratique du Congo. Document Series #10.
- Ali, R., Barra, F., Berg, C., Damania, R.; Nash, J., Russ, Jason (2015). Highways to Success or Byways to Waste: Estimating the Economic Benefits of Roads in Africa. Forum africain de Développement. Washington, DC : Banque mondiale, et Agence Française de Développement.
- Bazilian et Chattopadhyay, (2015) Considering power system planning in fragile and conflict states. EPRG Working Paper 1518, Cambridge Working Paper in Economics 1530.
- De Saint Moulin, L. (2010). Villes et organisation de l'espace au Congo (RDC). Cahiers Africains. Afrika Studies. No. 77. Paris: L'Harmattan.
- EITI (2015). Democratic Republic of Congo, <https://eiti.org/democratic-republic-of-congo#contribution-of-the-extractive-industry-to-the-economy>
- Foster, Vivien; Benitez, Daniel Alberto. 2010. *The Democratic Republic of Congo's Infrastructure: A Continental Perspective*. Banque mondiale, Washington, DC. © Banque mondiale. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/27759> Licence: CC BY 3.0 IGO
- Foster, Vivien; Briceno-Garmendia, Cecilia. 2010. *Africa's Infrastructure: A Time for Transformation*. Africa Development Forum. World Bank. © Banque mondiale. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2692> Licence: CC BY 3.0 IGO
- Hafner, Manfred, Tagliapietra, Simone, de Strasser, Lucia (2018). Energy in Africa – Challenges and Opportunities, Springer Open.
- IEA (2017) World Energy Statistics
- IRENA (2018). 'Off-grid renewable energy solutions: Global and regional status and trends'. IRENA, Abu Dhabi.
- IRENA (2018). 'Renewable Power Generation Costs in 2017'. IRENA, Abu Dhabi.
- SNEL, Plan directeur de la ville-province de Kinshasa Horizon 2016–2030, July 2016.
- ONU Info (2018). DR Congo: UN warns of spike in displacement amid funding shortfall. <https://news.un.org/en/story/2018/03/1004542>
- USAID (2014). Demographic and Health Survey DHS 2013 2014
- Banque mondiale (2013). Enterprise Survey – Infrastructure indicators. <http://www.enterprisesurveys.org>
- Banque mondiale (2018). République démocratique du Congo - Diagnostic systématique pays - Priorités de politiques pour réduire la pauvreté et promouvoir la prospérité partagée dans un pays fragile sortant d'un conflit. Rapport No. 112733-ZR. Washington, DC : Banque mondiale
- Banque mondiale (2018). Democratic Republic of Congo Urbanization Review: Productive and Inclusive Cities for an Emerging Congo. Directions in Development—Environment and Sustainable Development; Washington, DC: Banque mondiale. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28931>
- Banque mondiale (2019). Tracking SDG7: the Energy Progress Report; Washington, DC: Banque mondiale
- Banque mondiale (à venir). How can all Congolese be connected to prosperity? Democratic Republic of Congo Territorial Review. Washington, DC : Banque mondiale.
- Banque mondiale (2018), Indicateurs du développement dans le monde <http://databank.worldbank.org/data/source/World-Development-Indicators>
- Worldpop Dataset (2015). <http://www.worldpop.org.uk/data/summary/?doi=10.5258/SOTON/WP00072>

