

コンゴ民主共和国
エネルギー・水資源省（MERH）
コンゴ民主共和国電力公社（SNEL）

コンゴ民主共和国
電力セクターにかかる
情報収集・確認調査
ファイナルレポート

2022 年 3 月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

八千代エンジニアリング株式会社
東電設計株式会社
株式会社オリエンタルコンサルタンツグローバル

CD
JR
22-001

ファイナルレポート

目 次

目次

巻頭図/巻頭写真

図表リスト/略語集

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景.....	1-1
1-2 調査の概要.....	1-1
1-2-1 調査の目的.....	1-1
1-2-2 調査対象地域.....	1-1
1-3 調査団と調査工程.....	1-1
1-3-1 調査団の構成.....	1-1
1-3-2 調査スケジュール.....	1-1

第2章 コンゴ民主共和国の概況

2-1 社会、経済の概況.....	2-1
2-1-1 政治.....	2-1
2-1-2 経済情勢.....	2-2
2-1-3 社会情勢.....	2-3
2-2 地理と気候.....	2-3
2-2-1 地理.....	2-3
2-2-2 気候.....	2-4

第3章 コンゴ民主共和国電力セクター基礎情報

3-1 コンゴ民主共和国電力セクターに関する電力セクター概要.....	3-1
3-1-1 電力需給状況.....	3-1
3-1-2 電力開発計画.....	3-5
3-1-3 電力セクター関連の基本法・関連法.....	3-6
3-1-4 電気事業体制.....	3-7
3-1-5 電力価格の構造.....	3-8
3-1-6 電力セクターに関する経済・財務分析.....	3-9
3-1-7 民間事業者(IPP 等)の参入状況.....	3-11
3-1-8 固定価格買取制度(FIT)等再エネ投資促進策の導入状況.....	3-14
3-1-9 国際連系に関わる検討状況.....	3-19
3-1-10 他ドナーの状況.....	3-23
3-2 太陽光 IPP.....	3-27
3-2-1 コンゴ民主共和国電力セクター民間参入実績及びストラクチャーのレビュー.....	3-27
3-2-2 電力売電契約(PPA).....	3-31
3-2-3 候補スポンサー・レンダーのプレイヤー確認.....	3-33
3-2-4 現地スポンサーへのヒアリング.....	3-34
3-2-5 オフテイカーの財務分析・政府保証の供与実績有無.....	3-34
3-2-6 事業権付与のプロセスの確認・政府担当機関の確認.....	3-35
3-2-7 民間参入体制及び事業実施における主要課題.....	3-38
3-2-8 本邦企業の関心.....	3-39
3-3 水力発電計画.....	3-40
3-3-1 インガ第2水力発電所改修状況.....	3-40

3-3-2	インガ第3発電所計画を含むグランドインガ開発計画.....	3-45
3-3-3	水力発電計画の課題分析.....	3-51
3-3-4	世界銀行及びアフリカ開発銀行による水力発電所開発計画.....	3-53
3-3-5	インガ第1水力発電所及びゾンゴ水力発電所の現況.....	3-53
3-4	変電及び送配電網整備計画.....	3-55
3-4-1	電力セクターの現状と課題.....	3-55
3-4-2	既設設備のレビュー.....	3-57
3-4-3	開発計画のレビュー.....	3-73
3-4-4	優先案件の検討.....	3-78

第4章 協力対象事業候補検討

4-1	太陽光 IPP.....	4-1
4-1-1	検討概要.....	4-1
4-1-2	検討条件.....	4-2
4-1-3	比較検討結果.....	4-3
4-2	変電および配電網整備に係る協力対象事業候補の検討.....	4-4
4-2-1	無償資金協力案件.....	4-4
4-2-2	有償資金協力.....	4-4
4-3	協力対象事業候補の効果の検討.....	4-7
4-3-1	太陽光 IPP.....	4-7
4-3-2	無償資金協力案件.....	4-8
4-3-3	有償資金協力.....	4-10

第5章 課税項目及び免税手続きに係る調査

5-1	課税項目及び免税手続きに係る調査.....	5-1
5-1-1	本邦企業の法人所得税.....	5-1
5-1-2	業務従事者の個人所得税.....	5-1
5-1-3	付加価値税等.....	5-2
5-1-4	関税.....	5-3

【添付資料】

1.	調査団員氏名.....	A-1-1
2.	調査行程.....	A-2-1
3.	関係者（面会者）リスト.....	A-3-1
4.	議事録リスト.....	A-4-1
5.	参考資料/入手資料リスト.....	A-5-1
6.	現地再委託先調査報告書.....	A-6-1

巻頭写真

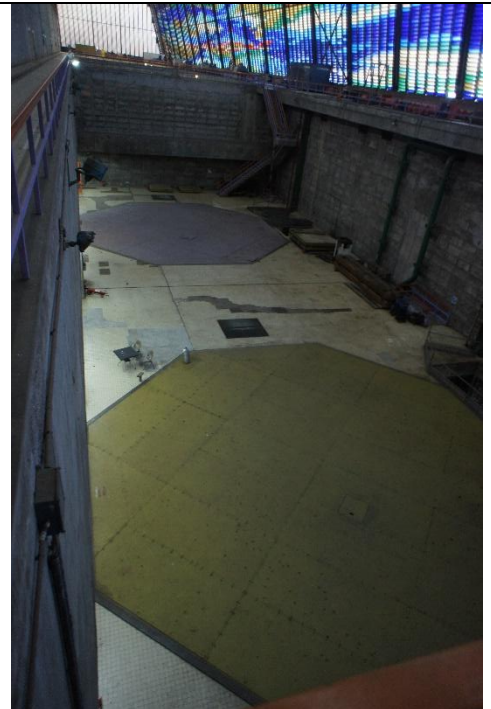


インガ第二発電所全景

左から 21 号機～28 号機が配置されている。

インガ第二水力発電所及び土木施設

導水路～放水路の施設全体を示す。



24 号機用水圧鉄管

水圧鉄管と呼ばれる鉄管で取水を水車室へ送る。各号機に配置されている。

G24 発電機

G24 発電機上部を建屋通路から撮影。

巻頭写真



G28 発電機

G28 発電機上部を建屋通路から撮影。



発電機基礎部

G24 発電機基礎部のひび割れの状況。



インガ第二発電所制御室

手前が更新された G21、G22 用の制御盤。



220kVInga2 - Inga 変電所 (PDI) との連系線

インガ第二発電電力を変電所まで送電する構内連系線。



220kVInga 変電所 (PDI) - Inga 変換所 (SCI)

との連系線

インガ第一、第二発電所で発電した電力を直交変換所まで送電する構内連系線



±500kVInga-KolweziHVDC 線 引き込み鉄塔

主に南部地域への電力供給を行う亘長約 1,700km の HVDC 線。2 極で運用されており、1 極につき 1 つの鉄塔で支持されている。

巻頭写真



インガ変換所（SCI）屋内サイリスタ

1992 年に 57MVA 6 台で運用開始されたが、2016 年 6 台に更新され、増容量化された。



Gombe 変電所

SNEL 本社内に位置し、キンシャサ中心部に電力供給を行う電所。



Lingwara 変電所

220kV 送電線 8 回線が連系されるキンシャサ内の主要変電所の一つ



Lingwara 変電所制御卓

アナログ方式であり、電流値などのデータ収集は手作業で行っている。



Kimwanza 変電所

インガ第一、第二発電所からの電力を 220kV4 回線で受電する重要な変電所



220kV Inga2 - Kimwanza 線（奥）220kV Kwilu - Kimwanza 線（手前）

インガ第一、インガ第二発電所からの電力を送電する重要幹線。

巻頭写真

	
<u>Ndolo 変電所外観</u> 30/6.6kV 変電所の開閉器建物。	<u>Sendwe 変電所変圧器</u> 30/6.6kV 変電所の運転中の変圧器。製造後 55 年（1966 年製）が経過している。
	
<u>市街地にある配電柱</u> 一本の配電柱で、複数の配電線が支えられている。	<u>配電線ケーブル立上部</u> 配電線は、架空、地中が混在しており、市中に立ち上がり部が点在している。

図 表 リ ス ト

第 1 章 調査の概要

表 1-3.2	調査スケジュール	1-2
---------	----------------	-----

第 2 章 コンゴ民主共和国の概況

第 3 章 コンゴ民主共和国電力セクター基礎情報

図 3-1.1	2035 年までのエネルギー需要の予測	3-2
図 3-1.2	2100 年までの人口数予想	3-2
図 3-1.3	キンシャサの電力給電量	3-4
図 3-1.4	コンゴ民の電力セクター	3-8
図 3-1.5	コンゴ民のパイロット運用中の太陽光ミニグリッド位置図	3-13
図 3-1.6	再生可能エネルギーの導入量の推移	3-15
図 3-1.7	旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移	3-16
図 3-1.8	太陽光の新規設備容量と発電コスト	3-16
図 3-1.9	FIP 制度の概要	3-17
図 3-1.10	SAPP プロジェクト 既存送配電網マップ	3-20
図 3-1.11	SAPP プロジェクト 将来計画マップ	3-21
図 3-2.1	コンゴ民太陽光発電所（計画・既存）	3-29
図 3-2.2	太陽光日射量データ	3-30
図 3-3.1	インガ第 2 水力発電所周辺の航空写真	3-42
図 3-3.2	点検中の G24 スラスト軸受装置下部を水車室から撮影した状況	3-43
図 3-3.3	G24 ガイドベーン操作機構周辺部の確認を行っている状況	3-43
図 3-3.4	G24 水車室コンクリートバレル部のクラック現況	3-44
図 3-3.5	インガ第 3 水力開発計画位置図	3-48
図 3-3.6	インガ第 3 水力開発計画・ダム湖	3-48
図 3-3.7	インガ第 3 水力開発計画、バンディ・ダム計画断面図	3-49
図 3-3.8	インガ第 3 プロジェクト進捗チャート	3-50
図 3-3.9	グランドインガ開発計画・全ダム配置計画	3-51
図 3-4.1	コンゴ民の電化率	3-55
図 3-4.2	送配電ロスと料金徴収率 (2016)	3-57
図 3-4.3	西部送変電支局の構成	3-57
図 3-4.4	コンゴ民の電力系統図（既設・計画）	3-58
図 3-4.5	Inga-Kolwezi HVDC の構成とインガ変換所引込鉄塔	3-58
図 3-4.6	キンシャサ特別州を含む西部地域の給電系統図（2021 年時点）	3-60
図 3-4.7	西部系統における送電線建設年度	3-61
図 3-4.8	設備劣化状況	3-61
図 3-4.9	送電線の故障原因（左：2020 年、右：2021 年）	3-62
図 3-4.10	キンシャサ周辺における変電所位置図（2021 年時点）	3-65
図 3-4.11	Gombe 変電所 70/6.6kV 変圧器（1955 年製）	3-66
図 3-4.12	Lingwara 変電所の制御盤	3-67
図 3-4.13	1 次変電所の故障原因（左：2020 年、右：2021 年）	3-67
図 3-4.14	FUNA 変電所変圧器外観と銘板	3-68
図 3-4.15	FUNA 変電所開閉設備外観	3-68
図 3-4.16	FUNA 変電所単線結線図	3-69
図 3-4.17	Sendwe 変電所の状況	3-70

図 3-4.1 8	SENDWE 変電所単線結線図.....	3-7 1
図 3-4.1 9	Ikelemba 変電所の状況.....	3-7 2
図 3-4.2 0	送配電網マップ（既設・計画）.....	3-7 4
図 3-4.2 1	キンシャサ特別州の各地区の位置.....	3-7 7
図 3-4.2 2	Zongo1 - Gombe 間の系統図.....	3-7 9
図 3-4.2 3	Zongo - Kasangulu - Gombe 送電線ルート概要.....	3-7 9
図 3-4.2 4	Gombe 変電所外観.....	3-8 0
図 3-4.2 5	Bandundu - Mbandaka 間の系統図（青字は：プロジェクト実施箇所）.....	3-8 1
図 3-4.2 6	Bandundu - Mbandaka 送電線ルート概要.....	3-8 1
図 3-4.2 7	無償資金協力案件候補地.....	3-8 4
図 3-4.2 8	送電系統図上の無償資金協力候補地.....	3-8 7
図 3-4.2 9	Matete 駅構内（変電所建設予定地）.....	3-8 8
表 3-1.1	発電設備一覧.....	3-3
表 3-1.2	キンシャサの電力分配の優先順位.....	3-4
表 3-1.3	電力不足時に負荷遮断するエリアと時間帯.....	3-4
表 3-1.4	キンシャサにおける流通設備の稼働停止状況.....	3-4
表 3-1.5	集計・指標.....	3-5
表 3-1.6	コンゴ民電力セクターの基本法・関連法.....	3-6
表 3-1.7	SNEL の電気使用料金.....	3-8
表 3-1.8	アフリカ諸国の一般用電気料金（低圧：一般家庭）.....	3-9
表 3-1.9	太陽光ミニグリッドの電気使用料金.....	3-9
表 3-1.1 0	SNEL の損益計算書.....	3-9
表 3-1.1 1	SNEL の貸借対照表.....	3-1 0
表 3-1.1 2	キャッシュフロー.....	3-1 0
表 3-1.1 3	料金徴収.....	3-1 1
表 3-1.1 4	コンゴ民太陽光 IPP 参入状況.....	3-1 1
表 3-1.1 5	コンゴ民における民間事業者と太陽光 IPP 建設計画概要.....	3-1 2
表 3-1.1 6	Manono ミニグリッドの概要.....	3-1 4
表 3-1.1 7	FIP 制度の長所・短所.....	3-1 8
表 3-1.1 8	2050 年までの再エネ導入目標値（地方電化）.....	3-1 8
表 3-1.1 9	既設国際連系線の一覧（既設）.....	3-1 9
表 3-1.2 0	SAPP 加盟国の融通電力量（単位：MW）.....	3-2 2
表 3-1.2 1	SAPP プロジェクトにおける電源・送電線開発計画.....	3-2 2
表 3-1.2 2	国際連系線の計画一覧.....	3-2 2
表 3-1.2 3	各ドナーの支援概要.....	3-2 3
表 3-2.1	2050 年までの再エネ導入目標値（地方電化）.....	3-2 7
表 3-2.2	ACERD のメンバー（黄のハイライトは太陽光系の企業を示す）.....	3-2 8
表 3-2.3	コンゴ民太陽光発電所（計画・既存）.....	3-2 8
表 3-2.4	年間発電電力量.....	3-2 9
表 3-2.5	コンゴ民の太陽光 IPP 事業のストラクチャー.....	3-3 1
表 3-2.6	PPA 項目例（IPP と SNEL 間）.....	3-3 2
表 3-2.7	コンゴ民における太陽光 PPA の契約実績.....	3-3 3
表 3-2.8	候補スポンサー.....	3-3 3
表 3-2.9	候補レンダー.....	3-3 4
表 3-2.1 0	現地スポンサーへのヒアリング結果.....	3-3 4
表 3-2.1 1	SNEL の財務状況（通貨単位：百万 CDF）.....	3-3 5
表 3-2.1 2	各政府機関と業務概要.....	3-3 6
表 3-2.1 3	SG-MERH の任務.....	3-3 7
表 3-2.1 4	ARE の任務.....	3-3 7
表 3-2.1 5	ANSER の任務.....	3-3 8
表 3-2.1 6	コンゴ民の未開発の再生可能エネルギーの潜在的な発電ポテンシャル...	3-3 8

表 3-3.1	インガ第2水力発電所の各水車・発電機の運転状況と設備概要 (2021年12月時点)	3-40
表 3-3.2	修理状況.....	3-44
表 3-3.3	グランドインガ参考資料	3-45
表 3-3.4	インガダム周辺の水力発電所.....	3-53
表 3-4.1	電力供給の優先度.....	3-56
表 3-4.2	顧客からの料金回収 (2020年時点)	3-56
表 3-4.3	キンシャサ特別州を含む西部系統の送電設備一覧.....	3-59
表 3-4.4	SNEL が保有する変電設備数 (2020年)	3-62
表 3-4.5	キンシャサ特別州の高圧/中圧変圧器リストと負荷率 (2021年10月時点)	3-63
表 3-4.6	キンシャサ特別州の中圧/中圧変圧器リストと負荷率 (2021年10月時点)	3-63
表 3-4.7	変圧器負荷率の状況.....	3-66
表 3-4.8	キンシャサ特別州配電線の負荷率	3-66
表 3-4.9	計画中の送電プロジェクト一覧.....	3-73
表 3-4.10	計画中の変電プロジェクト一覧.....	3-75
表 3-4.11	コンゴ民で実施・計画しているプロジェクトとその概要	3-76
表 3-4.12	計画中の配電プロジェクトとキンシャサの各地区への費用内訳.....	3-77
表 3-4.13	Mbandaka 電化率向上に関わる設備形成の特徴の比較.....	3-82
表 3-4.14	変電・配電無償資金案件候補のプロジェクト概要と効果	3-83
表 3-4.15	Gombe 変電所変圧器負荷率.....	3-84
表 3-4.16	Gombe 変電所更新工事後の変圧器負荷率.....	3-85
表 3-4.17	Bandiadingi 変圧器負荷率.....	3-85
表 3-4.18	Bandiadingi 変電所更新工事後の変圧器負荷率.....	3-85
表 3-4.19	Liminga 変電所変圧器負荷率	3-86
表 3-4.20	Liminga 変電所更新工事後の変圧器負荷率	3-86

第4章 協力対象事業候補検討

図 4-3.1	キンシャサ特別州の高圧/中圧変電所の位置と協力事業候補地.....	4-8
図 4-3.2	MONT-AMBA 地区の主な病院の位置図.....	4-9
図 4-3.3	調査対象範囲周辺の州における人口 (キンシャサ特別州から 600km 範囲)	4-10
図 4-3.4	Bandundu - Mbandaka 送電線ルート概要 (再掲)	4-11
図 4-3.5	SNEL が検討した Bandundu - Mbandaka 間の将来系統図.....	4-11
表 4-1.1	太陽光案件内容と参画の可能性	4-1
表 4-1.2	PPP スキームの基本条件	4-2
表 4-1.3	各案件の比較検討結果	4-3
表 4-2.1	無償資金協力案件の評価結果.....	4-5
表 4-2.2	有償資金協力案件の評価結果.....	4-6
表 4-3.1	MONT-AMBA 地区における未電化地域への中圧/低圧 (Cabin) 変電所建設計画	4-9
表 4-3.2	KINGABWA 変電所と LIMITE 変電所の変圧器の負荷状況.....	4-9
表 4-3.3	MONT-AMBA 地区の今後の人口と増加割合	4-9
表 4-3.4	有償資金協力の工事概要	4-10

第5章 課税項目及び免税手続きに係る調査

略 語 集

ACERD	Association Congolaise pour les Énergies Renouvelables et Décentralisées（コンゴ民再生可能・分散型エネルギー協会）
ADPI	Agence pour le Développement et la promotion du project Grand INGA（グランドインガ開発庁）
AfDB	African Development Bank（アフリカ開発銀行）
ANAPI	Agence Nationale pour la Promotion des Investissements（投資促進公社）
ANSER	Agence Nationale des Services Énergétiques Ruraux（農村部都市周辺部電化推進庁）
ARE	Autorité de Régulation de l'Électricité（電力規制庁）
AU	African Union（アフリカ連合）
CAPP	Central African Power Pool（中部アフリカパワープール）
CDF	Congolese Franc（コンゴフラン）
DKC	Direction de Kinshasa Central（中部キンシャサ局）
DKE	Direction de Kinshasa Est（東部キンシャサ局）
DKN	Direction de Kinshasa Nord（北部キンシャサ局）
DKO	Direction de Kinshasa Ouest（西部キンシャサ局）
DKS	Direction de Kinshasa Sud（南部キンシャサ局）
DRC	Democratic Republic of Congo（コンゴ民主共和国）
EAPP	Eastern African Power Pool（東部アフリカパワープール）
EASE	Electricity Access & Services Expansion（電力アクセス・サービス拡大プロジェクト）
EIA	Environmental Impact Assessment（環境影響評価）
EXIM	Export - Import Bank of China（中国輸出入銀行）
FIT	Feed-in Tariff（固定価格買い取り制度）
FIP	Feed-in Premium（FITに加え、新たに、市場価格を踏まえて一定のプレミアムを交付する制度）
GIP	The Grand Inga Project（グランドインガ開発計画）
IFC	International Finance Corporation（国際金融公社）
IPP	Independent Power Producer（独立発電事業者）
IEC	International Electrotechnical Commission（国際電気標準会議）
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau（ドイツ復興金融公庫）
MERH	Ministère de l'Énergie et Ressources Hydrauliques（エネルギー・水資源省）
NEPAD	New Partnership for Africa's Development（アフリカ開発のための新パートナーシップ）
O/H	Overhaul（オーバーホール）
PAGASE	Power Sector Improvement And Governance Support Project（電力セクターガバナンス・改善プロジェクト）
PEPUR	Projet d'Electrification Périurbaine et Rurale (Rural and Peri-urban Electrification Project) （都市周辺・村落部電化プロジェクト）
PMEDE	Project de development du Marche d Electricite pour la consommation Domestique et a l Exportation（電力市場開発プロジェクト）
PNSD	Plan National Stratégique de Développement（国家開発戦略計画）

PPA	Power Purchase Agreement（電力売電計画）
SADC	Southern African Development Community（南部アフリカ開発共同体）
SAPP	Southern African Power Pool（南部アフリカパワープール）
SHS	Solar Home System（ソーラーホームシステム）
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition System（遠方監視制御システム）
TBEA	Tebian Electric Apparatus（電力変圧器やその他の電気機器の中国メーカー）
UCM	Unité de Coordination et de Management（調達管理ユニット）
VAT	Value-added Tax（付加価値税）

第 1 章 調査の概要

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

コンゴ民主共和国（以下コンゴ民と称す）は中部アフリカ地域で最大国土面積を有し、コバルトや銅などの鉱物や世界第2位の面積となる熱帯雨林などの天然資源に恵まれており、潜在的な水力発電能力は合計100GW以上と推測されている。しかし、現在のコンゴ民の開発指標は、いまだ世界最低レベルにあり、国連開発計画（UNDP）の2021年人間開発指標（HDI）によると、同国は189ヶ国中175位と深刻なレベルである。この要因の一つとなっているのが電化率の低さである。コンゴ民では、人口の増加に伴い、電化率は上昇傾向にあるものの、都市部においても電化率は半分に留まっており、また都市部と地方部の格差も大きい状況となっている（詳細は3-1に示す）。この電化率の低さが大きな要因の一つとなり、コンゴ民のGDPに占める第二次産業の割合は20%¹以下と低い割合に留まっている状況にある。このように電力不足及び不安定は経済発展の障害となっており、人口の増加に伴う継続的な経済発展には、産業基盤の構築が非常に重要であるが、電化率の上昇と電力の安定供給なくしては実現が難しい状況にある。

1-2 調査の概要

1-2-1 調査の目的

本調査は、国家開発戦略計画およびコンゴ民電力戦略ペーパーに対応したセクター開発（主として、送配電）にかかる現状や課題に関する基礎情報の収集、確認を行うとともに、コンゴ民の持続的成長促進に向け、我が国の優れた技術力を生かしつつ、電力インフラ整備における資金協力事業の形成に資する情報整理を目的とするものである。

1-2-2 調査対象地域

キンシャサ特別州及び中央コンゴ州

1-3 調査団と調査工程

1-3-1 調査団の構成

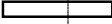
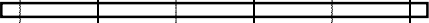
本調査団は八千代エンジニアリング株式会社を代表とし、東電設計株式会社、株式会社オリエンタルコンサルタンツグローバルを構成員とした共同企業体にて構成されている。この共同企業体は2016年の「コンゴ民主共和国インガ第2水力発電所改修計画準備調査」と同じ構成であり、現地の知見、経験を踏まえた効率的な業務実施を可能とした。

1-3-2 調査スケジュール

調査は表1-3.1にて示す通り国内準備作業、現地調査、国内作業により構成される。オミクロンの拡大により、一部現地調査は、帰国後に国内での遠隔業務にて実施した。

¹ コンゴ民主共和国 投資促進分野情報収集結果報告書 2016年3月発行

表 1－3.1 調査スケジュール

項目 年月	2021年		2022年				
	11	12	1	2	3		
国内準備作業							
現地調査							
国内作業							

【備考】国内作業：□ 現地作業：■ ファイナルレポートJICA提出：▼

第2章 コンゴ民主共和国の概況

第2章 コンゴ民主共和国の概況

2-1 社会、経済の概況

2-1-1 政治

1996年～1997年の第一次コンゴ紛争、1998年～2003年の第二次コンゴ紛争を経て、コンゴ民の政権はモブツ大統領（在任期間 1965年から 1997年）から、ローラン・カビラ大統領（在任期間 1997年～2001年）、2001年からは息子のジョセフ・カビラ大統領へと変わり、2019年からは現大統領であるフェリックス・チセゲティが引き継いでいる。

モブツは 1965年にクーデターにより政権を取り、米国の支援を受けたことによりコンゴ独立後になぜか一週間で当時の東部地域紛争を終結させた。同政権は国家統一を最重要課題として掲げ、民族主義政策を打ちだした。国名を「ザイール」に変更し、民族企業家育成のためにヨーロッパ系企業の接收を進めた。冷戦時代において米国はモブツ政権をアフリカにおける「共産主義の砦」として重視し、支援を注ぎ込んだが、冷戦が終結し、東西対立が解消すると米国はモブツ政権への関心を失った。1991年9月には民主化の行き詰まりと生活苦を背景として主要都市で暴動と略奪が勃発するなど、モブツ政権末期の同国は政治、経済、社会ともに極めて混乱した状況となった。

モブツ体制崩壊のきっかけとなったのは隣国ルワンダの内戦をきっかけとして誕生した「コンゴ・ザイール解放民主勢力連合」（AFDL）であった。AFDLの議長には、1960年代から反モブツ闘争を続けていたローラン・カビラが就任した。AFDLはモブツ体制に反発する国内外の多数の勢力から支援を得て破竹の進軍を続け 1997年5月にキンシャサを制圧した。31年に及ぶモブツ体制はこれにより終焉した。

しかし、そのわずか一年後の 1998年に二度目の内戦が勃発した。背景にはカビラ政権とその誕生を支援したルワンダ、ウガンダとの亀裂があった。モブツ政権の打倒により比較的短期間で終結した第一次内戦と違い第二次内戦は長期化した。同国東部地域で反政府勢力が武装蜂起し、ウガンダ、ルワンダなどが反政府勢力を支援し派兵。反乱軍は一時キンシャサに迫る勢いを見せ、窮地に陥ったカビラは友好国の介入を求めた。ジンバブエ、アンゴラ、ナミビアがカビラ政権側に参戦したため、紛争は「アフリカ大戦」と呼ばれ国際化した。

1999年半ばになると和平協定が締結され、これにより介入していた外国軍の撤退が合意され翌年には国連平和維持部隊の派遣が決まったが具体的な動きにはなかなか繋がらなかった。その主因として和平協定履行や国連との協力に非協力的なカビラ大統領の姿勢があった。

2001年にカビラ大統領暗殺事件が起き、息子のジョセフ・カビラが大統領に就任すると、父とは対照的に国際社会に協力的な姿勢を示し、第二次コンゴ紛争からの和平に繋がった。2002年に権力分有合意（プレトリア協定）が成立し、この分有政権による三年間の統治の後、2006年7月に大統領選挙と下院選挙を実施し、10月末にジョセフ・カビラは大統領に選出された。この間もコンゴ民において、東部では武力衝突が頻発していたが、この選挙実施により形式上は紛争から平時への移行を遂げた。

ジョセフ・カビラは2011年11月に再選されたが、二期目の任期満了が近づくと、憲法に規定されている三選禁止規定により大統領職を譲ることを阻止するために策を講じ始める（ジョセフ・カビラは1971年生まれで、29歳で大統領の座に就任した）。

三選禁止規定の憲法改正を試みて失敗すると、準備が整わないという理由で大統領選挙の延期を続けた。この結果、大統領選挙は任期満了から二年後の2018年12月まで延期されることとなった。

この選挙では大方の予想を裏切ってフェリックス・チセゲディが勝利した。チセゲディはモブツ時代から野党の立場であったエチエンヌ・チセゲディの息子であり、2017年の父親の死去後、彼が創設した政党「民主主義社会進歩連合」の党首の座を引継ぎ、大統領選挙に立候補した。選挙においては実際には野党統一候補であったファユルが勝利したが、カビラの影響下にある選挙管理委員会が選挙結果を操作して、カビラが与しやすいチセゲディに勝たせたとの疑いが出た。ファユルは選挙の不正について疑義があるとして、憲法裁判所に異議を申し立てたが却下された。

野党候補のフェリックス・チセゲディは、2019年1月10日に選挙の勝者を発表し、2週間後に就任した。これは、コンゴ民の独立以来、重大な暴力やクーデターを伴わずに野党候補に権力を移した最初のケースとなった。

2-1-2 経済情勢

コンゴ民のGDP構成比は第一次産業(農林水産):20.0%、第二次産業(鉱業、製造、建設、電力):46.0%、第三次産業 A(卸売、小売、運輸):12.1%、第三次産業 B(飲食、宿泊):8.5%、第三次産業 C(情報通信、金融、不動産、その他サービス)13.4%の比率で構成されており鉱業を主要産業とする経済である。莫大な天然資源に恵まれており、南部や東部の山岳地方には金、銅、スズ、ダイヤモンド、コバルト、ウラニウム、タンタル、タングステン、ニオブ、マンガンなどの鉱脈があり多様な鉱物資源を産出している。輸出品の9割は石油と鉱物資源が占めるが、豊かな土壌は農業にも適しており、パーム油、綿花、コーヒー等の商品作物と、バナナ、イモ、キャッサバ等の食糧作物が栽培されている。¹

コンゴ民の鉱物資源は世界経済においても重要な位置を占めている。同国のダイヤモンド産出量はアメリカ、ロシアに次いで世界第3位であり、世界の工業用ダイヤモンドの24%を生産している。同様に世界第5位の銅産出国であり、世界の銅の6%を生産している。²

更に2000年代以降は電子機器の小型化に伴い、タンタル・コンデンサの需要が増加する一方で、オーストラリアにある世界最大のタンタル鉱山が2008年に閉鎖されたことによりコンゴ民のタンタル生産の重要性が高まった。2019年には世界のタンタル生産の39%を同国が占めている。³

加えて近年は世界各地で環境保全のための電気自動車が普及し、リチウムイオン電池の原料としてコバルトの需要が増加している。コバルトの国際価格は2015年10月の一トン23,951\$から2017年10月の72,589\$まで二年間で三倍に高騰した。同国は世界のコバルト生産の58%を占めている。その

¹ The World Factbook [<https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/congo-democratic-republic-of-the/#economy>]

² USGS, Mineral Commodity Summaries, 2019

³ 同上

内、80%は企業による大規模採掘で、残り 20%は小規模手掘り鉱によって採掘されている。⁴

一方で不確実な法的枠組み、汚職、および政府の政策の透明性の欠如は、鉱業部門および経済全体にとっての長期的な構造的問題となっている。また企業が操業していない小規模手掘り鉱山では、ヘルメットや手袋などの装備がないまま、採掘がおこなわれ、鉱山夫の収入も低く不安定である。

また近年の新型コロナウイルス感染拡大の影響は、原材料の世界の市場相場に依存する同国経済にも波及した。2020 年第一四半期に実施された最新の試算では、経済成長率は-1.7%前後に縮小し、3 月に-2.4%と推定された成長率より若干の改善を見せている。⁵

世界でも有数の豊富な資源に恵まれた同国であるが、名目 GDP は 487 億ドルとアフリカ諸国 54 か国中 12 位と高い一方、一人当たり GDP は 54 か国の中で 47 位と非常に低い。1-1 にて前述したように人間開発指数は世界 189 か国中 175 位とされており、人間開発水準の低い国と位置付けられる 0.550 を下回る 0.459 である。このようにコンゴ民では貧困が依然として蔓延しており、2015 年までにミレニアム開発目標を達成する事が出来なかった。また 2015 年には IMF との融資プログラムを終了した。

鉱物のサプライチェーンにおいては鉱物を加工し製品化するプロセスに付加価値があり、鉱物産出地域であるコンゴ民の人々には鉱物が生み出す利益全体の 12%しか分配されていない。鉱夫にはそのうちの 17%、つまり全体の 2%しか分配されていない。このため、世界経済にとって重要な鉱物を採掘しているにも関わらず同国の末端の人々にもたらされる収入は少なく、厳しい労働環境・生活環境に置かれている。

また全国土に及ぶ二度の内戦も大きな影響を与えている。第二次世界大戦以降最大の犠牲者を生むこととなったこの内戦は、前述の通り 2002 年末に和平合意により終結し、暫定政権が発足して現在は国家再建が掲げられている。他方、内外の武装勢力は紛争への関与によってコンゴの鉱物資源にアクセスし、その資源を享受することにより紛争の資金源としている。

2-1-3 社会情勢

コンゴ民の婦人科医デニ・ムクウェゲ氏が、イラク人のナディア・ムラド氏とともに 2018 年のノーベル平和賞を受賞した。ノーベル賞委員会は受賞理由を「戦争や武力紛争の武器としての性暴力」撲滅への貢献を挙げているが、これに代表されるように、コンゴにおいて 2003 年に公式には紛争が終結してもなお東部での複数の武装勢力による活動が継続するなど、ローカルレベルでの紛争が続いている状況である。前述の通り 2018 年末の選挙によりチセゲティが大統領の座に就任し、中央政権は一定の機能を果たしているが、未だ続くローカルな紛争の影響もあり巨大な数の難民、及び国内避難民が生み出されている。

⁴ JOGMEC「鉱物資源マテリアルフロー2018」

⁵ SNEL「アニュアルレポート 2020」

2-2 地理と気候

2-2-1 地理

コンゴ民は面積 2345.410km²でアフリカ諸国においてはアルジェリアに次いで第二位の広さを持つ。アフリカ大陸中央に位置しており、北緯 6 度から南緯 14 度、東経 12 度から 32 度の間に位置している。9 つの国と国境を接しており、北西にコンゴ共和国、南西にアンゴラ、南にザンビア、東にタンザニア、ブルンジ、ルワンダ、北東にウガンダ、南スーダン、北に中央アフリカ共和国と国境を接し、西は大西洋に面する

同国はその地形により数種類に分類する事が可能である。世界有数の大河コンゴ川（ザイール川）流域には広大なコンゴ盆地が広がる。東側国境はアフリカ地溝帯でアルバート湖、エドワード湖、タンガニーカ湖などの湖が並ぶ。その西側には標高 3,000～5,000m 山岳地帯が走っている。南部シャバ州は平坦な高原、中央部のコンゴ盆地は熱帯雨林におおわれた平原、及び西部地域の海岸平野に分類できる。

2-2-2 気候

同国の気候は赤道付近に形成される赤道低圧帯による影響を受けている。

赤道近辺の地帯においては年間気温平均が 24.6℃と高い。一年を通じて雨が降り、年間で 1,600mm から 2,000mm の降水となるため湿気も高い。

熱帯地域の北部及び南部においては 4 月から 10 月に乾季、11 月から 3 月にかけて雨期が到来する。西部には小さい範囲での海岸地帯が存在するが、寒流であるベンゲラ海流による海洋性気候が発生する。この地域では降水量は年間約 800mm と他地域に比べると非常に少ない。東部の高原地帯は、赤道低圧帯のゾーンから外れており、南東からの貿易風の影響を受けている。ここでは最も標高の高い地域にて降雪が一般的に発生する。

またコンゴ川沿い熱帯雨林が占めている北部地域は 3 月から 5 月、及び 9 月から 12 月の二つの雨期が存在する。一方で山岳台地と草原を含む中央部及び南東部地域は 7 月から 8 月に雨期が訪れ、亜熱帯サバンナ地域は 12 月から 2 月にかけて雨期が到来する。降水量に関しては地域によって多岐に変化し、1960 年代以降に特に大きな変化等は見られていない。

一方で、気温について、北部地域、中央地域から南西部（首都キンシャサ近辺）における平均気温は 24℃から 25℃の範囲で比較的一定に保たれている。南部と南東部の亜熱帯サバンナ地域ではそれよりやや低い 22℃～23℃で推移している。1901 年から 2013 年の約 100 年の間に 10 年ごとに 0.05℃の割合で上昇したが、直近 30 年に限って言えば、10 年ごとで 0.17℃の割合となっており、温暖化のペースが上昇している。さらに湖の西岸がコンゴ民に面しているタンガニーカ湖（最大深度が約 1,500 m）においては深層水が 1960 年代以降 0.2℃から 0.7℃へと上昇している。水温上昇は植物プランクトンの減少、及びこれを主食とする魚類や漁獲高の減少に影響を与えている。

第3章 コンゴ民主共和国電力セクター 基礎情報

第3章 コンゴ民主共和国電力セクター基礎情報

3-1 コンゴ民主共和国電力セクターに関する電力セクター概要

3-1-1 電力需給状況

(1) 需要状況

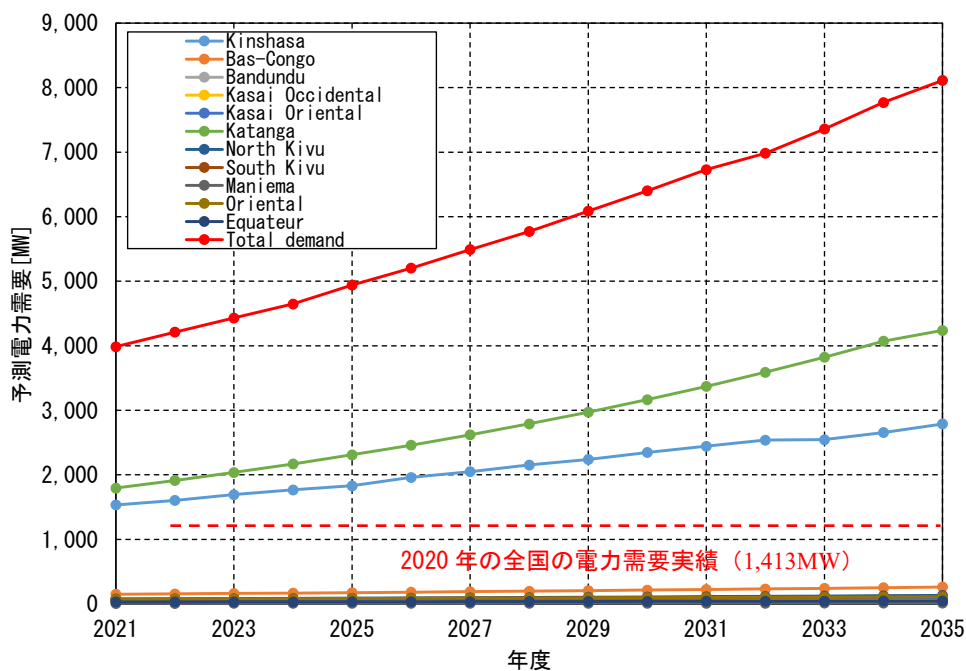
コンゴ民の人口は、8,679 万人（2019 年、世銀）であり、国全体としての電化率は約 20%と低く、世界で 3 番目に電化が低い国となっている¹。また、西部に位置する首都キンシャサでは 60%の人口が電気を利用可能であるが、一方南部では 10%、東部では 5%および北西部では 3%と低く、また全体として都市部では 42%、農村部では 0.4%と地域格差が大きいことが課題となっている。送配電網は、西部系統と南部系統ではインガ水力発電所に連系されているが、東部および北西部は独立系統で設備量も少なく非常に脆弱な状況であることが原因と推測される。

コンゴ民における、2021 年から 2035 年までの電力需要予測を図 3-1.1 に示す。最も需要の増加率が高いのは、鉱山運営のために大量の電力を消費しているカタンガ州であり、15 年間の年間あたりの平均需要伸び率は 6.3%/年にも上っている。首都キンシャサは次いで 4.4%/年と高いが、上記以外の州では、人口が少ないために顕著な需要の増加は見込まれていない。国全体では、2021 年の推定最大需要 3,986MW に対し、2035 年には 8,113MW まで倍増(204%)することが SNEL により予測されている。この妥当性について、まず伸び率は、図 3-1.2 に示す国連が算定した人口予想（2020 年から 2035 年までに 172%増）の伸び率と概ね近似している。次に 2021 年の最大需要値は、キンシャサにて 2019 年 3 月 15 日に記録した推定ピーク電力 660.0MW（実測 561.7MW）と、コンゴ民の 2020 年の推定人口 8,679 万人（キンシャサの 6.2 倍）から算定すると、4,092MW となるため概ね妥当な推計であると判断している。ただし、この値は仮にすべての需要先に電力供給を行うことができた場合の需要量であることに留意が必要である。

一方で、2021 年における需要予測は全国で 3,986MW であるのに対し、2020 年の平均消費電力需要（実績）は 1,413MW²と倍以上（約 2,500MW）もの乖離が見られる。これは、発電設備および流通設備の容量不足による慢性的な電力不足が発生していることを示唆している。

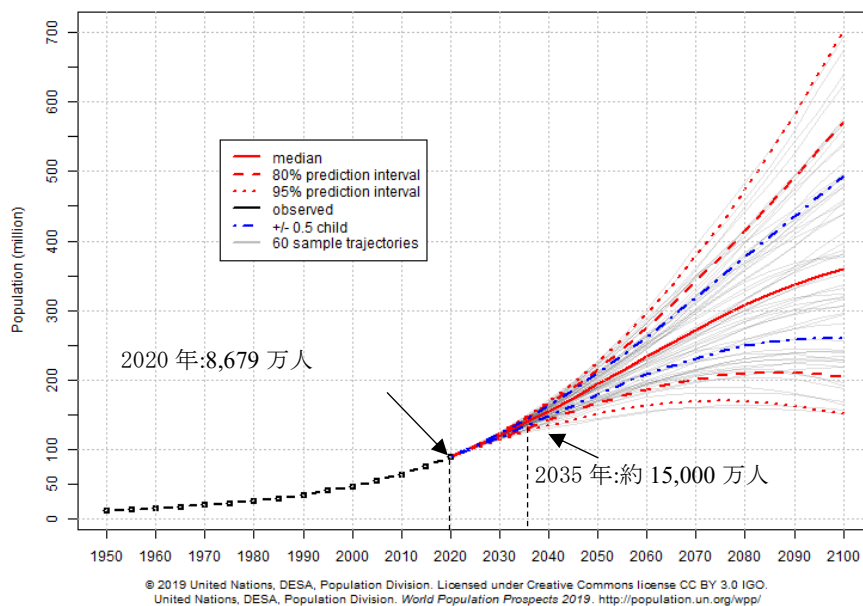
¹ World Bank, SDG7 Tracking Report 2018

² EDS 2013-2014



出典：SNEL Annual Report 2020 を基に調査団作成

図 3-1.1 2035 年までのエネルギー需要の予測



出典：United Nation Population prospect(2019)を基に調査団作成

図 3-1.2 2100 年までの人口数予想

(2) 供給状況

コンゴ民の発電設備容量の内訳は、豊富な水資源を活用した水力発電が 98.8%を占めており、火力発電は 1.2%に留まっている（表 3-1.1）。特に、インガ第 1 (351MW : 58.5MW×6 基)、インガ第 2 水力発電所 (1,424MW : 178MW×8 基) の発電設備容量の合計は全体発電容量の 68.0%を占めており、同国の主要電源となっている。しかし、調査時点では、インガ第二発電

所の G24 は故障により停止中、 G25、G26 及び G23 不具合による出力抑制運転中など、発電機の老朽化などを起因とした供給力低下が発生しており、全発電設備の合計出力は健全時の 2,608MW から 1,755MW（67.3%）へ低下している³。

表 3－1.1 発電設備一覧

地域	発電所名	基数	発電設備容量 [MW](2020 年)
西部	Inga 1	6	351.00
	Inga 2	8	1,424.00
	Zongo 1	5	75.00
	Zongo 2	3	150.00
	Sanga	6	12.00
南部	Nseke	4	260.00
	Nzilo	4	108.00
	M'sha	6	67.80
	Koni	3	42.12
東部	Ruzizi 1	4	29.80
独立系統 (水力発電)	Tshopo	3	19.65
	Mobayi Mbongo	3	11.37
	Bendera	2	17.20
	Kilubi	3	9.00
水力発電 小計		60	2,576.94
火力発電 小計		75	31.84
合計		135	2,608.78

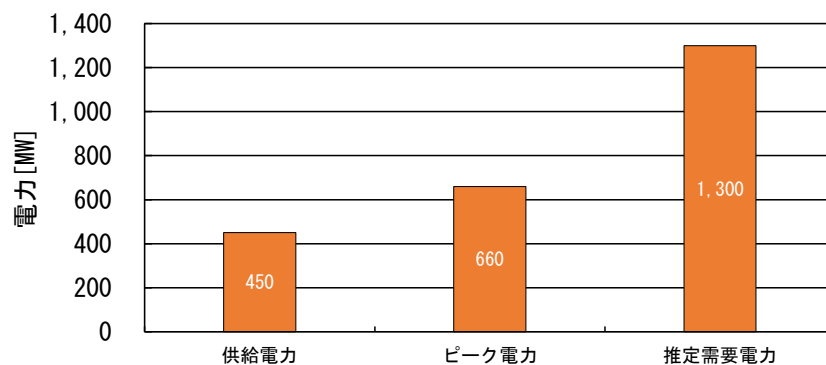
出典：SNEL Annual Report 2020

流通設備の詳細は 3-4 章に記載するが、変圧器の老朽化や過負荷、配電設備の設備不足、過負荷が発生しており、電力供給のボトルネックとなっている。今回調査では、キンシャサ州内の Lingwara 変電所では 3 つの変圧器が慢性的に過負荷状態であることが確認されたほか、南部の鉱山へ電力供給する±500kV Inga - Kolwezi 直流送電線では、最大送電容量の 1,120MW に対し、Kolwezi 側の系統の設備数や機器容量の不足から、調査時においては送電容量を 510MW（最大容量の 45%）などの出力抑制措置を施していることが確認された。このため、予想需要に対する十分な供給力を確保するためには、流通設備の増容量化が課題である。

一方、キンシャサでは推定人口 1,400 万人に対し、キンシャサ市の潜在的な需要電力は約 1,300 MW と推定され、2019 年 3 月 15 日に記録したピーク電力は 561.7MW、当日の推定需要電力は約 660MW であった。しかし、現在、キンシャサに供給される電力は、発電・送変電及び配電設備への負荷制限によりわずか 450MW に留まっている（図 3－1.3）。このため、SNEL では需要家を 4 段階の優先順位に分け配電している（表 3－1.2）。また、発電量不足、変圧器および送配電線の過負荷が発生した場合、表 3－1.3 の区分に従った負荷遮断により電力設備の保護をしており、停電の長期化の原因となっている。キンシャサにおける送配電設備の稼働停止状況は表 3－1.4 となっており、2019 年度の日本の統計⁴と比較すると、送電線は約 5.5 倍、配電線は約 2.7 倍の故障率となっており、設備信頼度の確保も課題である。

³ SNEL Annual Report 2020

⁴ 令和元年度 電気保安統計，経済産業省



出典：世界銀行 2020 を基に調査団作成

図 3-1.3 キンシャサの電力給電量

表 3-1.2 キンシャサの電力分配の優先順位

名称	優先順位	選定サイト	容量[MW]
優先箇所	0	戦略的サイト： 大統領関連用地，裁判所，首相府，中央銀行，国会，上院，政府建物，州議会，軍用基地，空港，高等教育・大学施設，病院，国营水道会社（Regideso）敷地，公共放送・民放テレビ局，領事館，大使館，大型ホテル，市街地，警備不在の変電所	140.1
	1	大規模企業：Marsavco 社，Bralima 社，Fameco 社，Bracongo 社，Minocongo 社，Transgazelle 社	46.3
	2	中規模産業：中小企業，国内企業，製パン業・販売業，大規模冷凍施設，スーパーマーケット，準商工業契約者（ASIC）	89
	0+1+2 合計		275.4
その他	3	大衆地区，小規模商店	386.0
優先・その他電気量 合計			661.4

出典：SNEL

表 3-1.3 電力不足時に負荷遮断するエリアと時間帯

不足容量[MW]	負荷遮断するエリア	時間帯
0-100	優先的供給先（3） 大衆地区，小規模商店	05：00～11：00 11：00～16：00 06：00～22：00
101-190		05：00～16：00 16：00～22：00
190-250	優先的供給先（3）および（2） ・ 大衆地区，小規模商店 ・ 中規模産業 中小企業，国内企業，製パン・販売業・大型冷凍施設，準商工業契約者	05：00～16：00 16：00～22：00

出典：SNEL

表 3-1.4 キンシャサにおける流通設備の稼働停止状況

年度	100 km あたりの 送電線障害発生回数 [回]	100 km あたりの 配電線停止回数[回]		月間平均停電時間 [時間]	
		MV	LV	MV	LV
2019	11.58	140	179	2.67	5.24
2020	9.84	143	202	3.22	4.80

出典：SNEL Annual Report 2020

東部地区の電化には、既存送配電網の東端となるコルウェジヤルブンバシからネットワークを延伸することが必要であるが、電力需要が小さく経済的な優位性が低い。このため、東部地区では、太陽光発電、小規模水力およびディーゼル発電といった分散型電源・ミニグリッドの採用が検討されており、現在全 10 箇所の太陽光発電所の建設が進められている。

3-1-2 電力開発計画

SNEL の年次報告（Annual Report 2020）によると、コンゴ民の財源である鉱山資源は、世界的な感染の影響により原材料や金属の相場は上昇し、コバルトは 15.3%上昇して 1 トンあたり 32,911 ドル、一方で銅は 1.8%上昇で 1 トンあたり平均 64,466.7 ドルとなった。こうした成長は次の地域でも見られる⁵。サハラ砂漠以南のアフリカの成長率は 2019 年に 2.4%、2020 年は-2.1%～-5.1%に縮小し、同地域では 25 年間で初の後退となった。コンゴ民においても新型コロナウイルス感染拡大のマイナスの影響は、原材料の世界の市場相場に依存する国内経済もそれを免れることはなかった。2020 年第一四半期に実施された最新の試算では、経済成長率は-1.7%前後に縮小し、3 月に-2.4%と推定された成長率より低くなっている。その後、感染も沈静化したことから、電力需要は上昇の傾向にある。

SNEL における環境として高压電力の販売電力量 MWh ならびに販売額（米ドル）はそれぞれ 15.25%、9.03%増加した。送電電力量は表 3-1.5 のように増加傾向にある

表 3-1.5 集計・指標

名称	2016	2017	2018	2019	2020
受電電力 (GWh)	9,435.17	10,005.10	11,109.39	12,259.58	13,368.43
発電	8,656.78	9,216.63	10,310.42	11,277.78	12,203.99
輸入	778.39	788.47	798.97	981.80	1,164.44
供給電力 (GWh)	8,588.45	9,376.75	10,421.16	11,251.53	12,270.02
SNEL 施設	26.88	34.95	31.44	48.47	53.64
高压需要家	3,630.57	4,038.75	4,754.92	5,379.55	6,305.34
一般需要家	4,880.76	5,257.65	5,560.14	5,754.89	5,860.93
輸出	50.24	45.4	74.66	68.62	50.11
送電効率	91.03%	93.72%	93.80%	91.78%	91.78%

SNEL はこのような状況に対応するため、コンゴ民で 2019 年 12 月に閣議決定された国家開発戦略計画（Plan National Stratégique de Développement 2019-2023（以下「PNSD」と称す）による電力供給のための電源及び送電線の更新など積極的に投資を進めている。しかしながら、コンゴ民の電力施設は、大規模なものが多く、そのため更新が難しく、発電所だけではなく送電線、変電所、配電線も老朽化している。世界銀行は電化率向上のための計画として、超高压送電線の建設と配電網への供給のための送電用変電所などの建設を主眼とした 2020 年「Increasing Access to Electricity in the Democratic Republic of Congo」を作成しているほか、UNDP 等の主要ドナーも、発電所修復、送電線容量の増加等のプロジェクトへの支援を行っている状況である。これらを受けて SNEL は財務改善のための計画として、2020 年「SNEL Recovery Plan」を立案している。豊富な水力資源を生かした発電増産を背景に、送配電線を拡充し顧客サービス向上、顧客開発及び収入増加を図る計画である。

⁵ SNEL

3-1-3 電力セクター関連の基本法・関連法

コンゴ民エネルギー・水資源省では、2014 年 6 月の電力自由化以降、電力セクターへの参画を促進するため、電力法の改正等を進めており、規制緩和による参加促進を行っている。同促進に係る法令については、表 3-1.6 に示す。

表 3-1.6 コンゴ民電力セクターの基本法・関連法

	基本法・関連法	概要
1	03- RDC- Loi n° 14-011 relative au secteur de l'électricité	エネルギーセクター関連
2	17- Décret 18-054 Allègements fiscaux	減税
3	20- Arrêté 009 et 013 Fixation Tarifs de l'électricité - Mars 2018	電気料金
4	Arrêté 031 Modalités Agrément - 21.04.2017	承認条件
5	Décret 18-052 Octroi concession - 24.12.2018	IPP プロジェクトに参加するための条件、電力分野における事業者の選定及びコンセッション、認可の付与・取消について
6	Décret 18-051 du 24 décembre 2018	ANSER の財源の徴収・管理・配分のメカニズムと方法

出典：調査団作成

表 3-1.6 の 1 項の Loi N 14/011 du 17 Juin 2014 では、コンゴ民電力セクターへ参画する電力事業者がかかわる法令で、政府側の監督官庁として中央政府、地方自治体、電力規制庁 (l'autorité de régulation du secteur de l'électri) 及び農村部都市周辺部電化推進庁 (l'établissement public chargé de la promotion et du financement de l'électrification en milieux rural et oériurb) が存在するとしている。

電力規制庁は ARE(Autorité de Régulation de l'Électricité)の名称で 2020 年に発足した。主な役割は以下の通りである。

- ✓ 本法令によって定められた条件下で、発電・送電・配電・輸出入および電力商業化における民間セクターの競争力と参入を促進する。
- ✓ 電力セクターの事業者によるコンセッション契約の履行、ライセンスおよび許認可に関する諸条件の遵守を監視する。
- ✓ 利用可能な容量の範囲内で、送電網への第三者のアクセスを確保する。
- ✓ 電力セクターの事業者による基準や規範の適用を監視する。
- ✓ コンセッションおよび特定のライセンスの付与を目的とした仕様明細、ならびに電力に関する公的サービスの枠組みにおけるあらゆる規范文書を、単独または調達契約規程に従った第三者の協力を得て、作成する。
- ✓ 電力セクターにおける事業者間また事業者と消費者間の紛争が裁判所に申し立てられる前に、事前の調停を行う。
- ✓ 経済担当大臣と電力担当大臣が最終消費者への電気料金を設定するための、価格構造の要素を決定し、監視する。
- ✓ 事業者から提供されたコストの費目に基づいて、経済担当大臣と電力担当大臣に対して、発電料金と送配電網使用料金を提案する。

農村部都市周辺部電化推進庁は、ANSER(Agence Nationale des Services Énergétiques Ruraux)の名称で、2020 年に発足した。ANSER は、農村部および都市周辺部における電化推進と資金調達を担当す

る公的機関である。ANSER の任務は以下の通りである。

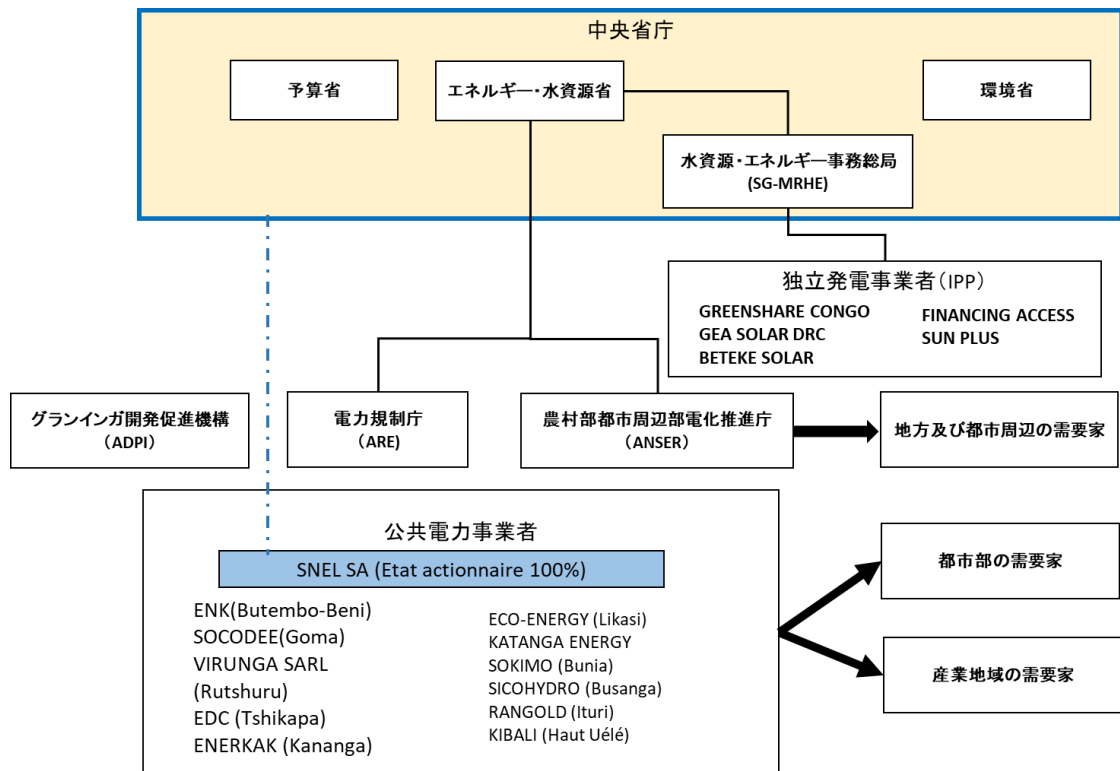
- ✓ 国のエネルギーポテンシャルに関するデータの収集とインベントリーを作成する。
- ✓ 国家電化計画に統合される国家農村・都市周辺電化計画を策定する。
- ✓ この計画を実施するための複数年計画を策定する。
- ✓ 公的または民間のイニシアティブへの技術的および財政的支援を通じて、農村部および都市周辺部の電化を促進する。
- ✓ 現行の法令に基づき、この目的のために必要な役務、調達および施工に関する入札図書を作成し、契約を締結する。
- ✓ コンセプトや技術面での地域イニシアティブの奨励や資金動員、様々なサービスの提供を通じて、電化プロジェクトの立ち上げを支援する。
- ✓ 資金を管理し、農村部および都市周辺部の電化プロジェクトの実施の促進・モニタリングを行う。
- ✓ 資金調達先を開発し、ドナーとの関係をフォローし、電力および財務を所管する省庁の関連部署と連携して、資金調達の指示を実行する。

また、ANSER の財源は以下の通りであり、これらの財源の取得・管理・配分に関するメカニズムと方法は、公的機関に関する法律に従って、閣議によって審議された政令によって定めることになっている。

- ✓ 公共電力サービスの活動の実施による使用料金。
- ✓ 電力消費税の一部。
- ✓ 電力輸出による収入に対する課税分。
- ✓ 国から交付される年間予算。
- ✓ 「カーボンクレジット」の取引枠の一部。
- ✓ ドナーからの資金提供。
- ✓ ドナーから提供された資金に対する国からのカウンターパート資金。
- ✓ 各方面からの贈与・助成金。
- ✓ 農村部および都市周辺部の電化にあてられた全ての財源。

3-1-4 電気事業体制

コンゴ民電気事業はエネルギー・水資源省（MERH）が管轄し、2014 年 6 月の電力自由化後、図 3-1.4 の体制を採用している。SNEL は発送配変電における電気事業を独占的に行うコンゴ民主共和国エネルギー電力公社である。電力販売契約に基づき、独立発電事業者（IPP）は SNEL に卸供給を行っている。その他、公共電力事業者は十数社存在する。



出典：SNEL

図 3-1.4 コンゴ民の電力セクター

電力規制庁（ARE）は所管大臣の監督下にある公的機関であり、発電・送電・配電・輸出入および電力商業化における民間セクターの競争力と参入を促進するために設置され、電気料金の決定、コンセッション契約、ライセンス付与等の権限が与えられている。また、農村部都市周辺部電化推進庁（ANSER）は、農村部及び都市周辺部における電化推進と資金調達を担当する公的機関である。主要な任務に、国家電化計画に統合される国家農村・都市周辺電化計画を策定等である。

水力発電に関しては、インガ水力発電所に係る維持管理計画等を担当する水力発電グランインガ開発促進機構（ADPI）が存在する。

3-1-5 電力価格の構造

SNEL 及び ANSER からの聞き取り調査の結果、コンゴ民の電気料金は、表 3-1.7 の通りである。また、比較のためにアフリカ諸国の一般用電気使用料金（低圧：一般家庭）を表 3-1.8 に示す。アフリカ諸国と比べて、SNEL の電気使用料金は比較的低い水準と言える。一方で、太陽光ミニグリッドの電気使用料金を表 3-1.9 に示す。太陽光ミニグリッドについては、隣国とほぼ同額である。

表 3-1.7 SNEL の電気使用料金

	電圧種別	価格 (USD/kWh)
1	低圧	0.08
2	中圧	0.098
3	高圧	0.0569

出典：調査団作成（SNEL からの聞き取り結果を基に作成）

表 3-1.8 アフリカ諸国の一般用電気料金（低圧：一般家庭）

	国名	価格 (USD/kWh)
1	エジプト	0.062
2	エチオピア	0.041
3	ケニア	0.15
4	コートジボアール	0.12
5	ナイジェリア	0.06
6	南アフリカ	0.11
7	モザンビーク	0.13
8	モロッコ	0.13

出典：調査団作成

表 3-1.9 太陽光ミニグリッドの電気使用料金

	電圧種別	価格 (USD/kWh)	設置国
1	低圧	0.25~0.45	コンゴ民

出典：調査団作成（ANSER からの聞き取り結果を基に作成）

3-1-6 電力セクターに関する経済・財務分析

（1）損益計算書

SNEL の 2015 年から 2020 までの財務諸表を元に損益計算書を取りまとめた。この計算書を元に 2020 年度の収益性を見ると 18%の増収と堅調であり、2016 年からの 5 年間では平均 20%の増収を維持している。一方で 2020 年度は、減価償却費および機材・維持管理費増加で前年に続き赤字となっている。原因としては以下の点が取り上げられる。

- ✓ 機材の老朽化による維持管理費の増加
- ✓ 住民等による銅製ケーブルの盗難が繰り返し発生するなどの破壊行為により、設備が度々故障、損傷しその修理に費用が発生している。（2020 SNEL Annual Report）

コロナ禍による社会不安等から電力施設等の破壊行為をやめるよう、SNEL は住民に呼び掛けている。

表 3-1.10 SNEL の損益計算書

単位：10 億 CDF

項目			2020	2019	2018	2017	2016	2015
営業	売上	電力	1,291.8	1,091.0	1,018.0	851.9	577.1	545.4
		その他	315.6	203.3	399.2	370.1	315.0	366.8
		合計	1,607.4	1,294.3	1,417.2	1,221.9	892.1	912.2
	売上・営業費用	機材費、維持管理費等	1,072.5	736.9	825.6	670.1	601.0	564.2
		人件費	287.8	309.9	215.3	190.0	148.5	120.7
		減価償却費	993.1	542.4	638.4	362.9	378.6	470.3
		合計	2,353.4	1,589.2	1,679.3	1,223.0	1,128.1	1,155.3
	損益		-746.0	-294.9	-262.1	-1.1	-236.0	-243.1
	営業外	収入	受取金利等	66.3	14.0	34.8	28.7	15.3
引当金戻入益			419.5	318.6	387.3	158.2	290.0	314.8
合計			485.8	332.6	422.2	186.9	305.3	315.7
費用		支払い金利等	234.4	197.7	137.4	174.3	59.8	66.6
		法人税	13.8	11.3	10.2	5.9	5.7	2.8
		合計	248.2	209.1	147.6	180.2	65.5	69.4
損益			237.6	123.6	274.6	6.7	239.8	246.3
当期損益		-508.4	-171.3	12.5	5.6	3.8	3.2	

出典：SNEL Annual Report 2015-2020

(2) 貸借対照表

次に示す表は SNEL の過去 5 年間の財務諸表をもとに取りまとめた。最新の 2020 年の財務状況を検証すると以下の点が確認できる。

- ✓ 流動比率（流動資産÷流動負債）は、100%を上回っており健全である
- ✓ 固定長期適合率（固定資産÷（固定負債＋資本））は、100%を下回っており健全である。
- ✓ 自己資本比率は、70%以上を維持しており健全である。

表 3－1.11 SNEL の貸借対照表

単位：10 億 CDF

			2020	2019	2018	2017	2016
資産	現金・預金		281.8	226.5	189.1	203.3	123.2
	ほか流動資産	棚卸資産	49.8	38.1	40.2	45.2	42.3
		未収入金	1,914.9	1,836.9	1,187.2	958.1	1,362.0
		ほか流動資産合計	1,964.7	1,875.0	1,227.4	1,003.3	1,404.3
	流動資産合計		2,246.5	2,101.5	1,416.5	1,206.6	1,527.5
	固定資産合計		16,115.7	14,011.8	14,001.0	13,271.9	8,472.2
	資産合計		18,362.2	16,113.3	15,417.5	14,478.5	9,999.7
負債	流動負債	短期負債	1,496.8	976.7	1,003.9	736.6	521.6
	固定負債	長期負債	3,595.0	3,576.1	3,541.3	2,995.9	2,545.3
	負債合計		5,091.7	4,552.8	4,545.2	3,732.5	3,066.9
資本			13,270.5	11,561.0	11,694.6	11,330.7	7,111.6
	負債・資本合計		18,362.2	16,113.8	16,239.8	15,063.2	10,178.5

出典：SNEL Annual Report 2016-2020

(3) キャッシュフロー

2020 年の当期損益が赤字または若干赤字基調であるが、支出を伴わない減価償却費および入金を伴わない引当金戻入益を調整後の純キャッシュフローは黒字を維持している。

表 3－1.12 キャッシュフロー

単位：10 億 CDF

項目		2020 年
営業活動	当期損益	-508.4
	減価償却費	993.1
	流動資産増	-89.7
	短期負債増	520.1
小計		915.1
投資活動	固定資産増	-2,103.9
小計		-2,103.9
財務活動	長期負債増	18.8
	資本増加	1,709.5
小計		1,728.3
キャッシュフロー		146.1

出典：SNEL Annual Report 2020

(4) 料金徴収

2020 年に SNEL が請求を行った契約顧客数 (778,171 戸) は、2019 年比 (709,727 戸) で 10%

(68,444 戸) 増加している。2019 年から 2020 年にかけて増加した契約顧客数の中にはメーター設置のない顧客数も含まれている。売電においては、2019 年と 2020 年の売上高は平均 5% の増加を示しており、収益は安定している。

表 3-1.13 料金徴収

分類	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
請求				
請求を行った契約顧客数	613,162	662,586	709,727	778,171
売上 (GWh)	7,226	7,607	8,727	9,652
売上 (米ドル)	622,255,066	630,026,755	698,748,328	736,046,782
回復				
請求に対する徴収額 (米ドル)	405,568,445	382,974,750	451,555,962	453,285,540
滞納金の徴収額 (米ドル)	57,743,629	94,459,507	104,176,610	193,967,252
総収入 (米ドル)	463,312,074	477,434,257	555,732,572	647,252,792

出典：SNEL Annual Report2017- 2020

3-1-7 民間事業者(IPP 等)の参入状況

(1) 民間参入実績

SNEL からの聞き取り調査によると、コンゴ民の太陽光 IPP 参入状況については表 3-1.14 のとおりである。太陽光 IPP 事業のサイトは 10 箇所あり、そのうち SNEL と PPA 締結済みのサイトは 9 サイトである。また、コンゴ民では、IPP の太陽光発電所は、GREENSHARE CONGO が開発している 100MWp の太陽光発電所が 2023 年に着工予定である。

表 3-1.14 コンゴ民太陽光 IPP 参入状況

	太陽光 IPP 事業者	場所	出力 MWp	状況	備考
1	GREENSHARE CONGO	Kolwezi	100	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	2023 年着工予定 (*)守秘義務の関係上、契約情報未入手
2	GEA SOLAR DRC	Kolwezi	500	IPP と SNEL 間で PPA (100 MWp) 契約締結及びトランジット契約 (400 MWp) の締結(*)	2021 年 3 月着工予定であったが、資金調達の遅れにより未着工 (*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
3	BATEKE SOLAR 1	Kinshasa	200	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結 (*)	(*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
4	BATEKE SOLAR 2	Kinshasa	200	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	(*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
5	BATEKE SOLAR 3	Kinshasa	200	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	(*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
6	BATEKE SOLAR 4	Kinshasa	200	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	(*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
7	BATEKE SOLAR 5	Kinshasa	200	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	(*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
8	FINANCING ACCESS	Likasi	100	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	2021 年 2 月着工予定であったが、資金調達の遅れにより未着工 (*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
9	FINANCING ACCESS	Kolwezi	100	IPP と SNEL 間で PPA 契約締結(*)	2021 年 2 月着工予定であったが、資金調達の遅れにより未着工 (*)守秘義務の関係上、その他契約情報未入手
10	SUN PLUS	Kinshasa	1000	PPA 契約協議中	

出典：調査団作成 (SNEL からの聞き取り調査により作成)

IPP 事業の他、コンゴ民の民間の太陽光開発会社である Nuru が、北キブ州の州都 Goma に、1.3MWp の太陽光発電所をパイロット運転している。また、SNEL が保有している 1MWp の太

太陽光発電所が Manono で商用運転している。その他、ソーラーホームシステム (SHS) 分野へ、BBOXX、Altech Group、d.light、FLP、Sodefor などの民間企業が参入している。

(2) 太陽光発電所の概要

1) 独立発電事業者 (IPP)

太陽光 IPP 分野では、SUN PLUS、GREENSHARE Congo、FINANCING ACCESS、GEA SOLAR DRC などの事業者が発電事業への参入を計画しており、その計画概要を表 3-1.15 に示す。

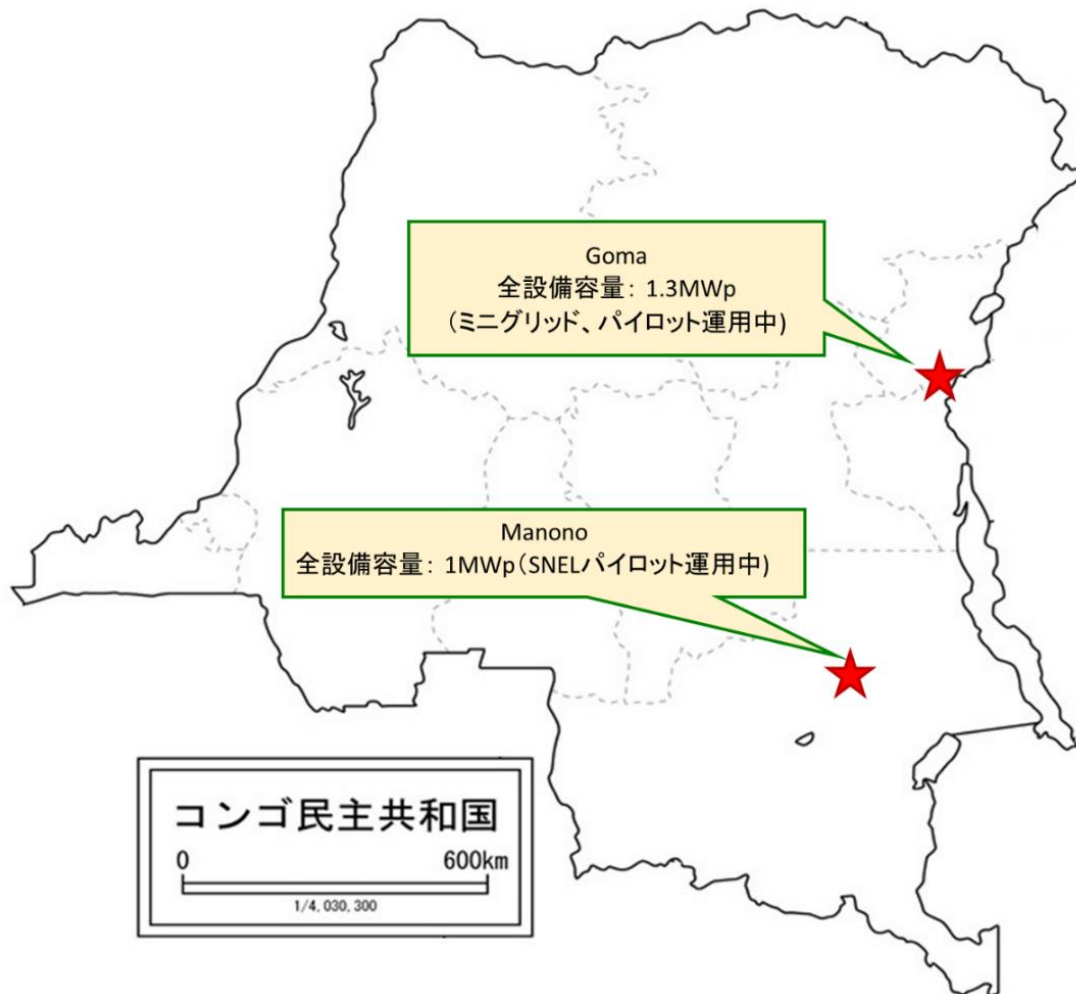
表 3-1.15 コンゴ民における民間事業者と太陽光 IPP 建設計画概要

	事業者名	事業概要
1	SUN PLUS	SunPlus は PPP の下で 1,000MWp の太陽光発電プロジェクトを開始。「キンシャサソーラーシティ」と名付けられ、キンシャサの近くに累積容量 1,000MWp の太陽光発電所をいくつか設置する計画。第一段階で合計容量 600MWp のいくつかの太陽光発電所の設置を行う計画。
2	GREENSHARE CONGO	Kolwezi の近くで 100MWp の太陽光発電所建設計画。発電された電力は、SNEL に販売される。Kolwezi はそれ自体が鉱業の町であり、この電力は、地域の鉱業活動と経済活動の活性化に寄与する。 IFC は、プロジェクトの開発を促進するために参加した。このプロジェクトでは、太陽光発電所を建設するための特別目的会社 (SPC) を立ち上げる。2023 年に着工し、12 か月以内に完了する予定である。
3	GEA SOLAR DRC	Gea Solar は、Katanga 地域全体の都市、村、産業、鉱山へ電力供給する。 最初の 100MWp 太陽光発電プラントは、SNEL (DRC の National Electric Utility) と締結した PPA 契約を通じてクリーンエネルギーを供給する。 さらに 400MWp の残りの 4 つのプラントが近くに配置され、GeaSolarRSC がさまざまな大口顧客に直接生産および販売できるようにする SNEL とのトランジット契約が締結された。 Gea Solar と SNEL は、500MW Kolwezi 太陽光発電プラントの相互接続実現可能性調査を実現する戦略アドバイザーとして ABB を共同で任命した。
4	FINANCING ACCESS	Kolwezi と Likasi での太陽光発電所建設計画。 それぞれ 100 MWp の 2 つの太陽光発電所、周辺で操業している鉱業会社と地域の送電網に供給する 30kV の送電線が含まれる。 1. コンセプション期間: 20 年 2. 合計設置容量: 200MWp 3. 電力購入契約: Kolwezi & Likasi / SNEL 内/周辺で操業している国際的な鉱業会社

出典: 調査団作成

2) 太陽光ミニグリッド

現在、パイロット運用中の太陽光ミニグリッドの位置図を図 3-1.5 に示す。



出典：調査団作成

図 3-1.5 コンゴ民のパイロット運用中の太陽光ミニグリッド位置図

① Goma (Nuru)

Goma に本拠を置く Nuru は北キブ州の州都 Goma で、パイロットプロジェクトとして、貯蔵システムを備えた 1.3MWp のミニハイブリッド太陽光発電所を稼働している。ハイブリッドプラントからの電力は、同じく Nuru によって建設され、変圧器と送電線を備えたミニグリッドを介して住民に直接配電されている。Nuru は中圧用の高さ 12 m の電柱と、低電圧用の高さ 8～10m の電柱を含む電力網を設置した。

Goma のハイブリッドオフグリッドのパイロット運転は、2024 年までに 500 万人に電力を供給することを目的としたプロジェクトである。

② Manono (SNEL)

SNEL が発電所と MV および LV のグリッドを設置した太陽光発電によるミニグリッドである。SNEL が保有しており、加入と接続、公共照明への配電を行っており、請負会社は Congo Energy である。表 3-1.16 にその概要を示す。

表 3-1.16 Manono ミニグリッドの概要

	項目	仕様等
1	主要発電タイプ	太陽光
2	パネル枚数	3,172
3	最大発電電力	1 MW
4	平均発電電力	0.7 MW
5	発電出力	80%
6	インバーター数	9
7	MV 配電総距離	26 Km
8	LV 配電総距離	162 km
9	接続数	489
10	維持管理スタッフ	1 人

出典：SNEL

3-1-8 固定価格買取制度 (FIT) 等再エネ投資促進策の導入状況

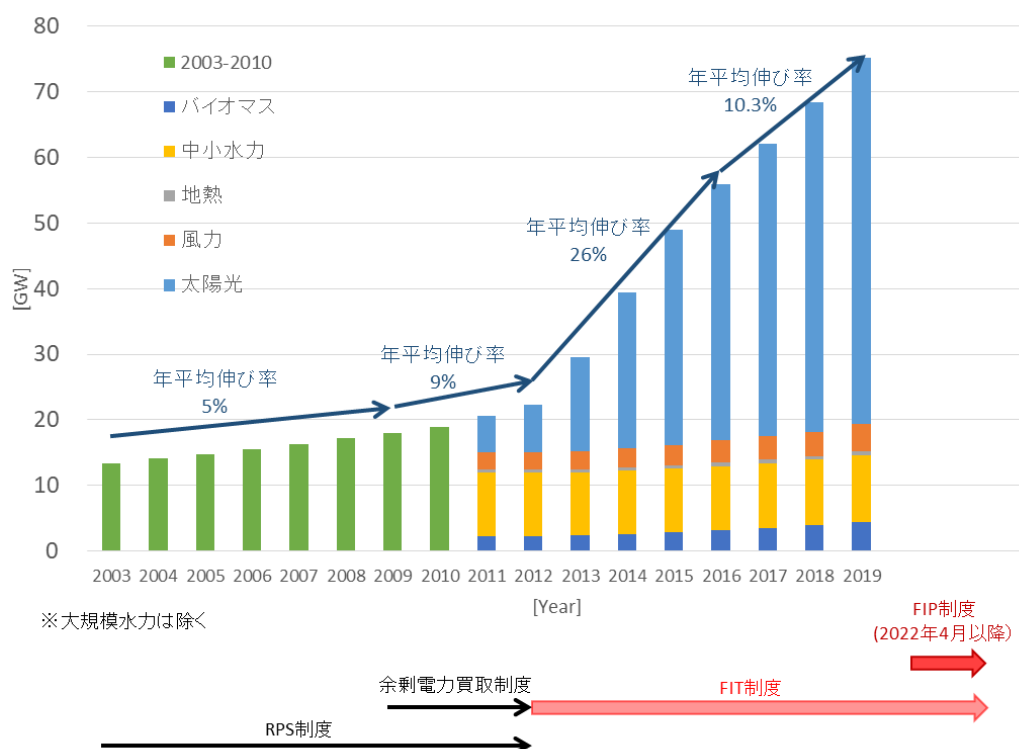
再生可能エネルギーの導入促進策は、FIT 制度、補助金制度、炭素税、減税等が挙げられる。これらは、国の当該技術の成熟度や財政状況等によって、促進政策の導入方法は異なる。

(1) 日本での固定価格買取制度 (FIT) の動向と評価

2003 年、「電気事業者による新エネルギー電気等の利用に関する特別措置法（RPS 法）」に基づき、RPS(Renewables Portfolio Standard)制度が開始され、再生可能エネルギーの導入拡大が進められた。

さらに、2012 年 7 月、日本政府は RPS 制度に変えて、固定価格買取制度（FIT）を導入し、再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力、バイオマス、地熱）の大幅な導入拡大を進めた。2017 年 4 月には、固定価格買取制度（FIT）が改正され、設備導入だけでなく事業計画を確認する制度となり、適切な維持管理等を事業者課すことで、健全な導入拡大が進められている。

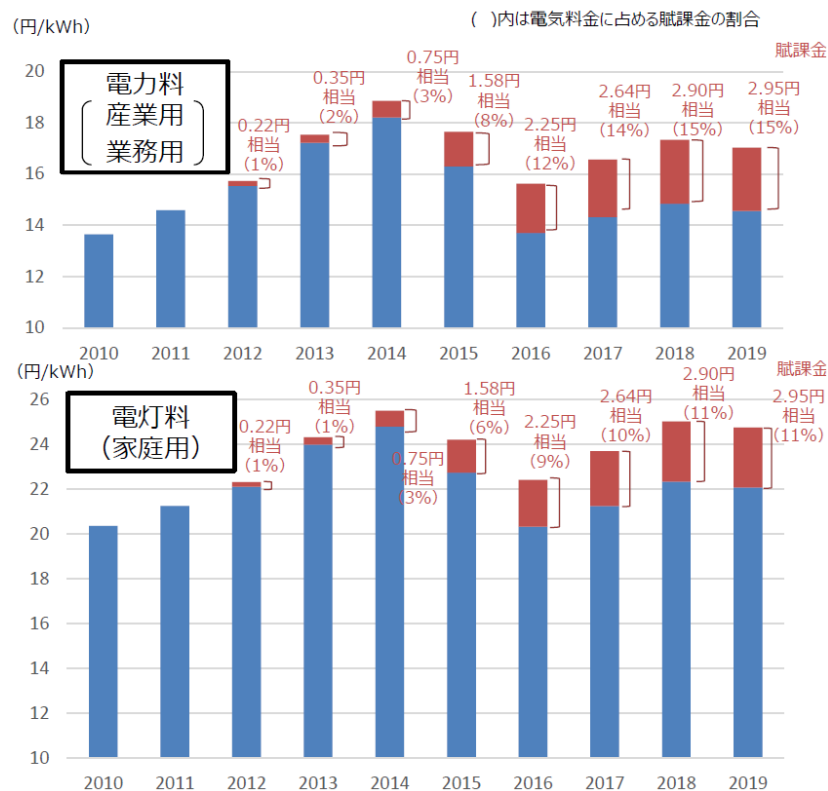
FIT 制度に基づき、化石エネルギーよりも発電コストの高い再エネによる電力を、電力会社が一定期間固定価格で買い取る仕組みを導入することで、発電事業者の投資回収の計画がしやすくなるため、設備投資を後押しした。制度開始以来、約 7 年で対象となる再エネ導入量が概ね 3.9 倍となった（図 3-1.6 参照）。



出典：調査団作成（資源エネルギー庁「国内外再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案, 2020年9月」および「エネルギー白書 2018」をもとに作成）

図 3-1.6 再生可能エネルギーの導入量の推移

図 3-1.7 は、旧一般電気事業者の電気料金の平均単価と賦課金の推移を示している。FIT 制度開始当初において、電気料金に対する賦課金の割合は 1%程度であったのに対し、2019 年には産業用・業務用は 15%、家庭用は 11%にまで増加している。再エネ導入拡大に伴い、賦課金による国民負担の増大などの課題が生じていることがわかる。



出典：資源エネルギー庁

図 3-1.7 旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移

一方で、図 3-1.8 は、世界の太陽光の新規設備容量と発電コストを示したものである。

太陽光の発電コストが、2012 年当初の約 4 分の 1 まで低下していることも、導入加速の背景にあると言える。



出典：JETRO

図 3-1.8 太陽光の新規設備容量と発電コスト

我国では、法改正だけでは十分に対応できていない課題については、運用レベルの見直しが必要とされ、試行錯誤をしながらの FIT 制度の運用となっている。

以上のことから、FIT 制度は以下の課題への適切な取り組みが必要となる。

- ① 再エネ導入促進と、国民負担（賦課金等）の抑制との両立
- ② 発電過多による系統制約の顕在化を招かないための適切な調整力の確保
- ③ 発電単価の価格競争力の低下を招かないための制度の見直し
- ④ 長期安定的な発電を支える事業環境整備等、規制局と電気事業者との綿密な連携による制度運用

FIT 制度の課題のうち、③の価格競争力を上げるための制度として、2022 年 4 月より、日本政府は、再生可能エネルギー発電事業者の投資予見可能性を確保しつつ、市場を意識した行動を促すため、固定価格買取制度（FIT）に加え、新たに、市場価格を踏まえて一定のプレミアムを交付する制度（FIP: Feed-in Premium）を導入する予定である。

我が国では、大規模太陽光や風力などの電源は導入が進んでいるが、未だ、市場連動型の取引が行われていない。今後、競争力のある電源への成長が見込まれる電源については、競争電源として FIP 制度へ移行し、さらなる導入促進を目指す。FIP 制度の概要を図 3－1.9 に示す。

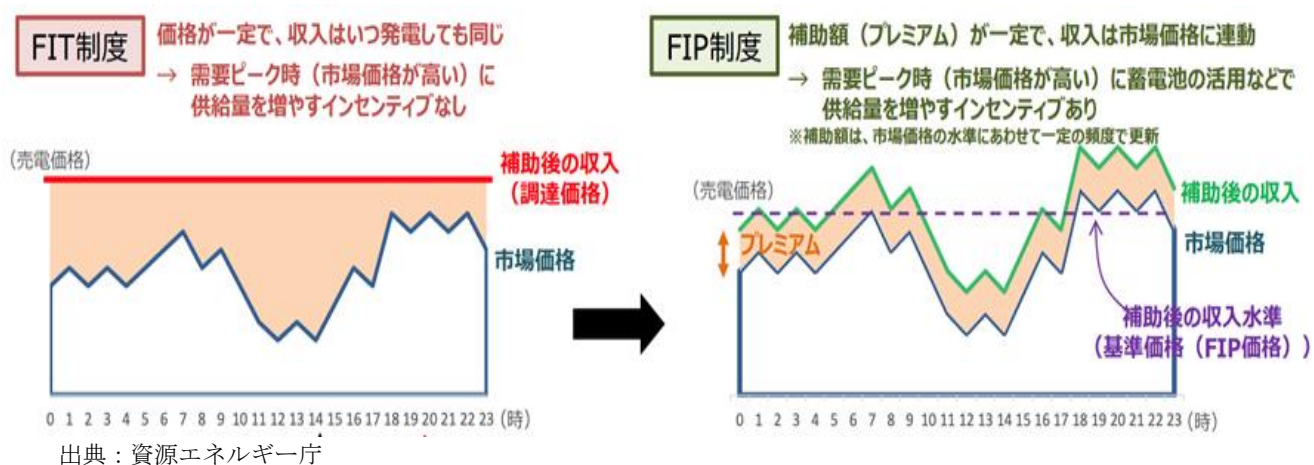


図 3－1.9 FIP 制度の概要

FIP 制度によるプレミアム額は、基準単価（FIP 価格）から参照価格（市場参照期間ごとの市場価格の平均価格）を控除した額（プレミアム単価）に再エネ電気供給量を乗じた額を基礎として、一定期間ごとに決定される。参照価格は、季節または時間帯による再エネの電力供給の変動その他の事情を勘定して算定された額である。FIP 制度の長所・短所を、表 3－1.17 に示す。

表 3-1.17 FIP 制度の長所・短所

項目	詳細
長所	再生可能エネルギー発電事業者が電力需給に応じて変動する市場価格を意識し、市場価格が高いときに売電をすることにより収益が拡大できる
短所	再生可能エネルギー発電事業者の卸売市場での売電収入が、時間帯や季節による市場変動に加え、長期の気候変動や長期的な市場価格の下落などにより投資回収の予見性を著しく損なうリスクがある
短所を補う工夫	・市場価格が安い季節の定期メンテナンスを行う計画とする。 ・市場価格の安い時間帯に蓄電池を活用する計画とする。

出典：調査団作成

FIP 制度の下では、再エネ発電事業者は、収益確保のため、市場価格の変動にあわせた売電計画を実施することが必要である。

(2) コンゴ民での再エネ導入促進策の現状と評価

エネルギー・水資源省からの聞き取り調査より、コンゴ民では FIT 制度のような再エネ導入促進策は採用されていないことを確認した。しかしながら、導入促進のために、Tariff の調整等により、電気料金の国民負担を減らすことについては前向きである。

また、再エネ導入促進策と政府の優先事項である地方電化対策として、再生可能エネルギーによる地方電化を行う農村部都市周辺部電化推進庁（ANSER : Agence Nationale des Services Énergétiques Ruraux）という組織を 2020 年に発足させた。ANSER は、太陽光発電や小水力発電によるミニグリッド、風力発電、クリーンクッキング、ソーラーホームシステム（SHS）等による分散型電化の導入も進めている。

また、ANSER は、コンゴ民再生可能・分散型エネルギー協会（ACERD : Association Congolaise pour les Énergies Renouvelables et Décentralisées）とともに、Mwinda 基金を立ち上げ、地方電化のためにのみ使い、再生可能エネルギーの導入促進を図っている。

ANSER からの聞き取り調査によると、2050 年までの再エネ導入目標値は、表 3-1.18 の通りである。

表 3-1.18 2050 年までの再エネ導入目標値（地方電化）

年	再エネ導入目標(%)
2024	30
2030	50
2040	80
2050	100

出典：調査団作成

国際エネルギー機関（IEA : International Energy Agency）は、ネットゼロ排出を 2050 年に達成するというシナリオを打ち出しており、再生可能エネルギーの導入促進を積極的に行う方針である。そのような潮流の中、ANSER の 2050 年までの再生可能エネルギー導入の目標は、IEA の方針と合致している。

3-1-9 国際連系に関わる検討状況

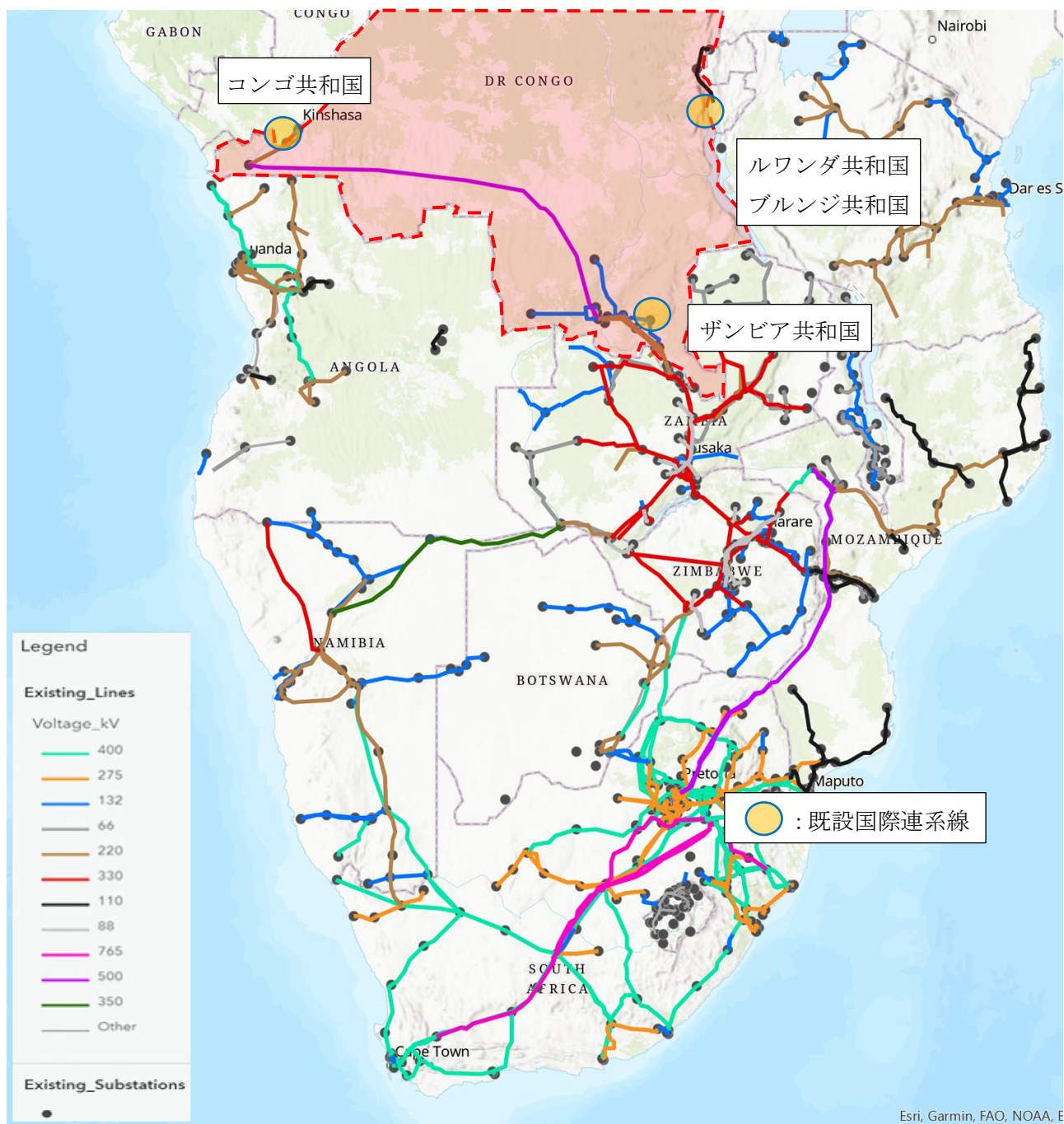
既設の国際連系線を表 3-1.19 に示す。コンゴ民は、コンゴ共和国、ザンビア共和国、ルワンダ共和国およびブルンジ共和国の4国と連系されている。

表 3-1.19 既設国際連系線の一覧（既設）

パワープール名称	連系先	区間	電圧 / 回線数	電線サイズ
-	コンゴ共和国	Linwala - Mbouno	220kV / 2 回線	Alac 366.0mm ²
-	ザンビア共和国	Karavia - Luano	220kV / 2 回線	AMS 228.0mm ²
SAPP	ザンビア共和国	Karavia - Michelo	220kV / 2 回線	AMS 228.0mm ²
SAPP	ザンビア共和国	Kasumbalesa - Michelo	220kV / 2 回線	Cu 153.7mm ²
-	ルワンダ共和国	Goma - Buhandahanda	70kV / 1 回線	Alac 157.0mm ²
-	ブルンジ共和国	Bukavu - Bujumbura	70kV / 1 回線	情報なし

出典；調査団作成

コンゴ民は、南部（SAPP）、東部（EAPP）および中部（CAPP）の3つのアフリカパワープールに属している。CAPP では、コンゴ川を挟みキンシャサとブラザビルを約 14km の送電線が連系しており、EAPP では、Ruzizi II 水力発電所がルワンダ共和国およびブルンジの系統に連系している。しかし、調査時点で実運用されている設備は、SAPP グリッドであるザンビア共和国との連系線のみであり、鉱山向けの電力輸入が主である。（図 3-1.10）。コンゴ民とザンビア共和国は、南部系統の Karavia 変電所から 2 回線、Kasumbalesa 変電所から 1 回線の計 3 回線それぞれ 220kV 送電線で連系されているが、鉱山需要の増大に対応するために、継続的に増強プロジェクトが SNEL により計画されている。



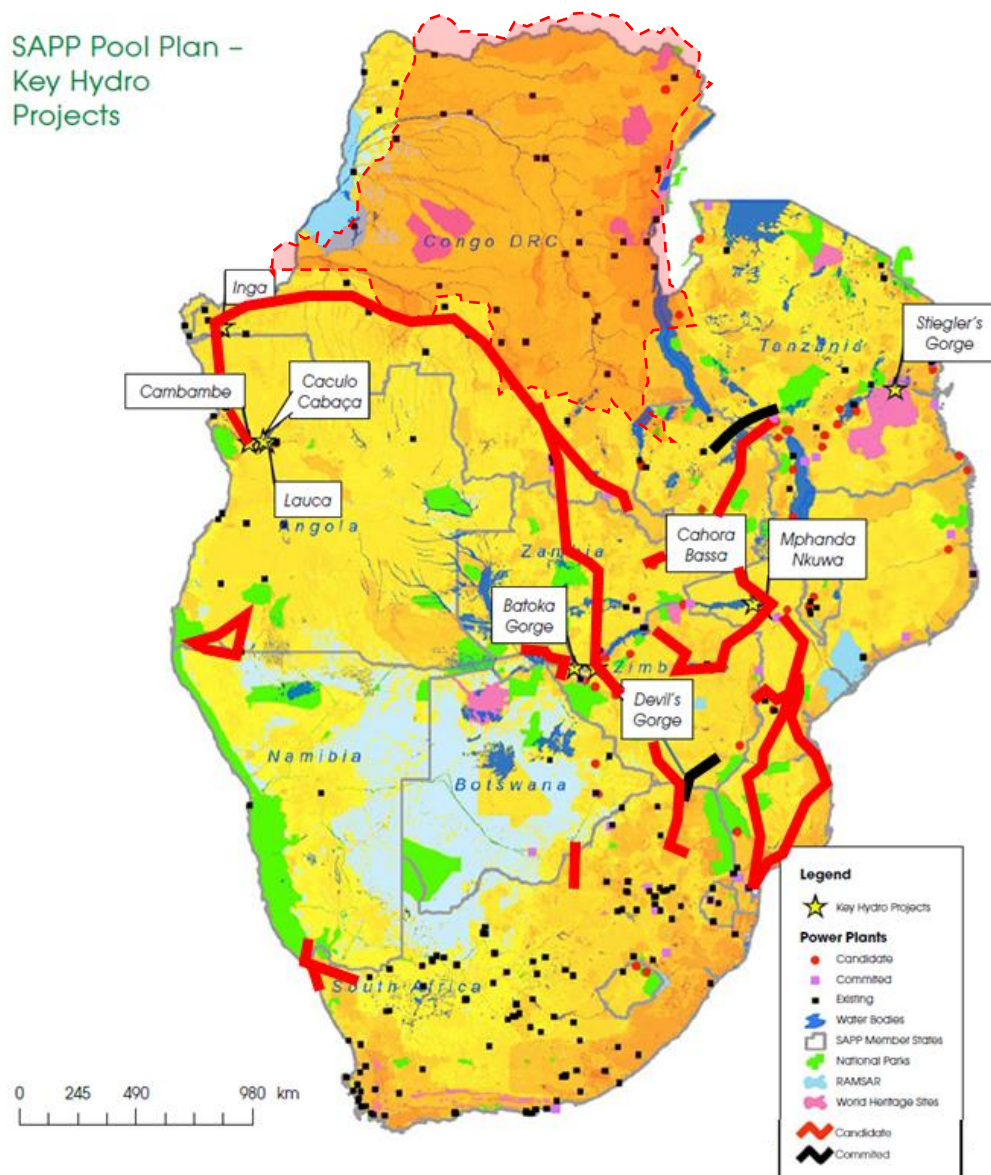
出典：SAPP HP(<http://www.sapp.co.zw/sapp-sadc-grid-map>)を基に調査団作成

図 3-1.10 SAPP プロジェクト 既存送配電網マップ

表 3-1.20 に、SAPP プロジェクト加盟国内での電力融通量を示す。コンゴ民の 2020 年、2021 年の合計融通量は SAPP 加盟国全体の融通量のわずか 2.0[%]に留まっている。さらに、電力融通は南部の鉱山開発に必要な電力を上述のザンビア共和国から輸入（100MW）しているもので、輸出はなされていない。

SAPP プロジェクトでは最終的に、インガ 3、4（グランドインガ）水力発電所の開発による電力（最終フェーズ 11,654MW）を南アフリカ共和国、アンゴラ共和国およびザンビア共和国へ供給すること

を目的としている。しかし調査時点では国内需要に対する供給力が不足している状況であり、電力輸出にはインガ 3、4 など電源開発による発電容量の確保が必要である。また、SAPP プロジェクトでは、インガ 3、4 水力発電所完成後に、南アフリカ、アンゴラ、ザンビアと連系する送電線の新設も検討されている（表 3-1.2 1、図 3-1.1 1）。一方、エネルギー・水資源省からのヒアリングでは、グランドインガ建設後の連系先は、①Katanga、②キンシャサ（3 ルート目）、③キンシャサ周辺の工業団地、および④ギニア（首都コナクリ）を予定しているとの情報を得た。しかし、グランドインガ計画自体が未定であり、詳細は検討されていないのが現状である。また、南アフリカと 2,500MW（当初 5,000MW）の電力輸出について調整済みであるとの情報があるが、輸出収入を確実に獲得するため、他輸出国についても事前協議を進めておく必要がある。



出典：SAPP POOL PLAN EXECUTIVE SUMMARY を基に調査団作成

図 3-1.1 1 SAPP プロジェクト 将来計画マップ

表 3-1.20 SAPP 加盟国の融通電力量 (単位: MW)

No	Country	2020	2021	2022	2023	Total	%share
1	Angola	399	0	2100	-	2,499	11.7%
2	Botswana	10	-	500	-	510	2.2%
3	DRC	240	120	-	-	360	2.0%
4	Eswatini	10	-	-	-	10	0.1%
5	Lesotho	-	0	20	-	20	0.1%
6	Malawi	90	18	50	268	426	3.2%
7	Mozambique	30	-	0	550	580	3.1%
8	Namibia	220	44	0	-	264	1.4%
9	South Africa	1,219	2,342	1,525	805	5,891	31.9%
10	Tanzania	212	820	1,795	1032	3,859	30.1%
11	Zambia	765	120	200	101	1,186	6.4%
12	Zimbabwe	20	300	590	-	910	7.8%
Total		3,215	3,764	6,780	2,756	16,515	100%
Plants Planned to be decommissioned		75	1,870	2,280	4,225	8,450	

出典: SAPP Annual Report 2020 (<http://www.sapp.co.zw/sites/default/files/Sapp%20Annual%20Report%202020.pdf>)

表 3-1.21 SAPP プロジェクトにおける電源・送電線開発計画

Generation projects	Countries	Capacity and commissioning dates
Batoka	Zambia and Zimbabwe	2,400 MW in 2023
Mphanda Nkuwa	Mozambique	1,500 MW in 2028
Devil's Gorge	Zambia and Zimbabwe	1,200 MW in 2032
Inga 3&4	DRC	4,800 in 2030, 9,426 MW in 2032, rising yearly to 11,654 MW in 2034
Stiegler's Gorge	Tanzania	1,048 MW in 2036 2,096 MW in 2039

Transmission projects	Characteristics	Capacity and commissioning dates
Inga-Angola	3 x 400 kV HVAC	1,100 MW in 2020 (2 lines) 1,600 MW in 2034 (with third line)
Inga-Luano (Zambia)	500 kV HVDC	2,000 MW in 2029
Inga-Limpopo (Gauteng) (SA)	600 kV HVDC	3,000 MW in 2032
STE (Mozambique)	2 x 400 kV HVAC 500 kV HVDC	Phased development over 2023-2028

出典: SAPP POOL PLAN EXECUTIVE SUMMARY
(http://www.sapp.co.zw/sites/default/files/SAPP%20Pool%20Plan%202017%20-%20Executive%20Summary_0.pdf)

一方で、SNEL の 2035 年までの国際連系に関わる送電線開発計画を表 3-1.22 に示す。調査時点では、CAPP プロジェクトに関わる、アンゴラ共和国西部のカビンダとインガ水力発電所を連系する 400kV 2 回線の送電線が中期計画として挙げられており、その他については長期計画であり具体的な工期は定まっていない状況である。

表 3-1.22 国際連系線の計画一覧

パワープール名称	連系先	送電線名	電圧 / 回線数	電線サイズ
CAPP	アンゴラ共和国	Inga - Boma - Moanda - Cabinda	400kV / 2 回線	N/A
WAPP	ナイジェリア連邦共和国	Inga - Calabar	N/A	N/A

パワープール名称	連系先	送電線名	電圧 / 回線数	電線サイズ
SAPP	アンゴラ共和国	Inga - Luanda	N/A	N/A
-	アンゴラ共和国	Matadi – Maquela do Zombo	N/A	N/A
CAPP	中央アフリカ共和国	Zongo(North side) – Bangui	N/A	N/A
-	エジプト・アラブ共和国	Wanie - Cairo	N/A	N/A
SAPP	南アフリカ共和国	Kolwezi - Witkop	N/A	N/A
-	ウガンダ共和国	Beni - Nkenda	N/A	N/A
-	ルワンダ共和国	Goma - Gisenvi	N/A	N/A

3－1－10 他ドナーの状況

キンシャサを中心とする逼迫したコンゴ民電力セクターへの各ドナーの支援内容は、水力発電所リハビリ及び送配電網への支援が計画及び実施されている。インガ水力発電所以外の水力発電所は50MW 程度の中型水力発電所である。世界銀行の支援によりインガ第2 発電所 21 号機 22 号機及び 27 号機が完成した。今後は送電網を2 回線化などインガからキンシャサへの系統の安定化を図ることで、配電線を経由して地域住民へ安定した電気を供給するものである。表 3－1.2 3に各ドナーの支援概要を示す。

表 3－1.2 3 各ドナーの支援概要

実施年度・期間	機関名	案件名	金額	援助形態	プロジェクトが上位計画の目標達成に果たす役割
2018～2019	USAID	Assistance technique - développement de la législation secondaire pour mettre en place l'ARE (Agence de Régulation) et l'ANSER - (avec appui de ECODIT)	US\$8.2 million	技術支援	ARE 及び ANSER に対する技術支援及び法制度の支援
2020～実施中	USAID	Power Africa (East Africa Energy Program implemented by RTI, West Africa Energy program implemented by Deloitte, Power Africa off-grid program implemented by RTI) ^{*1}	—	有償/無償	オフグリッドによる東部集を中心にした電化支援
2021～実施中	USAID	Virunga Grid Electrification (en complement avec l'Union Européenne): focus on development of industrial park and SMEs business development	US\$1.6 million	無償	工業団地及び中小企業向け

実施年度・期間	機関名	案件名	金額	援助形態	プロジェクトが上位計画の目標達成に果たす役割
2017～2021	鉱山会社	Réhabilitation et modernisation de la centrale hydroélectrique de Mwadingusha ムワダンギュシャ水力発電所のリハビリと近代化	—	不明	11.8 MW の容量を持つ 6 台の水車発電機及びペンストックなど付属設備のリハビリによる電力増産
2019	La Banque africaine de développement (BAD)	Projet Appui à la Gouvernance et à l'Amélioration du Secteur Electrique (PAGASE)	US\$100 million	有償	新しい電力セクター法により電力セクター向け投資環境を整備されたことを受けて、DRC 電力セクター発送配電施設の改善を行い、電力アクセス率改善及び強化することを目的としている。
2019	La Banque africaine de développement (BAD)	Projet de réhabilitation et de renforcement des centrales Hydroélectriques d'Inga et du réseau de distribution (PMEDE) ^{※2}	US\$37. 1 million	無償	インガ水力発電所とキンシャサ配電網のリハビリと強化のためのプロジェクト
2019	La Banque africaine de développement (BAD)	Projet D'électrification Periurbaine et Rurale (PEPUR) ^{※3}	US\$72. 8 million	無償、技術支援	キンシャサ北部 (Bandudu, Kasai Oriental, Kivu) 送電線リハビリ
2019	La Banque africaine de développement (BAD)	Projet d'Appui au Développement d'Inga et de l'Accès à l'Electricité (PASEL) ^{※4}	US\$45. 8million	無償、技術支援	インガ 3 の開発のための技術支援の実施 (技術支援+人材開発)
計画中	La Banque africaine de développement (BAD)	Interconnexion entre Beni (coté RDC) et l'Ouganda interconnection avec le NELSAP ^{※5}	未定	—	ウガンダとの国際連携線計画
計画中	La Banque africaine de développement (BAD)	Ruzizi 3	未定	—	ルジジ (Ruzizi3) 開発支援
2015～2018	世界銀行	Réhabilitation des groupes G21 et G22 de la centrale INGA 2	—	有償	インガ第 2 の G21 及び G22 号機の修理による電力増産
2015～2018	カタンガ州の鉱山会社	Réhabilitation des groupes G27 de la centrale INGA 2	—	有償	インガ第 2 の G27 号機の修理による電力増産

実施年度・期間	機関名	案件名	金額	援助形態	プロジェクトが上位計画の目標達成に果たす役割
計画	Kfw、フランス開発庁(AFD)、欧州投資銀行(EIB) 共同出資	Ruzizi 第 1 発電所 (29.8MW)とルジジ第 2 発電所(43.8MW)に対し改修支援と民営化支援 ^{※6}			DRC 東部の既設発電所である水力発電所リハビリ事業。サイトはタンガニーカ湖周辺 DRC、ルワンダ国、ブルンジ国国境を流れるルジジ川で、DRC だけでなく他の 2 国にも裨益がある。
計画中	KfW	インガ第 1、第 2 発電所の変電設備の近代化	—	有償	太陽光発電による郊外マイクログリッドプロジェクト
実施中	世界銀行	Project to Rehabilitate the Inga Hydro-Power Plants and the Kinshasa Distribution Grid (PMEDE) (家庭消費・輸出のための電力市場開発プロジェクト)	US\$226.9million	有償/無償	220/20kV 送配電網強化による電力の安定化及び負荷削減など
実施中	世界銀行	Projet d'Electrification Périurbaine et Rurale (PEPUR) ^{※7}	US\$89.0 million	無償	都市周辺・村落部電化プロジェクト) 220kV 送電線網及び都市周辺変電所の増容量
実施中	世界銀行	Electricity Access & Services Expansion (EASE) (電力アクセス・サービス拡大プロジェクト) ^{※8}	US\$205.2 million US\$63.0 million	有償	配電線の強化、電力供給の安定化
実施中	EXIM 銀行資金	上海電力 (S.E.C) プロジェクト	US\$350.1 million	有償	220kV 送電線建設
実施中	EXIM 銀行資金	Construction de la ligne 220 kV Zongo – Kinsuka (220kV Zongo-Kinsuka 線建設)	US\$27.0 million	有償	220kV 送電線建設
計画中	ELSEWEDY ELECTRIC	Projet d'implantation du poste HT de Kasumbalesa (Kasumbalesa HV 変電所建設プロジェクト)	US\$30 million	有償	南部系統の容量拡大 Kasumbalesa の電化率向上
実施中	Angola	Ligne 400 kV Inga-Boma-Moanda-Cabinda (400 kV Inga-Boma-Moanda-Cabinda 線の建設)	—	不明	CAPP 連系線の強化

実施年度・期間	機関名	案件名	金額	援助形態	プロジェクトが上位計画の目標達成に果たす役割
不明	TBEA	Ligne 2 20k V Bandundu-Bagata-Bulungu-Kikwit tr eseaux de distributions associées (220kV Bandundu-Bagata-Bulungu-Kikwit 線と配電線の建設)	—	不明	Kwilu 州地域の地方電化
不明	TBEA	Ligne 220 kV Maluku-Kenge-Massimanimba-Bulungu-Kikwit (220 kV Maluku-Kenge-Massimanimba-Bulungu-Kikwit 線の建設)	—	不明	Kwilu 州地域の地方電化

出典：下記 HP より調査団作成 PМЕDE、PEPUR、PAGASA、EASE、等詳細を表 3-4.11、関連事項 3-3-4 に示す。

※1. Power Africa https://www.usaid.gov/sites/default/files/documents/1860/PAOP-DRC-MarketAssessment-Final_508.pdf

※2.PМЕDE - Projet de réhabilitation et de renforcement des centrales Hydroélectriques d'Inga et du réseau de distribution
<https://projectsportal.afdb.org/dataportal/VProject/show/P-CD-FA0-001>

※3.PEPUR - PROJET D' ELECTRIFICATION PERIURBAINE ET RURALE

<https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Procurement/Project-related-Procurement/RDC%20-%20Projet%20d%E2%80%99%C3%A9lectrification%20p%C3%A9riurbaine%20et%20%20rurale%20%20%C2%AB%20PEPUR%20%C2%BB%20-%20%C2%AB%20Extension%20des%20r%C3%A9seaux%20de%20distribution%20Moyenne%20Tension%20%28MT%29%20et%20Basse%20Tension%20%28BT%29%20de%20Kabare%20dans%20la%20province%20du%20Sud-Kivu%20-%20AOI.pdf>

※4.PASEL - Projet d' Appui au Développement du Site d' INGA et de l' accès à l' électricité

<https://projectsportal.afdb.org/dataportal/VProject/show/P-Z1-FA0-045?lang=fr>

※5. NELSAP - <https://www.afdb.org/fr/documents/ouganda-projet-dinterconnexion-du-nelsap-rapport-dachevement-de-projet>

※6.<https://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/activities/grants/rehabilitation-of-ruzizi--i--ii-hydro-power-plants-.htm>),

※7.<https://documents1.worldbank.org/curated/en/817971468245430631/pdf/774200REPLACEM0140Box382121B00O090.pdf>

※8. <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P156208>

3-2 太陽光 IPP

3-2-1 コンゴ民主共和国電力セクター民間参入実績及びストラクチャーのレビュー

(1) コンゴ民での太陽光の動向

1) 太陽光 IPP 事業

太陽光 IPP 事業の参入については、3-1-7 で示した通り、太陽光 IPP 事業におけるサイトは 10 箇所あり、そのうち SNEL と PPA 締結済みのサイトは 9 サイトであるが、まだ建設されていない。建設予定地は、主にキンシャサ、Kolwezi、Likasi 等の工業地帯と鉱山地域である。

2) 農村部都市周辺部電化推進庁 (ANSER)

3-1-8 で言及した通り、2020 年に、再生可能エネルギーによる地方電化促進を行うための機関として、ANSER を発足した。

ANSER からの聞き取り調査によると、次のようなパイロットプロジェクト等の取り組みを行っている。

- ① 優先投資予定として 100 プロジェクト (テクニカル／ファイナンス／PPP)
- ② SHS は現在、パイロット案件を 4 県で行っており、支払いは PayGo 方式 (従量制課金)。本パイロット案件が順調であるため、26 県に拡大予定である。
- ③ ミニグリッドは、パイロット案件を 2 県で行っている

また、ANSER の再エネ導入の 2050 年までのマイルストーンとして、地方部において再エネ率を、表 3-2.1 の通りに設定しており、IEA の 2050 年にネットゼロ排出を達成するというシナリオと合致している。

表 3-2.1 2050 年までの再エネ導入目標値 (地方電化)

年	再エネ導入目標(%)
2024	30
2030	50
2040	80
2050	100

出典；調査団作成

3) コンゴ民再生可能・分散型エネルギー協会 (ACERD)

SHS、オフグリッド、ソーラー機器、ミニグリッド (太陽光、水力、ディーゼル等) を扱っている民間企業が会員となっており、2022 年 1 月現在 33 社である。聞き取り調査によると、本邦企業が出資する SHS の企業 (ACERD のメンバー) が、将来的には太陽光ミニグリッドやメガソーラーへと販路を広げる方向で検討中である。

ACERD のメンバーを表 3-2.2 に示す。

表 3-2.2 ACERD のメンバー（黄のハイライトは太陽光系の企業を示す）

No	入会年	企業名	事業者種別
1	2018	Adam Smith International	コンサルティング会社
2	2018	altech	SHS 事業者
3	2018	BASCONS	改良かまど製造
4	2018	BBOXX	SHS 事業者
5	2018	BURN	改良かまど製造
6	2018	CONGO ENERGY	水力発電、太陽光事業者
7	2018	D.light	ソーラーキット製造
8	2018	Greenlight Planet	SHS 事業者
9	2018	Halt Bank	改良かまど製造
10	2018	IMA - Innovation Makers Alliance	DX 事業
11	2018	OrangeEnergie	ソーラーキット製造
12	2019	GOGLA	SHS 事業者
13	2019	Weast	ソーラーキット製造
14	2020	AFSIA (Africa Solar Industry Association)	太陽光、オフグリッド事業者
15	2020	Apalia 24	SHS 事業者
16	2020	Dev Solaire	ソーラーキット製造
17	2020	Districom AFRIC	SHS 事業者
18	2020	EDD CONSULTING	不明
19	2020	FORAF ASBL FORAF	ソーラーランプ製造 改良かまど製造
20	2020	Goshop	SHS 事業者
21	2020	ItCongo	ソーラーキット製造
22	2020	Mwinda Technologies	SHS 事業者
23	2020	SAGEMCOM	計量端末設計
24	2020	Schneider Electric	太陽光・SHS 事業者
25	2021	AEG	風力、水力事業者
26	2021	Africa Solaire	SHS 事業者
27	2021	Baobab Plus	金融機関
28	2021	EMF	不明
29	2021	EDC	発送配電、水力事業
30	2021	ENK	水力事業者
31	2021	HALO	太陽光・ハイブリッド揚水事業者
32	2021	STS	電気設備、配電事業者
33	2021	TECHPOWER SERVICES	太陽光ミニグリッド事業者

出典：調査団作成（ACERD の HP を元に作成、2022 年 1 月現在）

（２） 太陽光のポテンシャル

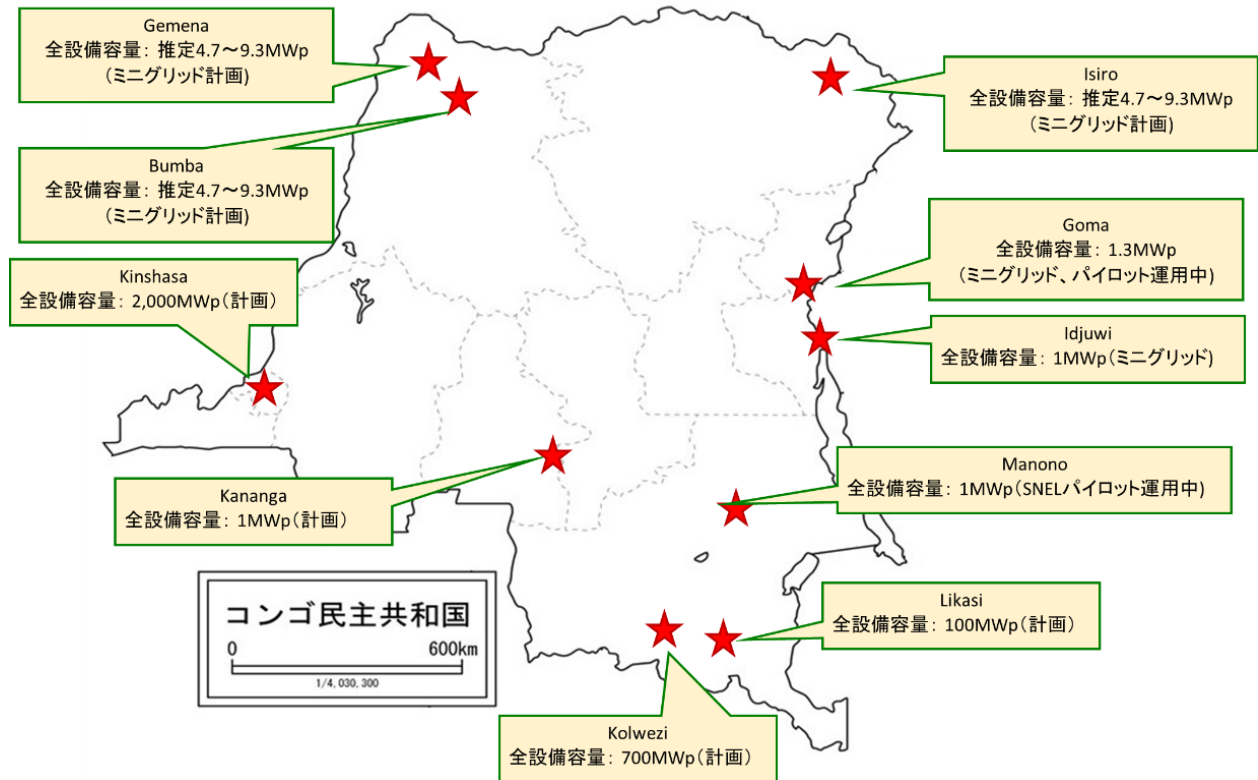
コンゴ民の太陽光発電所としては、現在計画中のメガソーラーの発電所 10 サイト（民間）および、MANONO で商用運転中の SNEL 保有の 1MWp 太陽光ミニグリッド、ならびに GOMA で商用運転中の Nuru（太陽光開発の企業）保有の 1.3MWp 太陽光ミニグリッドが存在している（表 3-2.3、図 3-2.1 参照）。

表 3-2.3 コンゴ民太陽光発電所（計画・既存）

地域名	全設備容量 [MWp]	備考
Kolwezi	700	計画（IPP 事業）
Kinshasa	2,000	計画（IPP 事業）
Likasi	100	計画（IPP 事業）
Manono	1	SNEL 保有のミニグリッド（パイロット運転中）

地域名	全設備容量 [MWp]	備考
Goma	1.3	Nuru 保有のミニグリッド（パイロット運転中）
Gemena	4.7～9.3（推定）	Moyi Power （ミニグリッド計画）
Bumba	4.7～9.3（推定）	Moyi Power（ミニグリッド計画）
Isiro	4.7～9.3（推定）	Moyi Power（ミニグリッド計画）
Idjwi	1	Equatorial Power（ミニグリッド計画）
Kananga	1	-

出典：調査団作成



出典：調査団作成

図 3-2.1 コンゴ民太陽光発電所（計画・既存）

表 3-2.4 年間発電電力量

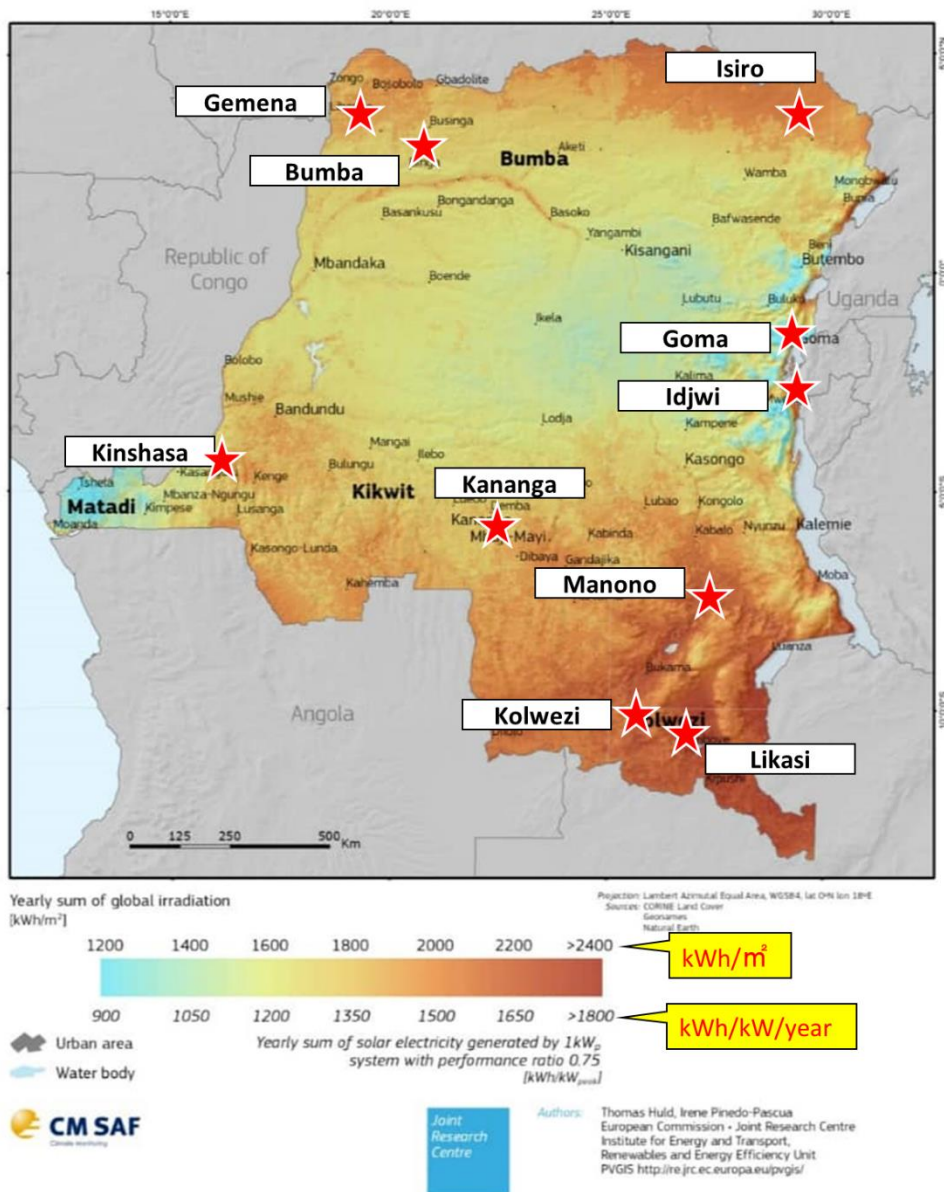
地域名	全設備容量 [MW]	年間発電電力量 [MWh/year]
Kolwezi	700	1,155,000
Kinshasa	2,000	2,700,000
Likasi	100	180,000
Manono	1	1,650
Goma	1.3	1,560
Gemena	4.7～9.3（推定）	7,500～13,950
Bumba	4.7～9.3（推定）	6,345～12,555
Isiro	4.7～9.3（推定）	7,285～14,415
Idjwi	1	1,200
Kananga	1	1,400

出典：調査団作成

Global irradiation and solar electricity potential

Optimally-inclined photovoltaic modules

DEMOCRATIC REPUBLIC OF CONGO



出典：調査団作成（SNEL から受領した EUMETSAT 資料を基に作成）

図 3-2.2 太陽光日射量データ

(3) 太陽光 IPP への民間企業の参入状況

3-1-7 に示した通り、民間事業者の参入実績は、太陽光については、これまでに完工した発電所はなく、PPA 契約締結済の 9 サイトと PPA 締結前の 1 サイトの計 10 サイトであり、収益性の高い大都市および鉱山地域に集中している。

また、SNEL からの聞き取り調査によると、資金調達の遅延により、まだ着工していない。今後の太陽光 IPP 事業の健全な参入の為に、完工後の事後評価は第三者によって行われるべ

きである。現状のストラクチャーは表 3-2.5 の通りである。

表 3-2.5 コンゴ民の太陽光 IPP 事業のストラクチャー

	スポンサー (IPP)	レンダー	EPC 事業者	O&M 事業者	土地 所有者	SPC	場所	PPA 締結
1	GREENSHARE CONGO	IFC	不明	不明	コンゴ州	設立予定	Kolwezi	済
2	GEA SOLAR DRC	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kolwezi	済
3	BATEKE SOLAR 1	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kinshasa	済
4	BATEKE SOLAR 2	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kinshasa	済
5	BATEKE SOLAR 3	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kinshasa	済
6	BATEKE SOLAR 4	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kinshasa	済
7	BATEKE SOLAR 5	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kinshasa	済
8	FINANCING ACCESS	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Likasi	済
9	FINANCING ACCESS	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kolwezi	済
10	SUN PLUS	不明	不明	不明	コンゴ州	不明	Kinshasa	未

出典：調査団作成

3-2-2 電力売電契約 (PPA)

(1) PPA の概要

PPA の締結は、IPP が設置した発電システムで発電した電力を、電力会社（コンゴ民では SNEL）と IPP との間で、長期に渡り売買契約をするものである。契約の締結には、オフテイカーである電力会社、投資家、レンダー等の利害関係者との密接な協議が必要となる。そのようなビジネス経験が先進国や新興国と比べて少ない途上国では非常に敷居の高い契約である。また、契約期間も長期（20 年から 30 年程度）に渡る為、不利益が生じないように、慎重な協議が求められる。

利害関係者に不利益が生じないようにするためには、下記の確認を怠らないようにすることが肝要である。

- ① PPA 締結には IPP が発電した電力を電力会社が買い取れるかどうかの財務評価
- ② 電力会社が支払い不能となった場合に対して保証できるメカニズムがあるか

これらは、IPP 自身が事業に参入するか否かの判断材料となると言える。

(2) PPA の整備に向けた活動

電力セクターが自由化されるにつれ、コンゴ民政府は、民間の関係者が電力業界に参入するのを支援するために、電力規制庁（ARE : Autorité de Régulation de l'Électricité）と呼ばれる電力機関を設立した。

SNEL からの聞き取り調査によると、事業における土地使用についてはリースとなる。エネルギー・水資源省は、20 年から 30 年続く事業ライセンスを付与し、ライセンス期間終了時に、

更新手続きを行う。ライセンスが更新されなかった場合、土地の権利とサイトに設置されたすべての施設は、コンゴ民政府にリースバックされる。

これまでのところ、PPA をすでに取得している場合でも、太陽光発電所において完工した IPP 事業はまだないため、政府へリースバックされたケースは無い。

コンゴ民において、PPA は、F/S やエコノミックスダディ終了後に結ぶことが出来る。また、電気料金については、IPP 事業者から ARE へ申請を行い、承認されることにより決定される。SNEL によると、PPA の雛形は存在していないとのことである。実際に、締結をした PPA を確認（SNEL と IPP 間での秘密保持契約が結ばれている）したところ、表 3－2.6 に示すような項目であった。

表 3－2.6 PPA 項目例（IPP と SNEL 間）

	項目	備考
1	目的	協力の枠組み等
2	プロジェクトスコープ	前提条件、実施
3	調査と作業の実施	調査・作業のデマケ
4	当事者のコミットメント	当事者の取り組みに関する取り決め
5	プロジェクトの統合	コンプライアンスに基づいてプロジェクトを実施・監督する等
6	期間	契約期間、延長について
7	スケジュール	作成義務
8	修正	契約内容修正の方法
9	権利放棄	権利放棄の方法
10	譲渡	譲渡の方法
11	終了または放棄	いずれかの当事者の不履行に対する取決め
12	適用法および紛争の解決	DRC 法に準拠
13	不可抗力	発生後数日以内に会合を開き、対応する等。
14	情報・文書の守秘義務	期間中・終了後の数カ月間、情報・文書を厳重に機密保持するなど。
15	表明保証	契約者が法的に存在し、活動している等の保証
16	通知	通知・連絡の方法
17	言語	フランス語とする
18	施行	当事者の署名により発効

出典：調査団作成（SNEL からの聞き取り結果より作成）

日本では、PPA の契約項目に、発電予測や運転停止計画、さらには電力量計測についての項目、販売者と購入者の負担項目等、その他記載するが、そのような項目が表 3－2.6 には見当たらない。アフリカの他国では、様々な専門家（WB、AfDB、他国の電力会社等）が、PPA 作成の手助けとなる契約における詳細を説明したハンドブックを作成している国もある。先に述べた通り、PPA は利害関係者に不利益が生じないようにするように作り込む必要があるため、今後、再生可能エネルギーの導入を進めていく上で、国外から参入する IPP が増加する可能性を踏まえ、両当事者のリスク回避を反映した PPA の雛形の作成は、優先的な取り組みの一つになると考える。

(3) コンゴ民における太陽光 PPA の契約実績

コンゴ民の太陽光の PPA については、表 3-2.7 の通り、9 件の契約が SNEL によって締結されている。

表 3-2.7 コンゴ民における太陽光 PPA の契約実績

	太陽光 IPP	場所	概要	状況
1	GREENSHARE CONGO	Kolwezi	100MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (100 MWp) 契約締結
2	GEA SOLAR DRC	Kolwezi	500MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (100 MWp) 契約締結 及びトランジット契約 (400 MWp) の締結
3	BATEKE SOLAR 1	Kinshasa	200MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (200 MWp) 契約締結
4	BATEKE SOLAR 2	Kinshasa	200MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (200 MWp) 契約締結
5	BATEKE SOLAR 3	Kinshasa	200MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (200 MWp) 契約締結
6	BATEKE SOLAR 4	Kinshasa	200MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (200 MWp) 契約締結
7	BATEKE SOLAR 5	Kinshasa	200MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (200 MWp) 契約締結
8	FINANCING ACCESS	Likasi	100MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (100 MWp) 契約締結
9	FINANCING ACCESS	Kolwezi	100MWp の PV プラントの建設	IPP と SNEL 間で PPA (100 MWp) 契約締結

出典：調査団作成

表 3-2.7 に示した通り、PPA が締結されているサイトは 100MWp が 3 箇所、200MWp が 5 箇所、100 MWp およびトランジット契約 (400 MWp) の締結のサイトが 1 箇所である。現在、Green Share Congo の Kolwezi の 100MWp 太陽光発電所の建設工事が、IFC の支援で 2023 年から着工の見通しである。

3-2-3 候補スポンサー・レンダーのプレイヤー確認

(1) 候補スポンサーの概要

現地での聞き取り結果を踏まえ、太陽光 IPP 事業への出資実績はないが、出資を期待されるドナーや企業等を表 3-2.8 に示す。特に、ACERD のメンバーは、太陽光に特化したメンバーが多いため、太陽光 IPP への出資を期待できる。

表 3-2.8 候補スポンサー

スポンサー	国名	概要
AFD	フランス	パートナーシップが民間部門と公共部門の両方に築かれており、再エネへの出資の可能性あり。
RawBank	コンゴ民	コンゴ民最大の商業銀行。ANSER によると、地方電化への出資の可能性あり。
MTB	コンゴ民	コンゴ民を本拠地とする商業銀行。ANSER によると、地方電化への出資の可能性あり。
ACERD のメンバー	コンゴ民	最貧困層の国民が電力へアクセスできるように、Mwinda 基金を設立。エネルギー・水資源省によると、メンバーによる出資の可能性あり。

出典：調査団作成

(2) 候補レンダーの概要

現地での聞き取り結果を踏まえ、太陽光 IPP 事業への融資の可能性のあるレンダーを表 3-2.9 に示す。特に、IFC は既に融資実績があり、今後、太陽光 IPP への融資が期待できる。

表 3-2.9 候補レンダー

レンダー	備考
AFD（フランス開発庁）	パートナーシップが民間部門と公共部門の両方に築かれており、再エネへの融資の可能性あり。
WB（世界銀行）	太陽光 IPP については、オフテイカーの支払い能力に疑問があり、否定的。
IFC（国際金融公社）	Kolwezi 太陽光発電所（IPP）へ融資実績あり
AfDB（アフリカ開発銀行）	DRC のエネルギー部門への民間投資を奨励し、電気エネルギーへのアクセス率の拡大を予定

出典：調査団作成

3-2-4 現地スポンサーへのヒアリング

スポンサー候補は 3-2-3 で記載した企業やドナーが考えられる。スポンサーおよび関連するプレイヤーへのヒアリングを実施した結果を、表 3-2.10 に示す。ヒアリング結果を踏まえると、以下の課題が考えられるが、解消の見込みがあると考ええる。

IPP や民間事業者は、利益が出やすい地域へ集中し、地方などの電力購買能力の低い地域への参画を避ける傾向にある。

表 3-2.10 現地スポンサーへのヒアリング結果

ヒアリング項目	主な意見	意見箇所
政情・治安リスク	一貫性のあるべきプランニングとマスタープランが欠如している。	エネルギー・水資源省
売電リスク	SNEL の財務状況が決して良いとは考えていない。	WB
	電気の品質の悪さによる国民の電気の購買意欲が低い。	エネルギー・水資源省
パートナーリスク	IPP や民間事業者は、利益が出やすい地域へ集中し、地方などの電力購買能力の低い地域への参画を避ける傾向にある。	ANSER
日照リスク	日照時間は比較的長く、リスクは小さい。	SNEL
国内輸送	荷揚げ港はボマの港（大西洋）または、マタディ（コンゴ川）であるが、キンシャサまでの陸路はアスファルト舗装されており、状態は良い。 しかしながら、それ以外の内陸からの輸送路は悪路が多い。	SNEL
完工リスク	コンゴ民のカントリーリスクと、SNEL の財務状況による IPP の発電所建設が順調に進むかが疑問	WB
用地リスク（土地）	土地保有省と共同で対処しており、問題は起きていない。	エネルギー・水資源省
ファイナンスリスク	IPP 事業にたいしては、SNEL の財務状況が決して良いとは考えられないため、支払いが滞る可能性もある。一方で、ミニ・オフグリッドへの支援は考えられる。	WB

出典：調査団作成

3-2-5 オフテイカーの財務分析・政府保証の供与実績有無

（１） オフテイカーの概要

一般的にオフテイカーは、IPP が発電した電力を安定的に買い取ることが出来る財務状況でなければ、IPP 事業は成り立たない。コンゴ民では、オフテイカーとして考えられる会社は SNEL 一社のみである。

(2) オフテイカーの財務分析

SNEL はコンゴ民で唯一、電気事業を独占的に行う電力会社である。表 3-2.1 1 に直近 5 年の SNEL の財務状況を示す。2016 年以降、赤字が継続している。原因としては、盗電によるコレクションロス等があげられる。また、エネルギー・水資源省からの聞き取りのよると、SNEL は請求した電気代の 25% の徴収することができなかったこともあり、未徴収の 8% は高圧および中圧の民間需要家であり、55% は低圧の民間需要家である。未徴収の残りは国（公共施設、省庁等）および政府系企業によるものである。また、設備の老朽化によるロスや配電網の飽和状態にあること等による輪番停電の実施により、需給バランスが取れず安定的に電力が供給できない事等が挙げられる。

表 3-2.1 1 SNEL の財務状況（通貨単位：百万 CDF）

1 CDF = 0.0578 円換算（2022 年 1 月 31 日レート参考）

	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
総営業収益	1,182,130	1,380,162	1,804,546	1,612,868	2,026,894
総営業費用	1,128,117	1,223,023	1,679,280	1,589,177	1,360,322
営業利益	54,013	157,139	125,266	23,691	666,571
減価償却費	378,556	362,916	638,448	542,378	993,074
支払利息	48,963	141,588	85,060	154,297	156,977
純営業利益	-373,506	-347,366	-598,242	-672,983	-483,480
営業外収益	59,837	28,631	66,699	34,754	109,750
営業外費用	0	32,698	52,357	43,435	77,400
純利益	-313,669	-351,433	-583,900	-681,664	-451,131
純利益（円）	-181.3 億	-203.1 億	-337.5 億	-394.0 億	-260.8 億

出典：SNEL から入手したデータの基づき調査団作成

このような赤字体質である SNEL は、財務状況の改善努力が必要である。

(3) 政府保証の概要

エネルギー・水資源省からの聞き取り調査によると、IPP 事業で、オフテイカーの未払いに対する保証、兌換保証、送金保証等の政府保証は、存在しないことが判明した。しかしながら、今後、IPP 事業者の参入を進め、コンゴ民の電化を促進するためには、IPP に対する政府保証は必要であると認識しており、政府への審議事項として挙げる予定であると確認した。

一方で、SNEL からの聞き取り調査によると、コンゴ民政府による保証は、期待していない。SNEL の不払い対策としては、SNEL が設定した毎月のエネルギー消費量の請求書の 1 ヶ月又は 3 ヶ月並びに 6 ヶ月に相当する保証金は、支払いを保証するために、銀行に預け入れられていると確認した。

3-2-6 事業権付与のプロセスの確認・政府担当機関の確認

(1) 事業権付与のプロセスの概要

コンゴ民での IPP 事業権付与は次のプロセスを踏むことになる。

- ① IPP 事業者による F/S 及びエコノミックスタディ終了
- ② MOU (Memorandum of Understanding) の合意
 - ✓ 経済及び財務調査について
 - ✓ F/S の内容について
 - ✓ 認可ライセンスについて
 - ✓ 土地の権利について
 等である。
- ③ 2014 年 6 月の電力法第 11/014 号に基づいて所管官庁から運転許可を取得
- ④ コンゴ法に基づいて会社を設立する。
 地域の規制を管理するため、IPP 事業者は、DRC に会社を設立する必要がある。
 例) 日本企業の Engineering Japan が、DRC に Engineering DRC という会社を設立。
- ⑤ ARE から適用される料金の承認を取得する
- ⑥ SNEL と IPP 事業者による PPA 署名

また、SNEL からの聞き取りによると、通常、IPP 事業者と SNELSA 間の PPA に係る折衝は 14 日を超えず、PPA の締結に費用は発生しない。

(2) 政府担当機関の概要

電力セクターにおける各政府機関とその役割について表 3-2.12 に示す。

表 3-2.12 各政府機関と業務概要

政府担当機関	概要	主な活動
SG- MERH	水資源・エネルギー事務局	IPP 事業者の窓口
ARE (Autorité de Régulation de l'Électricité)	電力規制庁	電気料金の決定、コンセッション契約、ライセンス付与等
UCM (Unité de Coordination et de Management)	調整・管理ユニット	プロジェクトの管理、事業調整
ANAPI (Agence Nationale pour la Promotion des Investissements)	投資促進公社	内資及び外資問わず、国内での投資の促進 投資法で規定されている投資案件の許認可を与える
ANSER (Agence Nationale des Services Énergétiques Ruraux)	農村部都市周辺部電化推進庁	農村部及び都市周辺部における電化推進と資金調達を担当する公的機関 ミニ／オフグリッドの PPP 手続きの枠組み作成

出典：調査団作成

IPP は、エネルギー・水資源省内の水資源・エネルギー事務総局 (SG- MERH) の再生可能エネルギー局の管理下に置かれている。また、その権限に加えて、SG- MERH の任務は表 3-2.13 の通りである。

表 3-2.13 SG- MERH の任務

	SG- MERH の任務
1	再生可能エネルギー分野における政策プロジェクトや戦略の設計・策定、および承認後の実施
2	再生可能エネルギーに関連する法案、規制案、基準の設計と策定、およびその実施
3	再生可能エネルギーに関する基準に応じた、再生可能エネルギー源の利用の調整
4	再生可能エネルギーの持続可能な開発の確保
5	発電に向けた再生可能エネルギー源の促進
6	発電に向けた再生可能エネルギー源の開発への参加
7	再生可能エネルギー分野の事業者のモニタリング
8	再生可能エネルギー源の利用による環境影響評価への貢献
9	再生可能エネルギー源に関する DRC のエネルギー能力の開発に関する国際条約・協定の準備、参加、締結への貢献およびその実施のモニタリング
10	再生可能エネルギーに関するデータベースの構築・管理

出典：調査団作成

ARE は、所管大臣の監督下にある公的機関であり、表 3-2.14 に示す任務を遂行する。

表 3-2.14 ARE の任務

	ARE の任務
1	発電・送電・配電・輸出入および電力商業化における民間セクターの競争力と参入を促進する
2	電力セクターの事業者によるコンセッション契約の履行、ライセンスおよび許認可に関する諸条件の遵守を監視する
3	利用可能な容量の範囲内で、送電網への第三者のアクセスを確保する
4	電力セクターの事業者による基準や規範の適用を監視する
5	コンセッションおよび特定のライセンスの付与を目的とした仕様明細、ならびに電力に関する公的サービスの枠組みにおけるあらゆる規范文書を、単独または調達契約規程に従った第三者の協力を得て、作成する
6	電力セクターにおける事業者間また事業者と消費者間の紛争が裁判所に申し立てられる前に、事前の調停を行う
7	経済担当大臣と電力担当大臣が最終消費者への電気料金を設定するための、価格構造の要素を決定し、監視する
8	事業者から提供されたコストの費目に基づいて、経済担当大臣と電力担当大臣に対して、発電料金と送配電網使用料金を提案する。

出典：調査団作成

UCM は、エネルギー・水資源省の電力部門の組織強化を目的に、2015 年に、エネルギー・水資源省の監視機能を強化すべく、電力プロジェクトを管理する事業調整・管理ユニットとして立ち上げられた。

ANAPI は、内外資問わず、国内での投資の促進と、投資法で規定されている投資案件の許認可を与えることを目的として設立された公社である。候補地視察支援や現地パートナーの紹介等を行っている。

ANSER は、農村部および都市周辺部における電化推進と資金調達を担当する公的機関である。農村部都市周辺部電化推進庁の任務は、表 3-2.15 に示す通りである。また、ANSER の財源は 3 つに分類されており、①法律によって定められた財源、②設立に関する政令によって補足された財源、③ANSER の財源徴収の方法に関する政令によって定められた財源である。これらの財源の取得・管理・配分に関するメカニズムと方法は、公的機関に関する法律に従って、閣議によって審議された政令によって定めるものとする。

表 3-2.15 ANSER の任務

ANSER の任務	
1	国のエネルギーポテンシャルに関するデータの収集とインベントリーを作成する
2	国家電化計画に統合される国家農村・都市周辺電化計画を策定する
3	計画を実施するための複数年計画を策定する
4	公的または民間のイニシアティブへの技術的および財政的支援を通じて、農村部および都市周辺部の電化を促進する
5	現行の法令に基づき、この目的のために必要な役務、調達および施工に関する入札図書を作成し、契約を締結する
6	コンセプトや技術面での地域イニシアティブの奨励や資金動員、様々なサービスの提供を通じて、電化プロジェクトの立ち上げを支援する
7	資金を管理し、農村部および都市周辺部の電化プロジェクトの実施の促進・モニタリングを行う
8	資金調達先を開発し、ドナーとの関係をフォローし、電力および財務を所管する省庁の関連部署と連携して、資金調達の指示を実行する。

出典：調査団作成

3-2-7 民間参入体制及び事業実施における主要課題

(1) 民間参入体制の概要

IPP プロジェクトに参加するための条件は、電力分野における事業者の選定およびコンセッション、ライセンス、認可の付与・変更・取り消しの方式を定めた 2018 年 12 月 24 日付け法令第 18/052 号に規定されている。

(2) 事業実施における主要課題

コンゴ民の未開発の再生可能エネルギーの潜在的な発電ポテンシャルは表 3-2.16 のとおりである。

しかしながら、エネルギー・水資源省からの聞き取りによると、コンゴ民は膨大なエネルギー資源を有するにもかかわらず、人口 1 億人に対する電力アクセス率が 20%未満と大きな国内格差(都市部で 35～50%、農村部で 1%未満)が存在する、アフリカでも最低レベルである。

表 3-2.16 コンゴ民の未開発の再生可能エネルギーの潜在的な発電ポテンシャル

	発電形態	容量	備考
1	水力発電	100,000 MW	ブサンガ、中国支援、780 サイト以上
2	太陽光発電	82,000MW	
3	風力	15,000 MW	大西洋からの風を利用
4	バイオマス発電	140 MW	

出典：調査団作成（SNEL からの聞き取りにより作成）

エネルギー・水資源省からの聞き取りによると、コンゴ民での太陽光発電事業実施における主な課題としては、①民間事業者参入のための制度整備と、②再エネ導入に向けたマスタープランの整備が挙げられる。

1) 民間事業者参入のための制度整備

民間事業者等に対して魅力あるものとするためには、高い収益率が期待できるプロジェクトを提供できなければならない。電力の需要家(住民、企業、工場、公共施設)の電気料金の

支払い能力の向上にいついても、事業を持続するための必須条件となる。

エネルギー・水資源省からの聞き取り調査によると、現状において、IPP 事業に対して、オフテイカーが不払いになった時の政府保証がない。また、オフテイカーは自然災害に対する保険をかけていない。これらは、民間の事業への参入意欲に影響するため、整備が必要である。

2) 再エネに向けたマスタープランの整備

エネルギー・水資源省によると、一貫性のある計画とマスタープランが欠如しているとの意見を挙げられた。隣国のウガンダでは、系統から遠い地域はミニグリッドとするマスタープランに沿ってプロジェクトの実施に結びついている地域がある。

再エネ導入の促進については SG- MERH や ANSER によって、行われていくことになるが、近隣諸国で作成されているようなマスタープランを作成し、それに沿った事業の実施をしていくことが必要である。

3-2-8 本邦企業の関心

各国への IPP 事業進出・出資等を経験している日系商社に、アフリカへの事業実施の可能性についての聞き取りを行った。その日系商社は、欧州の財閥系企業（コングロマリット）等へ出資/連携し、既にアフリカへの参入している。連携先の企業は、ハードシップの高い国に対しても積極的に営業を行い、政府や顧客と良好な関係を築いているという。また、他国での太陽光の IPP 事業の実績もあるとのことである。

そのような状況の下、コンゴ民は、参入重点国として考えているという意見が挙がった。

コンゴ民に対しては、まずは、ソーラーホームシステム（SHS）への参入を皮切りに、将来的には、ミニグリッドおよびメガソーラーへの参入に興味を持っていることを確認した。

連携先の欧州財閥系企業はコングロマリットであることから、電力インフラ全般・EPC/配電小売業・再エネ IPP 等電力では、ほぼ一気通貫できるところが強みであり、施工能力も含めて信頼できるパートナー企業であるとのことである。

また、その日系商社は太陽光としては既にコンゴ民に、SHS で参入している ACERD のメンバーの一社である英国系の企業 BBOXX にも出資している。

これらの強みを生かし、将来的には、日本の技術と掛け合わせて、日本・欧州企業と連携し、JICA 又は JBIC と案件の実施への関心を示している。

3-3 水力発電計画

今回調査では、インガ第2水力発電所の現地調査を行い、8台の各水車・発電機の運転状況を確認した。また、発電所の維持管理を行っている SNEL から、首都キンシャサ市及び周辺地区に電力を供給している既設及び主要水力発電所状況について情報収集を行うほか、将来計画であるグランドインガ水力発電所建設計画の状況について聞き取りを行った。

3-3-1 インガ第2水力発電所改修状況

本発電所全体と故障停止中であった G24 に対し、2016 年に JICA により改修計画準備調査が実施された（以後、「前回調査」と称す）。今回現地調査を行った結果、前回調査時修理中の G21、G22、G27 については修理が完了しておりいずれも運転中であることが確認された。また、G24 については、故障により停止していることが判明した。

(1) インガ第2水力発電所の各水車・発電機の運転状況

今回情報収集した G21～G28 の状況を表 3-3.1 に示す。

表 3-3.1 インガ第2水力発電所の各水車・発電機の運転状況と設備概要 (2021 年 12 月時点)

設備・項目	ユニット番号							
	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27	G28
供用開始年	1982	1982	1980	1980	1982	1982	1982	1982
現 況	運転中	運転中	減力運転中	故障中	減力運転中	減力運転中	運転中	運転中
1.水車（形式）	立軸単輪単流渦巻型フランシス水車							
(1) 製造メーカー	(*1) (カナダ国・機械メーカー)		(*2) (カナダ国機械メーカー)	カナダ国機械メーカー	フランス国機械メーカー			
(2) 定格/最大出力（MW）	162/ 178				178（*3）			
(3) 有効落差（m）	最大. 62.5, 定格 56.2, 最低 51.2				60（*3）			
(4) 定格流量（m³/s）	311.2				323.8（*3）			
(5) 回転速度（rpm）	107.1				107.1			
(6) ランナー最大外径（mm）	6,350				—			
(7) ケーシング入口弁	無し							
(8) ガイドベーン操作方式	個別油圧サーボモータ操作方式				2-油圧サーボモータ・ガイドリング操作方式			
2.発電機（形式）	立軸三相同期発電機							
	傘型（完全傘型）				準傘型			
(1) 製造メーカー	(*3) 米国・機械メーカー		米国・機械メーカー		ドイツ国機械メーカー			
(2) 定格出力（MVA）	205	205	205	205	205	205	205	205
(3) 定格回転速度（min-1）	107.1	107.1	107.1	107.1	107.1	107.1	107.1	107.1
(4) 定格力率（遅れ）	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
(5) 定格電圧（kV）	16	16	16	16	16	16	16	16
(6) 定格電流（A）	7398	7398	7398	7398	7398	7398	7398	7398
(7) 定格周波数（Hz）	50	50	50	50	50	50	50	50
(8) 冷却方式	全閉空気冷却器冷却方式							

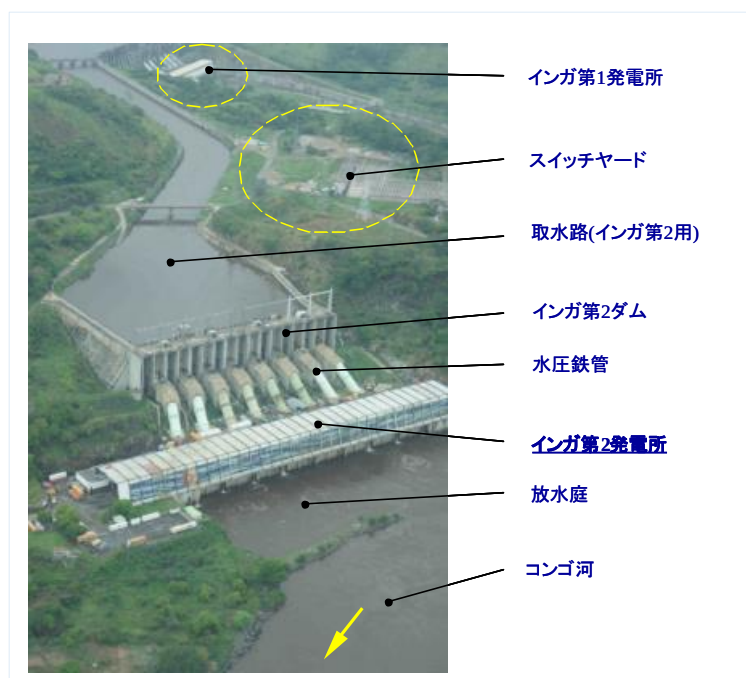
設備・項目	ユニット番号							
	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27	G28
供用開始年	1982	1982	1980	1980	1982	1982	1982	1982
(9) 温度上昇限度	固定子コイル:80K 回転子コイル:90K							
(8) 適用規格	IEC	IEC	IEC	IEC	IEC	IEC	IEC	IEC
3.主変圧器	単相変圧器（単相変圧器構成の三相変圧器）							
(1) 製造メーカー	フランス国 機械メーカー		カナダ国 機械メーカー		—	—	フランス国 機械メーカー	
(2) 定格電圧	240/√3kV：16kV		245/√3kV： 17.5kV		—	—	240/√3kV：16kV	
(3) 最大容量 (冷却：ONAN)	51MVA		46.5MVA		—	—	51MVA	
(4) 最大容量 (冷却：ONAF)	68MVA		68MVA		—	—	68MVA	
(5) 周波数（Hz）	50							
(※1) 現在、世界銀行の支援により大規模改修工事中。 (※2) イタリア国機械メーカーにより、2010 年にオーバーホール（O/H）及び改修されている。 (※3) 銘板記載値は 1 種類のみであり、設計値を示しているものと考えられる。								

出典：前回調査結果を基に調査団作成

このうち G24 はインガ第 2 水力発電所の中でも、竣工以来最も長期間稼働していた号機であった。そのため機器はかなりの劣化・損傷を来しており、多くの不具合部分が指摘・確認されていた。詳細については、前回調査の報告書に記載されている。

前回調査時点では、イタリアの業者により G24 発電機固定子コイルの絶縁破壊部分の応急修理が行われていた。竣工後約 30 年経過しているため発電機コイル全体の絶縁性能は極めて劣化しており、本来はオーバーホールにより全てのコイルの一式絶縁更新が必要とされていた。しかし、絶縁破壊部分に限定の応急修理のみで済まされていたため、本修理以降短期間で別のコイル部分に同様な絶縁破壊が発生するであろう事は当時から予想されていた。

(2) G24 現地調査結果



インガダムには建設時に建設した滑走路が整備されており、今回の現地調査では、空路でキンシャサからインガ第2水力発電所に移動した。機内から撮影したインガ第2水力発電所周辺の全景航空写真を図 3-3.1 に示す。

出典：2021 年 12 月 調査団作成

図 3-3.1 インガ第2水力発電所

周辺の航空写真

G24 については、前回調査時に損傷したコイルに部分的な応急修理を行った後、2017 年末に運転を再開した。しかしながら 2019 年 8 月に同様な不具合が再発し、再度の応急修理が完了する 2020 年 2 月までの間、停止を余儀なくされた。今回の現地調査と SNEL 回答から、G24 は 2020 年 2 月より運転を再開したものの、今度は 2020 年 12 月 5 日に水車・発電機を支えるスラスト軸受け部分が異常発熱し、停止したことが判明した。

現地調査で収集した G24 の不具合の状況は以下のとおりである。

1) 発電機スラスト軸受パッドの異常温度上昇



発電機スラスト軸受パッドの温度上昇に関しては、前回調査時にも認識されていた事象である。インガ第2水力発電所発電所の水車・発電機は立軸型であり、発電機と水車が上下に配置され主軸で連結されている。これらの水車と発電機の回転部重量を支えている構造がスラスト軸受けと呼ばれる装置である。SNELによれば、主軸にわずかな傾きが生じた事により、不具合の原因となったもので、スラスト軸受部の”片当り（uneven contact）”が本質的な原因と判断される。これを放置しているとスラスト軸受の”焼付き（metal seizing）”が生じ、軸受部メタルとスラスト軸受け回転部が溶融固着するなど重大事故が起こる可能性が高いため、早期のオーバーホール改修が必要である。

出典：調査団

図 3-3.2 点検中の G24 スラスト軸受装置下部を水車室から撮影した状況

2) 水車ガイドベーン上部軸受封水部からの漏水量過多



前回調査において、外側から目視できる露出部及び抜水点検にて確認可能な流水部ともに様々な不具合（損傷、異常）箇所が確認されていた。鉄管から水車に流し込む水を調整するため、鉄管と水車の間にガイドベーンが配置されているが、同部品を動かす軸受部部分の封水装置から、多量の漏水が生じているとの報告が SNEL からあった。

本件に関しては、経年劣化により 封水部のパッキン装置の破損やパッキンそのものの劣化が考えられるため、該当部の修理・部品交換が必要である。

出典：調査団

図 3-3.3 G24 ガイドベーン操作機構周辺部の確認を行っている状況

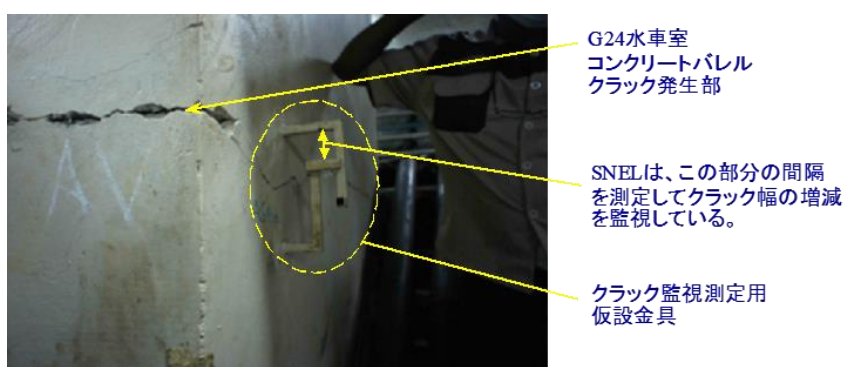
3) 発電機固定子コイルが絶縁破壊

2018 年に発電機の外側部分に配置されている固定子コイルが焼損し断裂するという大きな事故が発生した。経年により発電機内部で電流を流すコイルと呼ばれる部品の表面を覆う絶縁材が経年により劣化し、地絡事故により火災が生じたものと推定される。

前回調査の 2016 年にも同様の事故が生じて対応しており、SNEL はこれまで事故後被災部分に応急修理により G24 を稼働させている。運転再開後に短期間に絶縁破壊が再発するなど、部分的な応急処置では対応しきれない状況となっている。現在、SNEL 側は本固定子コイルの交換修理に向けて検討中との事。

4) 水車室コンクリートバレルのクラック問題

発電機が設置される基礎部分は、水車の上部に位置し円筒形の底のような形状であることからバレルと呼ばれている。インガ第 2 水力発電所の各号機の水車室壁面のバレル部分が据え付けられている水車基礎部分のとの境界にひび割れが生じているが、前回調査では前回調査から大きな変化は生じていないことが判明した。SNEL においても該当クラックの測定は丁寧に行われている事を確認した。図 3-3.4 に状況を占めた。



出典: 2021 年 12 月 調査団撮影

図 3-3.4 G24 水車室コンクリートバレル部のクラック現況

本バレルクラックは、前回調査時では既設施設の修繕として整理され、先方負担工事として提案されたが、本クラックに関する補修工事は現時点で未だ実施されていない。

(3) インガ第 2 水力発電所における各水車・発電機の修理状況について

インガ第 2 水力発電所に設置されている 8 台の水車・発電機はいずれも経年による部品の摩耗や劣化などから、発電出力が減力するなど影響が生じている。このうち G21、G22 及び G27 は修理を完了し、当初の性能を確保している。現状と修理の状況は表 3-3.2 の通りである。

表 3-3.2 修理状況

号機	修理内容	修理完了日
21	これらの号機は、水車・発電機部分だけでなく、当初納入した元メーカー（米国）により、監視・制御システム、入口取水ゲート、水圧鉄管の全面的な改修が実施された。世界銀行の融資により実施された。	2017 年 12 月
22		2018 年 2 月
23	本号機は 2010 年にイタリア企業によりオーバーホール及び改修が実施されていた。しかし、改修の範囲・方法に基づくものかどうかの詳細は不明であるが、必ずしも SNEL は現状に満足していない。よって、SNEL は近い将来に改修を行う事を計画している。本件に関しては中国資本がコンゴ民と協議中との事である。（出典：SNEL 作成の PLC New Projects List による。）	2010 年

号機	修理内容	修理完了日
24	—	故障中
25	本号機はこれまで極めて順調に運転されて来ているが、全面改修が必要な時期に来て いる事は言うまでもない。そのため、改修工事に関し G23 と同一の中国資本がコンゴ 民と協議中との事である。（出典： SNEL 作成の PLC New Projects List による。）	修理計画中
26		修理計画中
27		2018 年 9 月
28	—	稼働中

出典：調査団

インガ第 2 水力発電所に配置されている水車・発電機は、単機容量が大きく、8 台のうちの 1 台が停止した場合でも、コンゴ民全体の電力需要に対する影響が大きい。また、大型で同様の規模の水車・発電機は世界的にも少数のため、一度故障すると修理に時間を要し、維持管理を難しいものとしている。インガ第 2 水力発電所発電所の電力がカタンガ鉱山及びキンシャサ及び近郊の電力を担っていることから、SNEL は運転再開に向け、可能な限り水車・発電機の主要部分を更新する全面的なオーバーホール改修が重要と考えている。

3-3-2 インガ第 3 発電所計画を含むグランドインガ開発計画

(1) 調査背景

グランドインガ開発計画（The Grand Inga Project; **GIP** と略す）に関し、その実施組織としてグランドインガ開発庁（Agence pour le Développement at la promotion du project Grand INGA; 略称 **ADPI**）が設立されている。

(2) 参考資料

グランドインガプロジェクトについては、開発規模が非常に大きく、事業を実現するため、多くの投資を勧誘する必要がある。このため長年にわたり様々な資料が作成され、閲覧が可能となっている。特に全体を理解するに際して参考となるは以下の通り。

表 3-3.3 グランドインガ参考資料

種類	タイトル・名称
文書	SNEL "The Grand Inga Project" The Japan-Africa Business Forum 2014
ウェブ	グランドインガ開発庁ホームページ（ https://adpi-rdc.com/ ）
文書	"Technical Paper on Grand Inga Hydropower Project which is one of the Agenda 2063 Flagship Project", by African Union
ウェブ	Virtual PIDA Information Centre（ https://www.au-pida.org/view-project/324/ ）
ウェブ	International Rivers（ https://archive.internationalrivers.org/campaigns/grand-inga-dam-dr-congo ）

出典：調査団

(3) 開発計画概要

1) プロジェクト立地条件

まず GIP の対象となるインガ地区に関しては、水力発電所としての立地に優れていること

が特徴であり、コンゴ川の流域で最も経済的に発電が可能な立地である。優位点については以下の通り。

- ① 河川流量の視点: コンゴ川の最下流域に位置し、広大な流域面積を有するコンゴ川の膨大な河川流量を利用出来る。
- ② 落差の視点: インガ滝の存在により、インガサイトにおける河長 14.5km の区間で 96 m の天然の落差（滝の前・後における河川の水位差）が得られている（出典：International Rivers <https://archive.internationalrivers.org/campaigns/grand-inga-dam-dr-congo>）。即ち、“巨大なハイダム（high dam）”の建設を必要としない。
- ③ 自然地形利用の視点: 開発地域内の元々の地形である溪谷をコンゴ川からの導水路として利用出来るため、水路建設のための土木コストが低減される。
- ④ 自然環境の視点: 周辺地域はサバンナ気候域であり、森林と言えるものはあまり無く基本的に草原が主体である。よって、森林消失などの自然環境破壊は最小となる。
- ⑤ 社会環境の視点: 開発地域には若干の耕地などが有る程度で居住集落は殆ど無いため、地域内での社会環境問題は殆ど無い。
- ⑥ 機材輸送の視点: インガ地区から車で 1-2 時間の場所に河川港湾都市であるマタディ市が在り、輸送に至便である。発電機や水車などの大型重量貨物も含め機材は貨物船により大西洋からコンゴ川を遡上してマタディ港で陸揚げし、トレーラーにて陸路でインガ地区に輸送できる。
- ⑦ 運営管理の視点: 同地域は進入ゲートを有する国（SNEL）の管理区域になっているため、大規模工事での現場監理がし易い。またインガ第 1 及び第 2 水力発電所の建設やその後の維持管理のための管理事務所・小型飛行場・診療所・配電設備・通信設備・売店など長期滞在者に対する必要最低限の施設が存在している。

2) 開発計画経緯

上記の多くの利点のため、GIP の計画立案はかなり古くからなされていた。大まかな開発計画経過を下記する。

- ① 1920 年代: インガ地点の基礎調査が実施された。
- ② 1955: 初期段階の開発構想が立案された。
- ③ 1957: 発電所建設予定地点(Bundy dam 計画地点)に地質調査用トンネルが開削された。
- ④ 1968: インガ第 1（第 2）の建設工事が開始された。
- ⑤ 1972: インガ第 1 発電所が竣工した。
- ⑥ 1980: インガ第 2 の G23, G24 が共用を開始した。
- ⑦ 1982: インガ第 2 の G21, G22, G25～G28 が共用を開始し、発電所が竣工した。（以降、コンゴ民内の政治情勢により新規開発計画は中断となる。）
- ⑧ 2011～2013: AECOM（米国に本社のある国際エンジニアリング・コンサルティング会社）と Edf（フランス電力公社）との共同企業体により、GIP の FS 調査実施。

- ⑨ 2013: GIP の最初のサブ・プロジェクトであるインガ第 3BC プロジェクトに関し、DRC は電力輸出条約を南アフリカ共和国及びコンゴ民南東部の鉱山会社と調印した。
- ⑩ 2014: コンゴ民は上記条約を批准した。
- ⑪ 2015: グランドインガ開発庁 (ADPI) が設立された。
- ⑫ 2018: ADPI にて、インガ第 3BC に関し事業構成 (Project Structuring) 及び財務分析 (Financial Analysis) の作業が開始された。(出典: Virtual PIDA Information Centre <https://www.au-pida.org/view-project/324/>)
- ⑬ 現在: ADPI にて入札準備の段階かと推察する。(出典: Virtual PIDA Information Centre <https://www.au-pida.org/view-project/324/>)

3) 開発政策・方針

GIP では他のアフリカ諸国に対して国際電力融通をする事が前提となっている。それにより、GIP はコンゴ民及びアフリカ諸国が加盟している下記のような国際組織からの助言、要請、支援を受け推進されている。

- ・アフリカ連合 (African Union; 略称 AU)
- ・アフリカ開発のための新パートナーシップ (New Partnership for Africa's Development: 略称 NEPAD)
- ・南部アフリカ開発共同体 (Southern African Development Community: 略称 SADC)
- ・南部アフリカパワープール (Southern African Power Pool: 略称 SAPP)
- ・アフリカ開発銀行 (African Development Bank: 略称 AfDB)

AU 内での合意により、GIP は AU のガイドラインに基づく PPP (Public-Private Partnership: 公民連携) モデルの枠組みで進められるとの事である (出典: <https://adpi-rdc.com/>, “Technical Paper on Grand Inga Hydropower Project which is one of the Agenda 2063 Flagship Project”, by African Union)。

今後の PPP 契約に基づき、契約年数満了時には BOT 方式 (一括事業請負後譲渡方式) により該当設備は SNEL に引渡しが行われる事になる (出典: <https://adpi-rdc.com/>) など、Public organization はコンゴ民政府の中で唯一 ADPI が担う。

一方、Private companies の事業参加・選定に関しては入札によって選定するとの事である。但し、その具体的な審査要件についての回答は入手できなかったが、入札参加組織の規模や大型水力開発に対する実施経験が選考で重視されるとの説明があった

GIP は国際電力融通が主体であるため、発電所建設と並行して長距離高压送電線や変電所の建設も行われる事になる。国際送電ルートは DRC の北部・東部を主に通過する場合が多く、この地域は熱帯雨林地域がかなり多い。よって、事業実施機関や DRC 関係組織等は送電ルート選定や森林伐採に伴う環境影響に関して慎重に検討・配慮をする必要が有ると思われる。

(4) インガ第3水力発電所開発計画

1) 計画概要

GIPは6件のサブ・プロジェクト、即ちインガ第3水力発電所、インガ第4水力発電所、インガ第5水力発電所、インガ第6水力発電所、インガ第7水力発電所、インガ第8水力発電所、で構成されている。これらのサブ・プロジェクトはインガ第3水力発電所から順次建設が開始されていく事となる。インガ第3発電所の計画では事業計画を前・後のステージに分割し、前ステージで堤高の低いバンディ・ダム(Bundi ダム)を建設して一旦発電所(4,800MW)を竣工させる。これがインガ第3水力発電所(BC)計画である。このバンディ・ダム建設により、インガ地区にはダム湛水湖が形成される。本項では既に実施が進められているインガ第3計画(BCダムから取水する方式をインガ第3水力発電所(BC)と称する)について記述する。バンディ・ダム建設により形成されるダム湛水湖を図3-3.5、インガ第3水力発電所の位置を図3-3.6にそれぞれ示す。インガ第3水力発電所(BC)計画では8台の主機(水車・発電機)が設置される計画であり(出典: Virtual PIDA Information Centre <https://www.au-pida.org/view-project/324/>)、単機約600MWの超大型機が据え付けられる計画である。ADPIによれば、大型開発によるスケールメリットから発電コストは3ct/KWh程度との事で、極めて安価な発電単価が実現できることが特徴であること。(出典: Virtual PIDA Information Centre <https://www.au-pida.org/view-project/324/>)

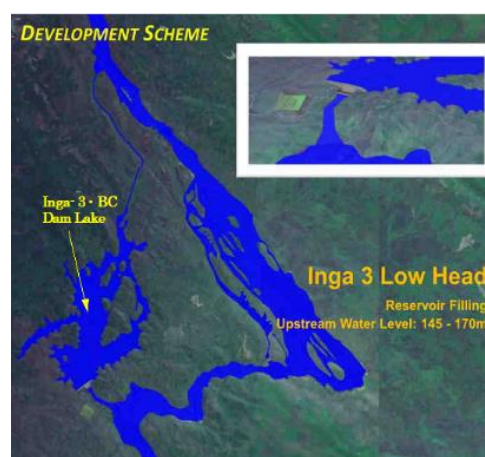
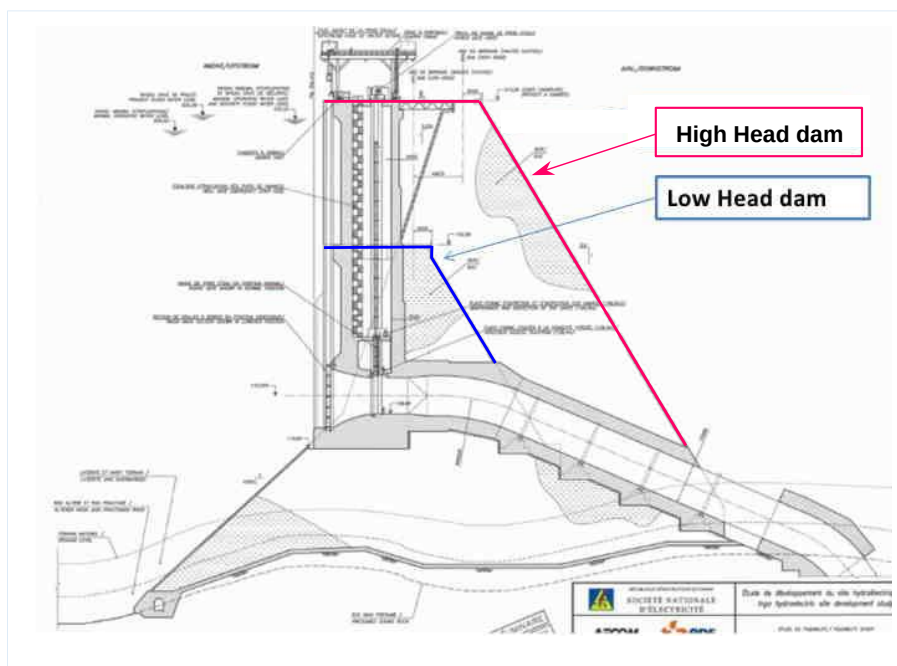


図 3-3.5 インガ第3水力開発計画位置図 図 3-3.6 インガ第3水力開発計画・ダム湖

出典: SNEL "The Grand Inga Project" The Japan-Africa Business Forum 2014

その後、バンディ・ダムの堤体を嵩上げする事によりダム水位をBCでのEL.145mから60m上昇させてEL.205mとし、発電所の落差を高める。この結果、発電出力は3,000MW増大し結果として総出力7,800MWのインガ第3発電所として再竣工するという計画であった。これがインガ第3主力発電所(HC)計画プロジェクトである。かなり経年後のダムを嵩上げて水力再開発を行う例は存在するが、計画時点からダム嵩上げを前提としているプロジェクトは大変珍しい。バンディ・ダムの計画断面図を図3-3.7に示す。



出典: SNEL "The Grand Inga Project" The Japan-Africa Business Forum 2014

図 3-3.7 インガ第3水力開発計画、バンディ・ダム計画断面図

最終的に ADPI による技術面や経済性も含めた総合的な判断・見直しにより、BC 計画を経ずに “最初から HC ダムを建設する” というインガ第3水力発電所プロジェクトが最終決定され推進されているとの事である。なお、最終的なインガ第3水力発電所の発電規模は“11,000MW” になるとの事である。

2) 事業進捗状況

インガ第3主力発電所（BC）計画に対するプロジェクト資金調達に関しては、目下 AfDB と欧州投資銀行（EIB）からの融資が有力と見られている（出典：InternationalRivers <https://archive.internationalrivers.org/campaigns/grand-inga-dam-dr-congo>）。現時点ではこれらの融資に関する踏み込んだ情報は得られていない。

世界銀行は、2014年に技術支援（EIA、技術研究）に関して資金支援を行ったが、2016年には本プロジェクトに対する支援をキャンセルした（出典：InternationalRivers <https://archive.internationalrivers.org/campaigns/grand-inga-dam-dr-congo>）。



出展：Virtual PIDA Information Centre (<https://www.au-pida.org/view-project/324/>)

図 3-3.8 インガ第3プロジェクト進捗チャート

インガ第3主力発電所計画の進捗状況を図3-3.8に示す。図3-3.8に示された予定では事業構成作業（Project Structuring）・S3Aは2018年に完了し、取引支援&融資契約（Transaction Support & Financing Close）・S3Bを行う見込となっている。

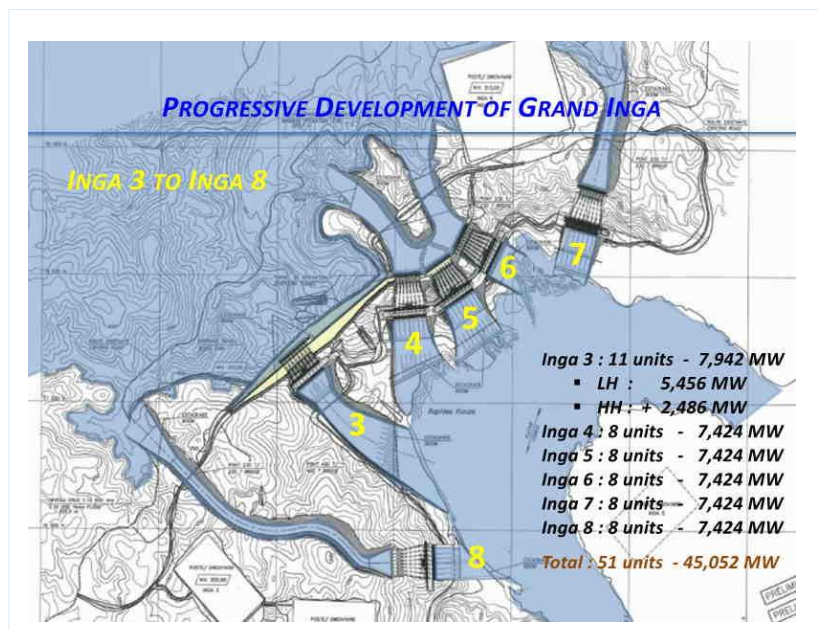
今回 ADPI に確認した現況は以下の通り。

- 2016年： 入札開始（中国企業、スペイン企業の2者が入札に参加）
- 2017年： 入札企業から事業案の提案
- 2018年： ADPI と入札企業との協議
- 2021年： ADPI の要請により、中国企業とスペイン企業によるJVを結成

但し、ADPIとしてはこの2社JVに限らず、日本も含めた先進諸国からの参加も期待しており、国際社会に広く参画を呼びかけているとの事である。2022年現在では未だ最終的な事業JVが確定していないため、インガ第3水力発電所プロジェクトは実質的には未だ開始されていない。後続のインガ第4水力発電所に関しても着手がされていないとの事。

(5) 将来の開発計画

グランドインガ開発計画が全て完成した状態のダム群の配置を図3-3.9に示す。



出典: SNEL "The Grand Inga Project" The Japan-Africa Business Forum 2014

図 3-3.9 グランドインガ開発計画・全ダム配置計画

インガ第3主力発電所（HC）計画完成後の後続サブ・プロジェクトであるインガ第4水力発電所、インガ第5水力発電所、インガ第6水力発電所、インガ第7水力発電所、インガ第8水力発電所、の各ダム・発電所は、コアとなるバンディ・ダム（インガ第3主力発電所（HC）計画）の周辺に配置されている。図中に示されている各サブ・プロジェクトの発電出力は未だ概略計画値であるものと思われ、今後詳細設計により見直しが行われるものとする。

グランドインガ開発計画では、前述のようにPPP方式で進められることになる。サブ・プロジェクト毎に民間事業者の募集・選定が行われた後、資金調達へと進む手順となるため、期待されるスケジュール通りに事業が進められるかは予測が困難かと思われる。図3-3.9に示されているように各サブ・プロジェクトは約7,000MWもの巨大な規模であり、対応可能な大きな運営力を有する民間事業者はかなり限定されてくるものと思われる。

3-3-3 水力発電計画の課題分析

（1）水力開発の自然環境

コンゴ民国内の包蔵水力は極めて膨大であるため、自国のエネルギー・セキュリティ向上やCO₂排出削減に向けた再生可能エネルギーの利用拡大の面からも優先的に新規の水力開発を進める事が期待される。コンゴ民においては、水力開発に関して自然環境的な視点で以下の特徴が有る。

- a) アフリカ大陸の地形的な特徴により、コンゴ川も含めて河川には滝が多く存在し、滝の自然の落差を利用して経済的な水力開発がし易いという利点がある。
- b) コンゴ民の国土の大部分は熱帯雨林及びそれに準じた気候域に在り、明確なモンスー

ン気候域と比べて年間を通じて雨量の変動が少ない。よって河川の流量変動が比較的少ないため、水力発電所の効率的な運用に有利である。

(2) コンゴ民水力開発の全般課題

コンゴ民国内で水力開発を推進するに当たり、以下の問題点・課題が考えられる。

a) 長距離に位置する需要地への対応

DRC 国内での主要な電力需要エリアは大きく 3 地域有る。即ち①キンシャサ首都圏、②東北部キサングニ地域周辺、③南東部の資源開発地域である。①のキンシャサ首都圏は他地区よりインガ電源地区から比較的近いため、送電系統の増強により電力供給の強化が行いやすい。一方、地域②、③は キンシャサ及びインガからは相当に遠いため、超高压送電線建設及び直流送電を含めた送電・変電設備及び配電設備の計画と新設・整備にはかなりの期間とコストが必要とされる。

b) 需要地近傍の電源開発の必要性

一方、地域②、③は 山岳地帯が多く、水力開発のための潜在地点（上記の(1) 項参照）が多いため、“需要地の近場”に “地域の特性や需要規模に見合った”“中・小規模（数万～数千 kW を想定）の水力発電所”を順次整備していくことが合理的と考えられる。

更にそれらの地域拠点都市を中心に複数の水力発電所を国家幹線電力グリッドに接続せずに地方ミニグリッドを形成して組込む。その後、順次配電網を広げていく方式が確実・適切かと考えられる。構成された地方ミニグリッドは将来的には基幹グリッドに接続される事になるため、当初より技術要件を統一して整備されていく必要がある。

もちろん、そのミニグリッドに太陽光発電設備やディーゼル発電設備といった電源増設においても、ミニグリッド内での安定供給及び電力品質の確保など技術要件を加味して検討する必要である。

c) 国内電力需要への対応

African Union 資料（Technical Paper on Grand Inga Hydropower Project which is one of the Agenda 2063 Flagship Project, by African Union）によれば、コンゴ民の国家方針として、同国内の電力アクセス率を現状 15%から 2025 年までに 30%に引き上げるという目標がある。それに対応して 2021 年現在の電力需要である 3,500MW 強から 2025 年には 6,000MW の規模に達すると予測されているとの事である（<https://adpi-rdc.com/>）。これには相応の電源を早急に整備していく必要が有る。水力発電所新設には堰堤及び取水口などの大型土木施設が必要であり、立地及び工法などの検討が必要であり時間を要する。

このような状況から、この電力需要の急速な増大に対応しうる電源は今の所 GIP による新設発電所が主体となるため、GIP の早期の（計画通りの）推進に依存するところが多い。また、既設のインガ第 2 水力発電所などが所定の出力で健全に運転できるよう、老朽発電設備の改修を確実に進めていくことも必要である。GIP に関しては、その開発規模の巨大さに対して立地条件上のメリットにより環境影響はかなり少ない。しかし、大規模建設工事のためマタ

ディ市からの輸送ルート周辺の集落への社会環境影響は少なからず生じるものと思われるため、相応の配慮が必要になるものと推察される。建設された水力発電所は、日常及び定期的な点検・保守を実施していれば、我が国での実績においても一般的に竣工してから約 60 年程度は十分に発電運転は可能であり、事故等による停止期間は短期間で済むものである。インガ第 1、及び第 2 での維持管理は、事故・問題発生時での対処療法的な対応が主体であり、今後は定期的な放水による内部点検や 10～15 年毎のオーバーホールによる精密点検・改修工事を規則化、予算をスケジュール化して、予防保全対策を実施する事が必要。

3-3-4 世界銀行及びアフリカ開発銀行による水力発電所開発計画

今回の調査で収取した世界銀行及びアフリカ開発銀行によるコンゴ民の水力発電所開発への支援状況は以下の通り。

(1) 世界銀行 (WB)

2014 年に ”インガ第 3 水力発電所 (BC) 計画” 及び ”中規模水力開発技術支援プロジェクト” 支援を開始したが、2016 年にこれらの支援は中断された。コンゴ民が世界銀行と取り決めた戦略的方向とは異なる方向に同国の政策が変更された事がキャンセルの理由だとの事である。

但し、世界銀行としては今後も SNEL のパフォーマンスの改善、中規模水力発電所の改修、エネルギーアクセスの改善、地域間送電相互接続の促進 に焦点を当て支援を継続するとの方向性が有る。
(出典: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/09/22/>)

(2) アフリカ開発銀行 (AfDB)

AfDB はアフリカ大陸諸国での低いエネルギーアクセス率を改善するため、同大陸の膨大な水力ポテンシャルを開発していく方針が有り、下記の水力発電プロジェクトの開発支援に焦点を当てている。

- ① インガ第 3 水力発電所計画も含めたグランドインガ開発プロジェクトに対する支援
- ② 東部のルジジ川での新設発電所であるルジジ第 3 発電所に対する開発支援

(出典: <https://www.afdb.org/fr/news-and-events/afdb-approves-ruzizi-iii-hydropower-plant->)

3-3-5 インガ第 1 水力発電所及びゾンゴ水力発電所の現況

下記の既設水力発電所はインガ第 2 に比べ発電所出力は大きくはないものの、相応の発電出力を有している。それぞれ基幹の送電線によりキンシャサ市に電力供給されており、軽視できない発電所であるため今回の現況調査の対象に含めた。

表 3-3.4 インガダム周辺の水力発電所

発電所名	諸元	説明
インガ第 1 水力発電所	河川名: コンゴ川	インガ第 2 水力発電所に隣接した水力発電所で定期的な改修工事が順次実施されている。

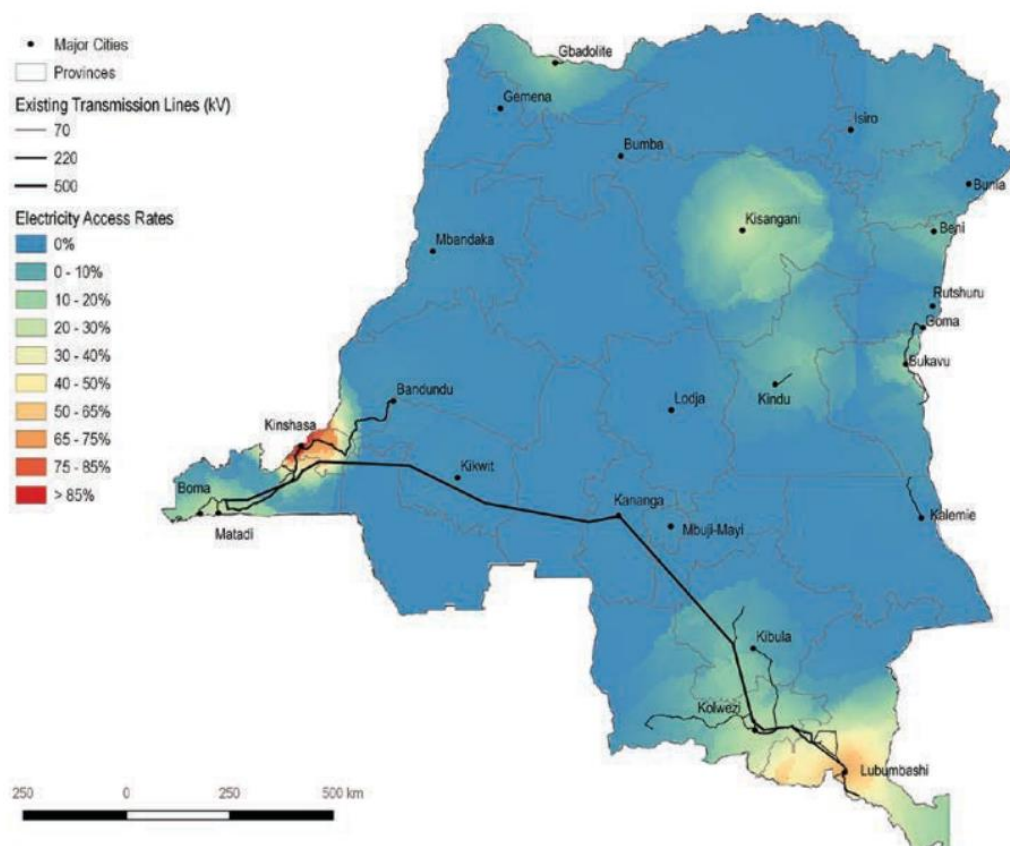
発電所名	諸元	説明
	発電所出力: 351MW (58.5MW×6 台、立軸 フランシス水車) 基準落差: 50.0m 発電方式: 流れ込み式 竣工年: 1972 年	最新の改修工事対象の G11 については 2018 年 2 月に完了し、これで 4 号機分 (G11, G12, G14, G15) の改修が完了。  出典: ウィキペディア
ゾンゴ第 1 水力発電所	河川名: アンキシ (Inkisi) 川 発電所出力: 75MW (15MW×5 台) 発電方式: 流れ込み式 竣工年: 1955 年	本発電所はゾンゴ滝の天然の落差を利用した立地で、キンシャサ首都圏から約 80km の近場に在り、良好な立地条件である。 竣工後 長期間の運転により老朽化したため運転を停止しているが、南アフリカ電力公社 (ESKOM) はコンゴ民との間で本発電所のリハビリ・運営・移転 (ROT) 契約を締結し、修理事業が開始される見込み。 (https://waterpowermagazine.com/news/newsgrand-schemes-on-the-congo-722/)
ゾンゴ第 2 水力発電所	河川名: アンキシ (Inkisi) 川 発電所出力: 150MW (50MW×3 台) 発電方式: 流れ込み式 竣工年: 2018 年	本発電所はゾンゴ第 1 水力発電所の下流、アンキシ川とコンゴ川との合流点から遡り 約 2.5km の位置に在る。アンキシ川に“低ダム (low head dam)”を建設して落差 (15-20m 程度と推察) を作り、ダムの川岸部に発電所を有する典型的な低落差発電所である。事業者は中国のシノハイドロ (Sinohydro; 中国水利水電建設集団) である。

3-4 変電及び送配電網整備計画

3-4-1 電力セクターの現状と課題

(1) 低い電化率

3-1-1 に示したように、コンゴ民では、人口の増加に伴い、電化率は上昇傾向にあるものの都市部と地方部の格差が大きい状況となっている（図 3-4.1）。電化率の低さは経済発展の障害となっており、地方電化を含め、キンシャサ特別州内の電化率向上は、非常に重要な状況となっている。



出典：世界銀行レポート(2020)

図 3-4.1 コンゴ民の電化率

(2) 計画停電の頻発

3-1-1 の電力需給状況で述べたように、キンシャサ特別州では、電力供給不足の状態が常態化している。そのためキンシャサ特別州では、表 3-4.1 に示すように優先度施設・地域を設け、優先的に電力を供給し、優先度の低い地域は、計画停電により電力供給を停止している。

表 3-4.1 電力供給の優先度

優先順位	選定サイト
0	戦略的サイト 大統領関連用地、裁判所、首相府、中央銀行、国会、上院、政府建物、州議会、軍用基地、空港、高等教育・大学施設、病院、国営水道会社（Regideso）敷地、公共放送・民放テレビ局、領事館、大使館、大型ホテル、市街地、警備不在の変電所
1	大規模企業 Marsavco 社、Bralima 社、Fameco 社、Bracongo 社、Minocongo 社、Transgazelle 社
2	中規模産業 中小企業、国内企業、製パン業・販売業、大規模冷凍施設、スーパーマーケット、準商工業契約者（ASIC）
3	大衆地区、小規模商店

出典：SNEL

（３） 電力料金の未回収

キンシャサ特別州では、下記 5 つの地域配電局を含む、キンシャサ配電部（DKK）が管理を行っている。

【キンシャサ特別州の地域配電局】

北部キンシャサ局（DKN）、西部キンシャサ局（DKO）、南部キンシャサ局（DKS）、東部キンシャサ局（DKE）、中部キンシャサ局（DKC）

キンシャサの営業局が 2020 年にまとめた顧客数とメーター設置状況を表 3-4.2 に示す。請求対象の管理顧客数は 604,415 人に対して 80%以上の 496,602 の顧客にはメーターが設置されていない状態となっている。しかし、請求書は 424,431 人に発行しており、多くの顧客が電気使用量の不明な状態で料金を支払わなければならない状況となっている。

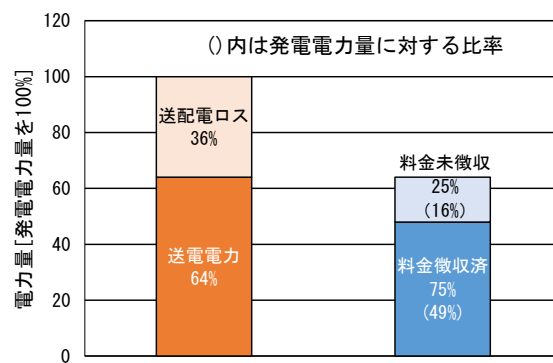
表 3-4.2 顧客からの料金回収（2020 年時点）

No.	地域	顧客状況				
		メーターを所有している顧客			メーターがない顧客（人）	管理顧客（人）
		後払い（人）	前払い（人）	合計（人）		
1	北部キンシャサ局（DKN）	5,565	6,158	1,1723	28,002	39,745
2	西部キンシャサ局（DKO）	3,694	24,102	27,796	132,143	159,939
3	南部キンシャサ局（DKS）	5,766	14,223	19,989	113,836	133,825
4	中部キンシャサ局（DKC）	768	1,419	2,187	91,945	94,132
5	東部キンシャサ局（DKE）	1,359	43,644	45,003	130,361	17,364
低圧合計		17,152	89,546	106,698	496,307	603,005
中圧		1,115	-	1,115	295	1410
合計		18,267	89,546	107,813	496,602	604,415

出典：SNEL

(4) 高い送配電ロスと容量不足

キンシャサ特別州の送電・変電・配電設備はいずれも老朽化が進んでいるため、テクニカルロス、ノンテクニカルロスともに高い状況である（図 3－4.2）。世銀（2020）によると、送配電ロスは変圧器などの劣化に起因し、総発電量の 36%にも達している。また、損傷による使用できない機器が多数存在し、容量不足が深刻化している。



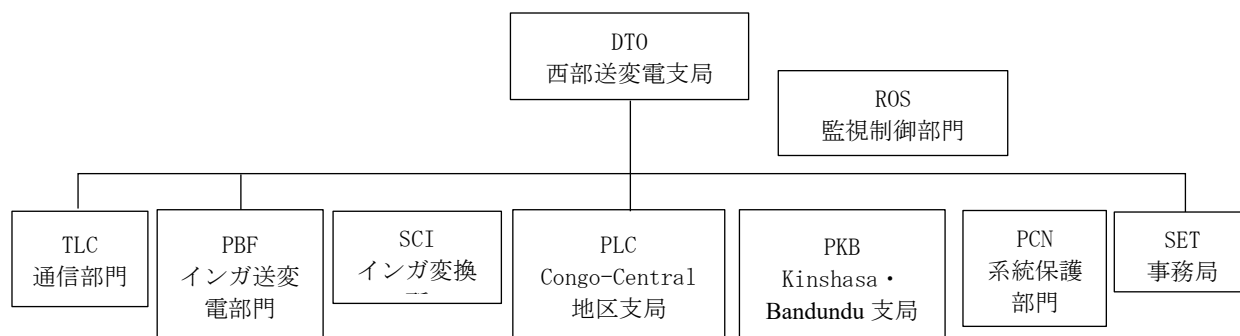
出典：世界銀行 2020

図 3－4.2 送配電ロスと料金徴収率（2016）

3－4－2 既設設備のレビュー

(1) 管理体制

現在、コンゴ民では、2011 年に民営化した SNEL が発電から配電までの電気事業を一貫して担っており、送電・変電設備は SNEL が維持管理を行っている。SNEL では、地域を TRO（西部）、TRE（東部）および TRS（南部）の 3 つに分け、各支局が維持管理を担当している。今回調査を行った西部送変電支局（DTO：Direction du Transport Ouest）の組織図を図 3－4.3 に示す。



出典：SNEL

図 3－4.3 西部送変電支局の構成

(2) 送電設備

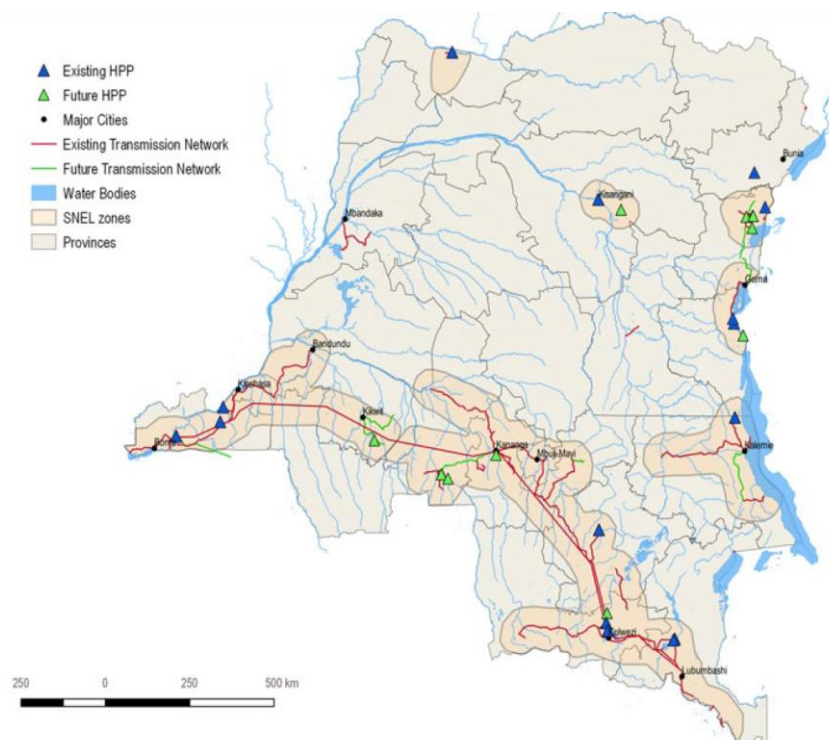
1) 送電設備の概要

今回調査対象範囲における既設送電線の一覧表を表 3－4.3 に示す。国内の送電線回線延長は延べ 6,975km である（東京電力 PG 株の亘長 28,382km の 24.6%）。ただし、回線延長のうち約 51%は、Inga－Kolwezi を連系する高圧直流幹線が占めている。また、コンゴ民における送電電圧は、220、132、70、55、50kV である。今回調査対象の西部系統（Bas-Congo、キンシャサおよび Bandundu エリア）では、220、132、70kV が採用されており、交流送電線の亘長は延べ 1,327km である（沖縄電力株は 1,220km）。

図 3－4.4 に、コンゴ民の電力系統図を示す。主な送電網は主に西部と南部に敷設されて

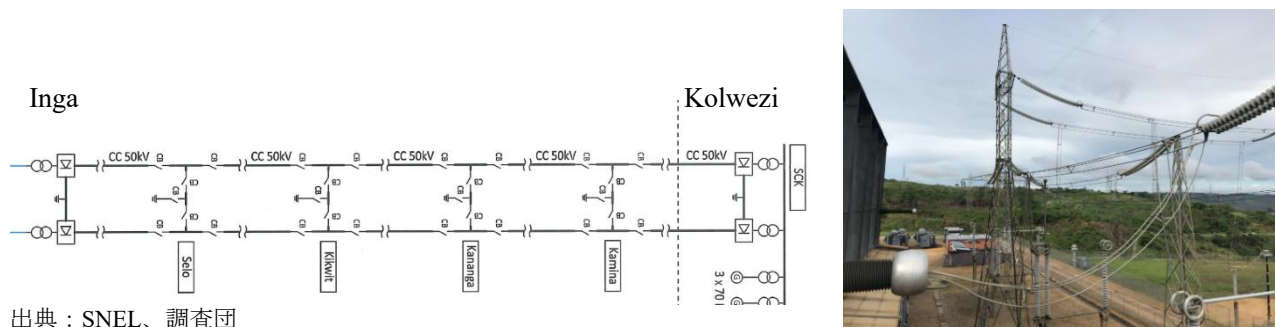
おり、東部と北部は脆弱なネットワークとなっている。東部と北部は、大規模電源であるインガ水力発電所から遠隔地に位置しており、かつ比較的電力需要が低いため、送電線の延伸化が進んでいない。

西部ネットワークは 220kV 送電線 4 回線を基幹送電線としてインガ-キンシャサ間を連系しており、後述のとおり現況では送電容量は良好な状態である。南部では、Inga-Kolwezi を結ぶ ± 500 [kV] の HVDC（高圧直流送電線）2 極にて連系されている（図 3-4.5）。当該送電線は亘長 1,700 km の長距離送電線であり、1983 年に運開した。また、Inga-Kolwezi 間には Selo、Kikwit、Kananga および Kamina の 4 箇所に開閉所が設置されており、異なる地点で送電線 2 極が故障した場合でも、故障区間を区分開閉により切り離すことで、送電の継続が可能となっている。なお、SNEL からのヒアリングによると、2021 年 8 月時点で故障中の区間は無い。



出典: Green Climate Fund(GCF)2018

図 3-4.4 コンゴ民の電力系統図（既設・計画）



出典：SNEL、調査団

図 3-4.5 Inga-Kolwezi HVDC の構成とインガ変換所引込鉄塔

表 3-4.3 キンシャサ特別州を含む西部系統の送電設備一覧

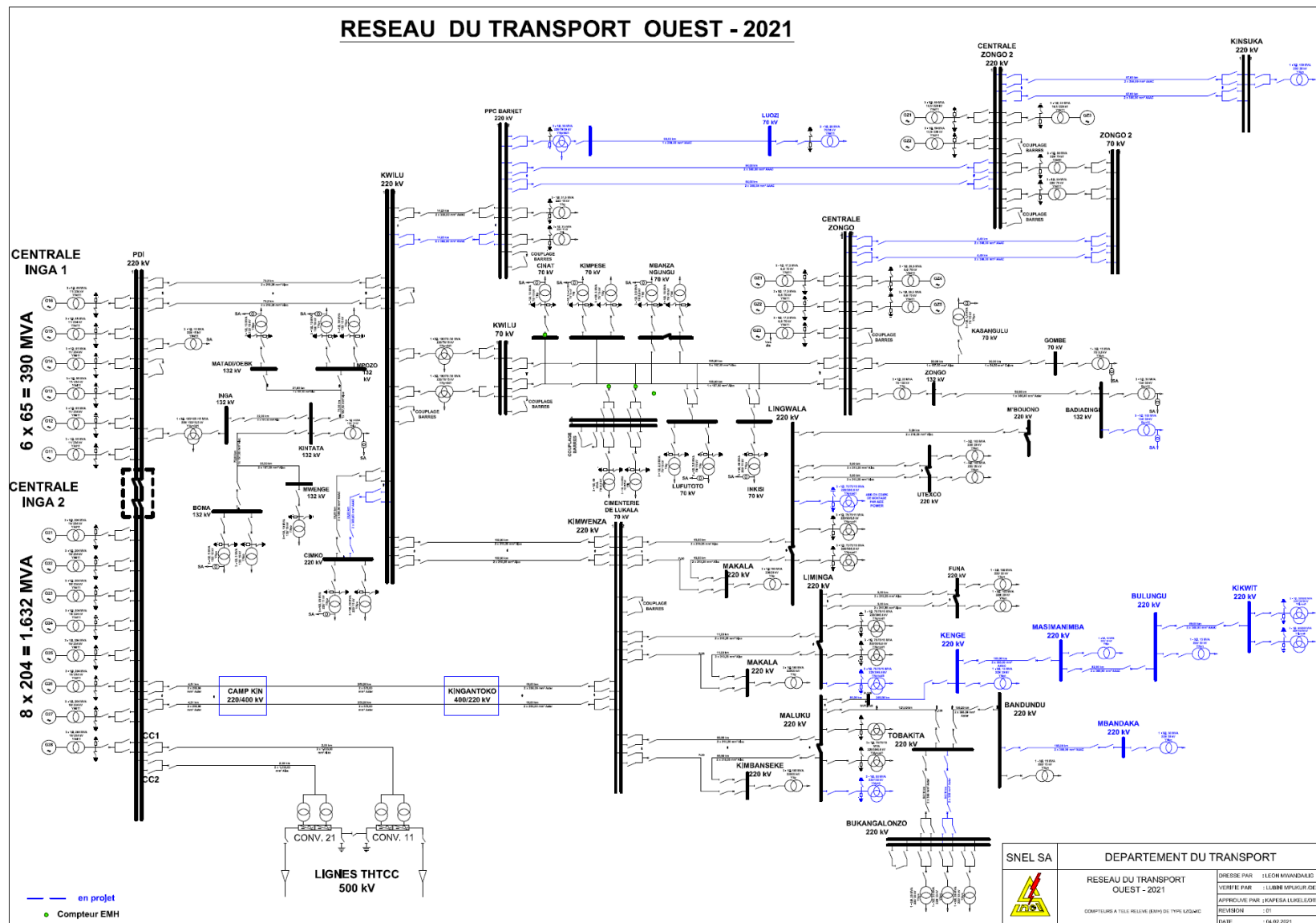
No.	線路名称	電圧[kV]	電線種別	回線数	亘長 [km]
1	Inga - Kolwezi (直流)	±500	ACSR 570mm ² x3	2	1774.0
2	Camp kin - Kingantoko	400 (運用 220)	AAAC 570mm ² x2	2	264
3	Inga - Kwilu	220	ACSR 210mm ² x2	2	79.2
4	Kwilu - Kimwenza		ACSR 210mm ² x2	2	182.0
5	Kimwenza - Maluku		ACSR 210mm ² x2	2	68.6
6	Kimwenza -Llingwala		ACSR 210mm ² x2	2	18.0
7	Kimwenza -LLiminga		ACSR 210mm ² x2	2	11.0
8	Lingwala -M'buono (コゴ [*] 共)		AMS 366mm ² x2	1	14.0
9	Lingwala -Utexco		ACSR 210mm ² x2	1	5.0
10	Maluku -Bandundu		AMS 366mm ² x2	1	264.0
11	Inga - Kintata	132	ACSR 187.5mm ²	1	22.0
12	Kintata - Boma		ACSR 187.5mm ²	1	75.0
13	Kintata - Matadi		ACSR 187.5mm ²	1	30.0
14	Zongo - Badiadingi		ACSR 187.5mm ²	1	59.0
15	Kwilu - Cinat	70	ACSR 187.5mm ²	2	20.0
16	Cinat - Kimpese		ACSR 187.5mm ²	2	12.0
17	Lukala - Lufutoto		ACSR 187.5mm ²	2	30.0
18	Inkisi - Zongo		Cu 54mm ²	2	41.0
19	Kimpese - Lukala		Cu 54mm ²	2	10.0
20	Lufutoto - Mbanza N.		ACSR 187.5mm ²	2	20.0
21	Mbanza Ng.- Inkisi		ACSR 187.5mm ²	2	22.0
22	L_ Zongo - Kasangulu		ACSR 187.5mm ²	1	50.0
23	L_ Kasangulu - Gombe		ACSR 187.5mm ²	1	30.0

出典：SNEL

2) 送電容量

西部地区における給電系統図を図 3-4.6 に示す。2016～2017 年に、Inga - Kimwenza 間の 22kV 送電線が整備されたことにより、インガ水力発電所からの電力をキンシャサへ送電する基幹送電線は、220kV 送電線 4 回線となった。インガ水力発電所と Kimwenza 変電所の間に位置する Camp Kin - Kingantoko 送電線は国内で唯一、400kV 設計の送電線であるが、昇降圧用の変電所は計画段階であり現在は 220kV で運用されている。当該送電線の送電容量は、SNEL 資料を基に調査団が計算した結果、220kV で 1,718MVA である (400kV 昇圧後は 3,120MVA)。また、もう一方の Inga-Kwilu 間の 220kV 送電線の送電容量は 2 回線で 670MVA であるため、現在インガ - キンシャサ間の合計の送電容量は 2,388MVA である。キンシャサの潜在的な需要である 1,300MW を考慮しても現時点では送電容量は電力供給のボトルネックにはなっていない。

一方、現在 SCADA はインガ変電所 (PDI) のみに設置されており、送電線の負荷状況の監視が不十分である。このため、計器設備と SCADA 拡充が望まれる。なお、Inga - Kolwezi の ±500kVHVDC の最大送電容量は建設当初 560MW (280MW×2 台) であったが、2011 年に増強がなされ、1,120MW (560MW×2 台) まで拡大した。しかし、調査時点、Kolwezi 以降の設備容量不足から、供給量は 510MW 程度に制限し運用していることが確認された。

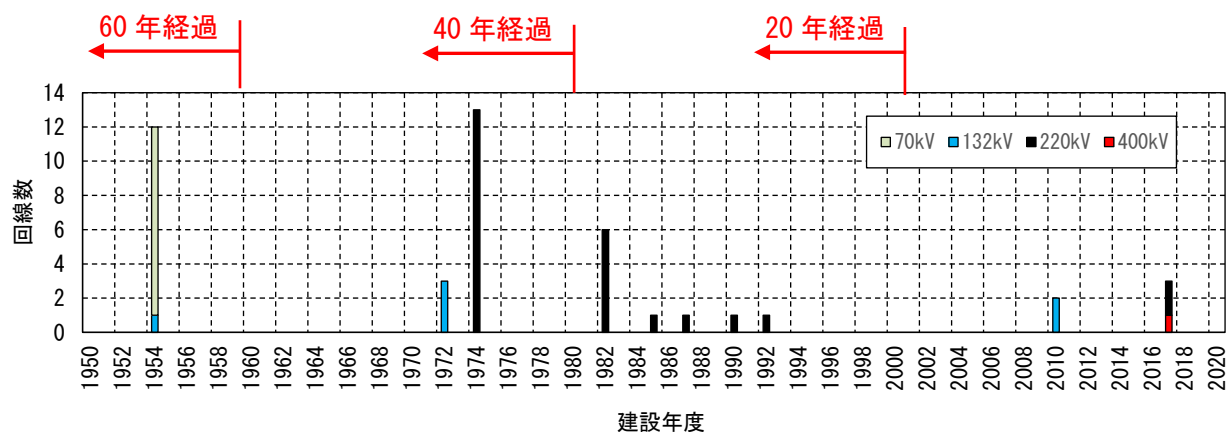


出典：SNEL

図 3-4.6 キンシャサ特別州を含む西部地域の給電系統図（2021 年時点）※青字は計画箇所

3) 設備経年化状況

図 3-4.7 に、回線毎の建設年度を示す。建設から 30 年以上経過した送電線は全体の 86%を占めている。特に顕著であるのは 70kV の送電線であり、全数が建設から約 70 年が経過している。一方で、首都キンシャサは海岸から 350km 以上離れていることもあり、直ちに補修が必要と推定されるような顕著な経年劣化は確認されなかった。また、 $\pm 500\text{kVHVDC}$ については、インガ第 2 水力発電所からインガ変電所 (PDI) 間の鉄塔が更新されるなど、一定の設備改修工事が実施されている。また、設備形成の特徴として、送電線が同年代に多く建設されており、高経年設備に対しての更新計画は計画的に進める必要がある (図 3-4.8)。



出典：SNEL 資料を基に調査団作成

図 3-4.7 西部系統における送電線建設年度



220[kV] Kwilu-Kimwenza(1974 年建設)



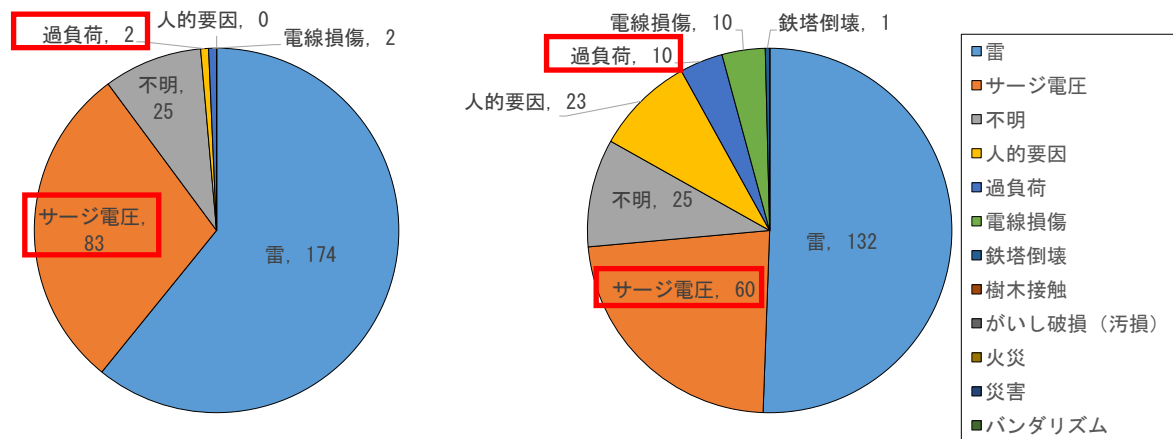
70[kV] Kasangulu-Gombe (1954 年建設)

出典：調査団作成

図 3-4.8 設備劣化状況

4) 故障発生状況

2020 年、2021 年における電気設備故障原因を図 3-4.9 に示す。サージ電圧や過負荷による電気事故が発生しており、設備容量や系統上の課題があることがいえる。また、SNEL の調査では、サージ電圧による故障は、±500kVHVDC 送電線がトリップに起因する交流系統への事故波及による過渡安定度不足が原因と推測している。また、交流側は長距離でかつ低負荷の送電線に発生しており、特に 220kV Maluku-Tobakita 線で多く故障が発生している。このため、課題解決にあたっては、過渡解析や潮流解析など系統解析を行い、調相設備や高速遮断用のリレー装置の導入など対策を講じる必要がある。



出典: SNEL 資料を基に調査団作成

図 3-4.9 送電線の故障原因 (左: 2020 年, 右: 2021 年)

(3) 変電・配電設備

1) 設備数と負荷状況

2020 年度における SNEL の変電設備数を表 3-4.4 に、今回調査対象であるキンシャサ周辺に位置する高圧/中圧変電所の変圧器リストを表 3-4.5 に変電所の位置を図 3-4.10 に示す。キンシャサ特別州の高圧/中圧変電所は 9 か所、中圧変電所は 23 か所となっており、その設備容量は、高圧/中圧変電所が 1175MVA、中圧/中圧変電所が 600MVA の設備容量に留まっており、前述した想定電力需要 1300MW に対して設備容量が大幅に不足していることが確認できる。

表 3-4.4 SNEL が保有する変電設備数 (2020 年)

変電所区分	全国		キンシャサ地区	
	変電所数	変圧器数	変電所数	変圧器数
高圧/中圧変電所 (1 次変電所)	81	-	9	14
中圧/中圧変電所 (2 次変電所)	130	-	23	44
MV/LV (配電用変電所)	-	-	2,265	-

出典: 2020 SNEL Annual Report

※-は情報なし。

表 3-4.5 キンシャサ特別州の高圧/中圧変圧器リストと負荷率（2021 年 10 月時点）

No.	変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	定格電流 (A)	負荷率	備考
1	Badiadingi	I	132/30	60	1155	85%	
2	Makala	I	220/20	100	2624	60%	
3	Funa	I	220/20	100	2624	65%	
		II		100	2624	84%	
4	Gombe	II	70/6.6	15	1312	-	使用不能
5	Liminga	I	220/30	75	1403	-	変圧器損傷 (2018 年 6 月 20 日時点)
		II		75	1403	99%	
		III		75	1403	76%	
6	Lingwala	I	220/30	75	1403	84%	
		II		75	1403	53%	
		III		75	1403	67%	
7	Maluku	I	220/30	75	1403	44%	
		II		75	1403	6%	
8	Utexco	I	220/20	100	2624	81%	
9	Kimbanseke	I	220/20	100	2624	38%	
合計				1175			

出典：SNEL のデータに基づき調査団作成

※-は情報なし。

表 3-4.6 キンシャサ特別州の中圧/中圧変圧器リストと負荷率（2021 年 10 月時点）

No.	変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	定格電流 (A)	負荷率	備考
1	Badiadingi	I	30/6.6	15	1312	105.2%	負荷遮断方式
		II	30/20	15	420	85.2%	
		III	30/20	15	420	121.9%	負荷遮断方式
2	Bandalungwa	I	30/6.6	15	1312	75.5%	
3	C.d.a	I	30/6.6	15	1312	-	変圧器損傷
		II		15	1312	68.4%	
		III		15	1312	72.8%	
4	Campus	I	30/6.6	15	1312	59.5%	
		II	30/20	15	420	9.5%	
5	Deviniere	I	30/6.6	15	1312	80.5%	
		II		10	875	95.1%	負荷遮断方式
		III		15	1312	92.8%	
6	Golf	I	30/6.6	15	1312	77.3%	
		II		10	875	93.7%	
7	Gombe	II	30/6.6	15	1312	103.9%	負荷遮断方式
		III		15	1312	103.9%	
8	Kingabwa	I	30/6.6	15	1312	98.9%	
9	Kinkole	I	30/6.6	5	437	98.4%	
		II	30/20	15	420	38.8%	
10	Kinsuka	I	30/6.6	15	1312	71.4%	
		II	30/6.6	15	1312	101.8%	
11	Lemba	I	30/6.6	15	1312	94.9%	負荷遮断方式
		II		15	1312	99.1%	負荷遮断方式
		III		15	420	85.7%	
12	Limete	I	30/6.6	15	1312	-	2021 年 3 月 10 日以降 変圧器損傷
		II		15	1312	97.2%	
		III		15	1312	68.1%	

No.	変電所	変圧器 No.	電圧 (KV)	定格容量 (MVA)	定格電流 (A)	負荷率	備考
13	Makala	I	30/20	15	420	83.8%	
		II	30/20	12	336	119.0%	負荷遮断方式
14	Maluku - cite ii	II	30/6.6	3.5	307	-	負荷記録なし
15	Maluku - etat	I	30/6.6	5	437	13.9%	
16	Masina	I	30/6.6	15	1312	89.9%	負荷遮断方式
		II	30/6.6	15	1312	49.5%	
		III	30/20	15	420	71.4%	
		IV	30/20	15	420	-	負荷を Kimbaseke 送配電施設へ
17	Ndolo	I	30/6.6	10	875		変圧器 1 号機を SENDWE 変電所に移す
		II	30/6.6	15	1311	85.0%	負荷遮断方式
18	Nsele	II	30/6.6	5	437	59.7%	
		III	30/20	15	420	3.1%	
19	Parlement	I	30/6.6	15	1312	61.9%	
20	R.v.a	I	30/6.6	10	875	108.6%	負荷遮断方式
21	Sendwe	II	30/6.6	9.35	818	109.4%	
		III	30/6.6	10	875	97.7%	負荷遮断方式
22	Voix du peuple	I	30/6.6	15	1312	76.2%	
23	Upn	I	30/6.6	15	1312	35.4%	2021 年 4 月 27 日より稼働
合計				599.9			

出典：SNEL のデータに基づき調査団作成

※:負荷率 100%以上の変圧器を網掛け



出典：調査団作成

図 3-4.10 キンシャサ周辺における変電所位置図（2021 年時点）

表 3-4.7に示すように、2018 年 4 月にはキンシャサの高压/中压変圧器は全 14 台中、5 台が負荷率 80%以上で運用されており、過負荷を原因とする故障により供給支障が発生していた。2020 年 10 月時点では、変圧器の負荷率が 100%を超過する高压/中压変電所は 2 箇所から 0 箇所となったが、依然として負荷率 80%を超える変圧器が多く、既設設備の負荷の低減が喫緊の課題となっている。

例えば、図 3-4.1 1 に示した Gombe 変電所の変圧器は 1955 年に製造されており、負荷率 100%を超過して運用されている。キンシャサ特別州では、高経年機器が過負荷で使用されている機器も多く、設備故障リスクが非常に高い状態となっている。

表 3-4.7 変圧器負荷率の状況

年	設備名称	数量	運用中	故障中	容量 80[%]超過～	容量 100[%]超過
2018	HV/MV 変圧器	14	10	4	3	2
	MV/MV 変圧器	44	40	4	12	8
2020	HV/MV 変圧器	12	10	2	5	0
	MV/MV 変圧器	49	44	3	14	8

出典：SNEL Kinshasa 活動報告（2018 年 4 月）他



図 3-4.1 1 Gombe 変電所 70/6.6kV 変圧器（1955 年製）

表 3-4.8 キンシャサ特別州配電線の負荷率

設備名称	数量	運用中	故障中	容量 80[%]超過～	容量 100[%]超過
30[kV]配電線	54	41	13	10	4
20[kV]配電線	69	65	4	9	3
6.6[kV]配電線	247	211	36	45	55
合計	428(100%)	367(86%)	61(14%)	79(18%)	72(17%)

出典：SNEL Kinshasa 活動報告（2018 年 4 月）他

表 3-4.8にキンシャサ特別州の配電線の負荷率を示す。全体の 14%の配電線が故障状態となっているが、負荷率が高くなっており、負荷率が 80%を超過している配電線は、35%（80%超：18%、100%超：17%）と多く、配電線も設備容量不足と過負荷により設備故障リスクが高い状態で使用されていることが確認できる。図 3-4.1 2に Lingwara 変電所の制御盤を示す。Lingwara 変電所では、旧式の制御機器が使われているおり、重負荷の原因や故障原因の分析のためのデータ収集が困難な状況であった。このため、各変電所の機器状況を適切に把握するため、PT、CT、遠制御機器、テレコン・OPGWなどを導入し、データ収集と中央集約化の取り組みを進める必要があると考えられる。

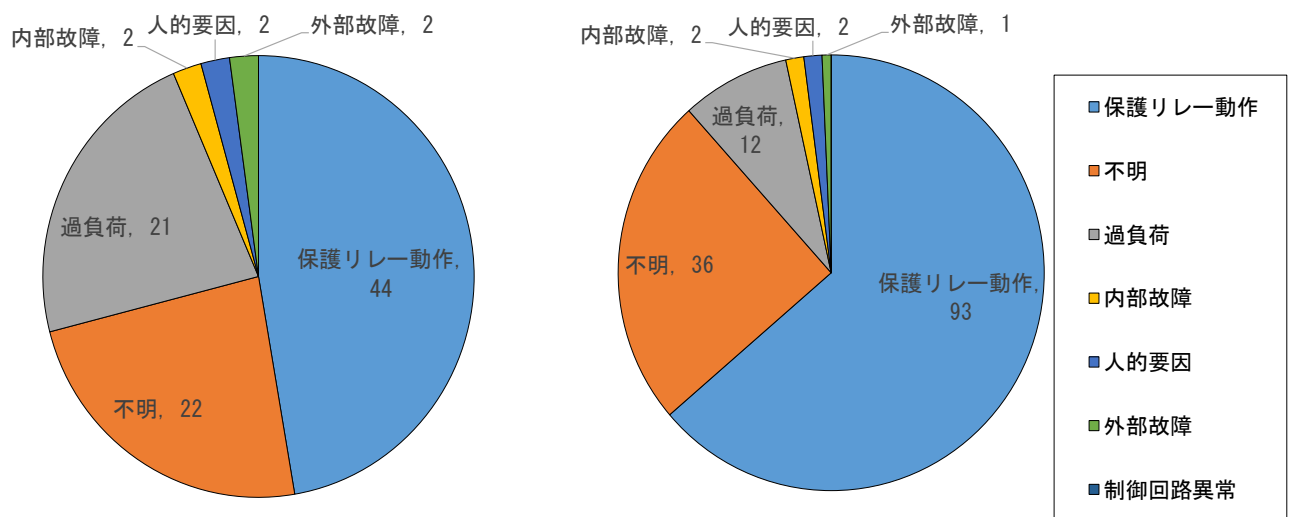


出典：調査団作成

図 3-4.12 Lingwara 変電所の制御盤

2) 故障発生状況

通常、保護リレーの動作は正常の動作であり故障には計上しないが、今回は考慮して 2020、2021 年の故障原因を統計した結果を図 3-4.13 に示す。保護リレーの動作は過負荷が原因であり、負荷増大時の変圧器の破損を防ぐ目的で動作しているものと推定する。上述のとおり、多くの変圧器が重負荷または過負荷で運用されており、これを解消することが喫緊の課題といえる。また、原因不明の故障も多く、経年化した旧式機器の更新も必要である。



出典：SNEL 資料を基に調査団作成

図 3-4.13 1 次変電所の故障原因 (左：2020 年、右：2021 年)

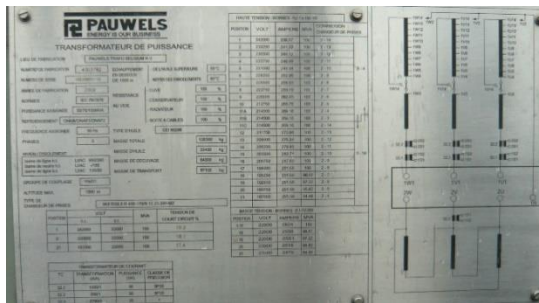
3) 設備状況 (現地調査)

現地調査にて高圧中圧変電所、中圧/中圧変電所、中圧/低圧変電所の状況を確認した。代表的な変電所の概要を示す。

① 高圧/中圧変電所（FUNA 変電所）



(a) 220kV/20kV 変圧器外観



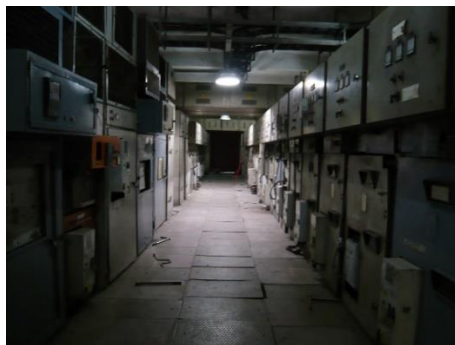
(b) No.1 変圧器銘板（2009 年製）



(c) No.2 変圧器銘板（1988 年製）

出典：調査団作成

図 3－4. 1 4 FUNA 変電所変圧器外観と銘板



(a) 20kV 開閉設備外観

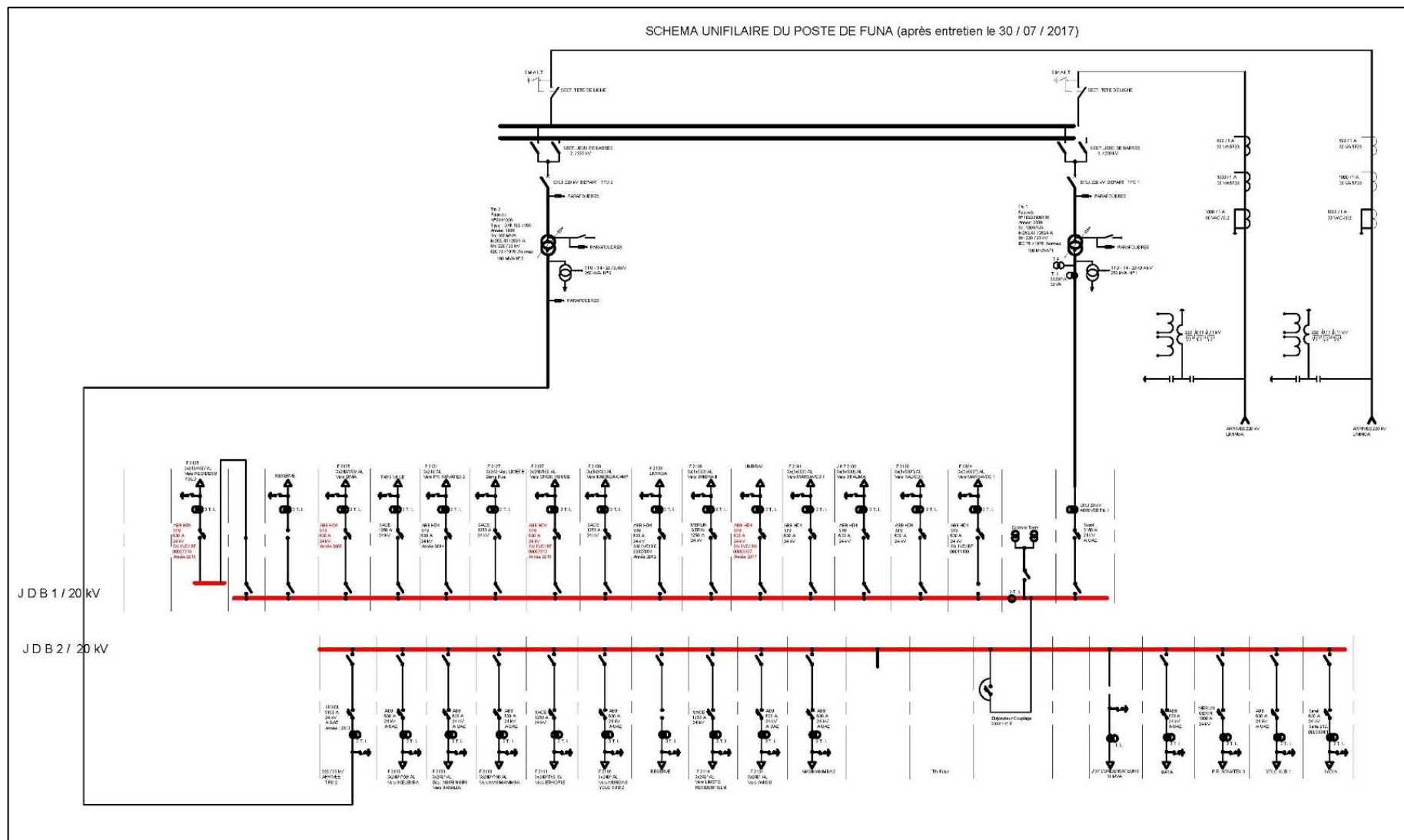


(b) 220kV 気中開閉設備エリア

出典：調査団作成

図 3－4. 1 5 FUNA 変電所開閉設備外観

Funa 変電所には、図 3－4. 1 4に示すように 220kV/20kV 変圧器が 2 台あり、No.2 変圧器は 1988 年製で製造後 34 年が経過しており、その負荷率も 84%（2021 年 10 月）と高い状態で使われている。開閉設備は、220kV は気中機器にて構成されており、20kV は屋内建屋に設置されている。20kV 開閉設備は、図 3－4. 1 5に示すように多数回線が引き出されているが、故障している設備、部分的に改修されている設備などが確認できた図 3－4. 1 6に単線結線図を示す。



出典：SNEL

図 3-4.16 FUNA 変電所単線結線図

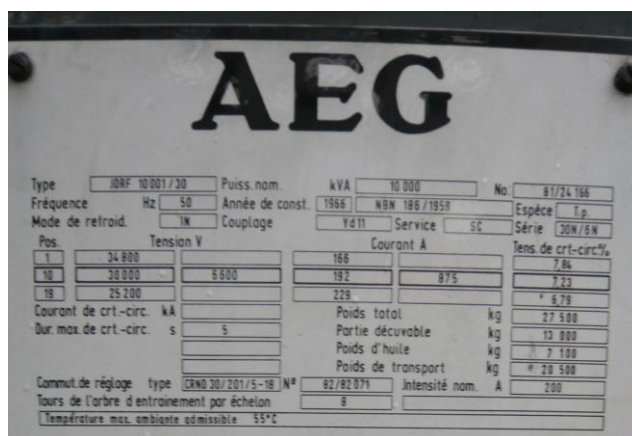
② 中圧/中圧変電所（SENDWE 変電所）

図 3－4.1 7に Sendwe 変電所の状況を図 3－4.1 8に単線結線図を示す。Sendwe 変電所は、30kV/6.6kV の変電所でキンシャサ市中心部へ配電している変電所の1つである。変電所には、変圧器が2台あり1台の負荷率は100%を超過、残りの1台も負荷率97.7%と非常に高い状態となっている。加えて変圧器の1台は、使用後55年（1966年製）が経過しており、事故のリスクが非常に高い状態となっている。

30kV 開閉設備は、部分的に取り換えられているものの、使用不能となり系統から切り離されている遮断器も多数存在している。配電設備は、機器の老朽化、故障に加え、市民による破壊行為も行われており、設備不足の要因となっている。



(a)30kV 開閉設備



(b)変圧器銘板

出典：調査団作成

図 3－4.1 7 Sendwe 変電所の状況



③ 中圧/低圧変電所（Ikelemba 変電所）

図 3－4.19に Ikelemba 変電所の状況を示す。中圧/低圧変電所は市街地に多数設置されているが、中圧/中圧変電所と同様に高経年機器が多数存在し、負荷率も高い状況となっている。また、変電所内の電路の接続状況を確認したところ、確実に結線されていない箇所もあり、安全上問題となる箇所も多数存在する。



(a)変電所入口



(b)変電所内部



(c)変電所周辺状況

出典：調査団作成

図 3－4.19 Ikelemba 変電所の状況

3-4-3 開発計画のレビュー

(1) 送電設備

表 3-4.9 に、SNEL が計画する送電線プロジェクト一覧および概略位置図を図 3-4.20 に示す。送電設備の開発目的は大きく分けて以下①～④に分類される。現在計画されているプロジェクトは、主に地方電化と需要拡大に伴う増強工事が多くを占めている状況である。

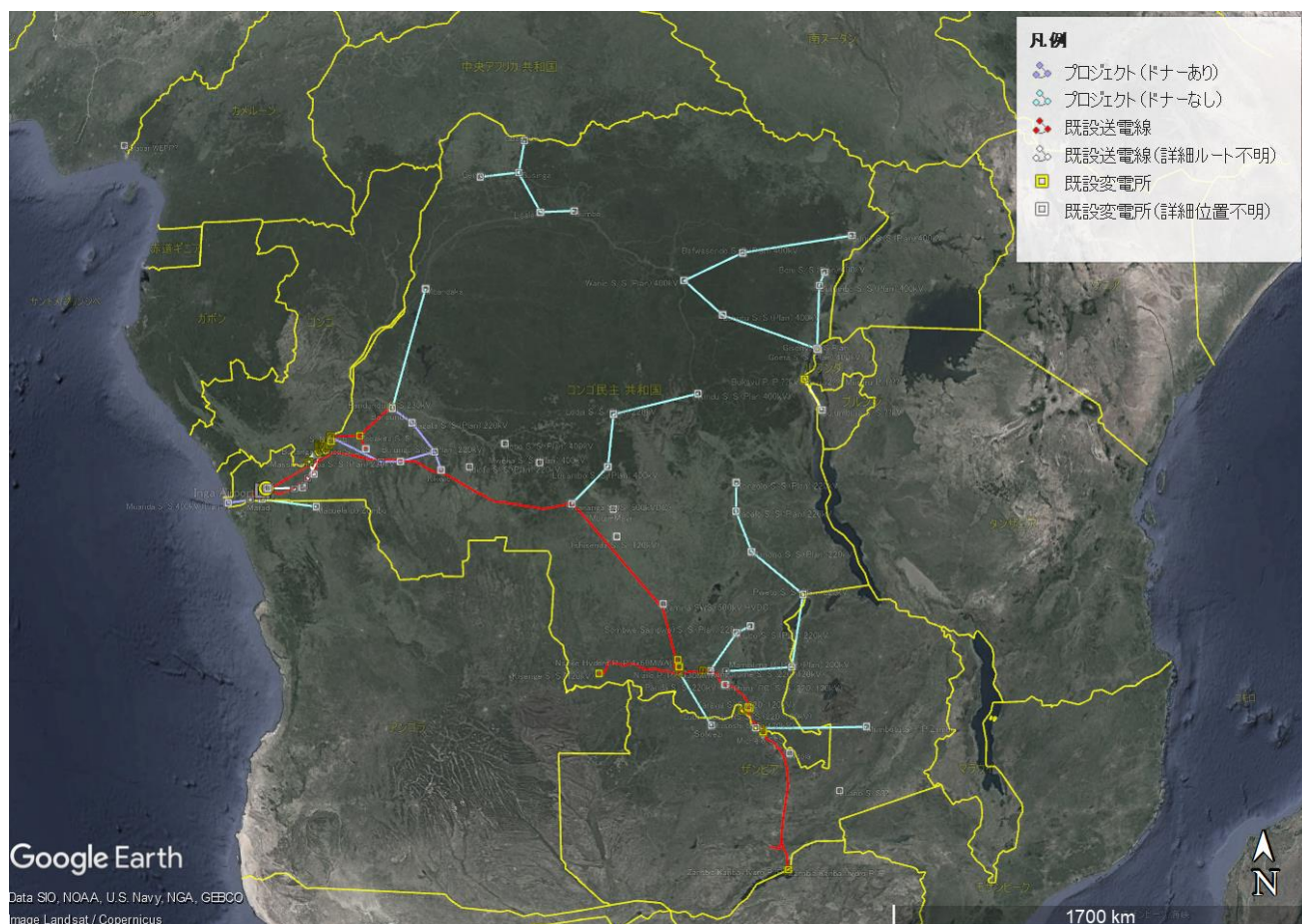
- ① 発電所新設に伴うアクセス工事
- ② 地方電化のための新設工事
- ③ 将来の需要拡大や国際連系に対応するための送電容量増強工事
- ④ 電力通信システムの拡充のための OPGW 化工事など

表 3-4.9 計画中の送電プロジェクト一覧

目的	No.	プロジェクト内容	亘長 [km]	実施 予定年	ドナー 有無	備考
①	1	Mumbotuta - Kasumbalesa 線の新設工事 (Luapula 発電所建設に伴うアクセス工事)	330※	2022- 2027	○ (KfW)	ドナーの資金不足により中止
②	2	220 kV Gbadolite - Businga - Gemena 線の新設工事	231	-	-	
	3	132kV Businga - Lisala - Bumba 線の新設工事	274	-	-	
	4	Karavia - Luano 線の Kasumbalesa 変電所連系工事	2※	2021- 2023	○ (ELSEWEDY)	ドナーと SNEL にて FS 実施中。M30 USD
	5	220kV Kinsuka - Central Zongo2 送電線の新設工事	67	-	○ (Exim Bank China)	
	6	400kV Inga - Boma - Moanda - Cabina (アンゴラ) 線の新設工事	171	-	△ (アンゴラ)	一部資金提供
	7	220kV Bandundu- Mbandaka 線の新設と関連配電網整備	185	-	-	
	8	220kV Bandundu - Bagata- Bulungu - Kikwit 線の新設と関連配電網整備	250※	-	○ (TBEA)	TBEA : 中国変圧器メーカー
	9	220kV Maluku - Kenge - Massimanimba - Bulungu - Kikwit 線の新設	420※	-	○ (TBEA)	
③	10	132 kV Zongo - Badiadingi 線の建替工事	59	2021- 2024	○	プロポーザルの分析中
	11	70kV Zongo - Kwilu 線の建替工事	155	2021- 2024	○	同上
	12	330 kV Kolwezi - Solwezi 線および変電所新設工事	200※	2022- 2024	△ (公的資金)	FS 完了済み、国からの支援
	13	70kVGombe 変電所の 220kV 昇圧化に伴う送電線整備	50	-	-	
④	14	OPGW の導入 (Kimwenza - Kimbanseke - Maluku、Kimwenza、Kimwenza - Liminga - Funa	-	2021- 2022	○	入札手続き中 2.8M USD

出典：SNEL からの入手データに基づき調査団作成

※：調査団にて算出した概算値



出典：SNEL からの入手データに基づき調査団作成

図 3-4.20 送配電網マップ（既設・計画）

地方電化以外の開発計画として、ゾング第 2 発電所の電力をキンシャサ周辺の変電所（Badiadingi、Kinsuka）および南西側の中規模都市（Kwilu、Kimpese、Mbanza-Ngungu）へ送電するための新設工事が計 3 件計画されている。また、CAPP 連系のためのアンゴラ（Cabina）との連系線、SAPP 連系強化のためのザンビア（Solwezi）との連系線が計 2 件計画されている。一方で、電化率が低い北部や東部地域の電化のための送電線新設プロジェクトは、ドナーが参入しておらず、進捗が停滞している状況にある。これは、地方都市は電化のための必要な送電線の亘長に対し、電力需要が小さく裨益効果が低いことが影響していると考えられる。

SNEL の 2021 年のアクションプランでは、以下①～⑦の目標を掲げており、南部の鉱山への供給力強化と老朽化設備の更新および事故率の低減などが挙げられている。

- ① 100km あたりの事故率を 10%以下に低減する
- ② SAPP 電力市場への参加および南部系統への供給力確保のための送電線増強
- ③ $\pm 500\text{kV}$ Inga – Kolwezi HVDC の信頼度強化（警備強化、雨水浸食対策、メンテナンス強化）
- ④ モノポール支持物の鉄塔化
- ⑤ 銅線のアルミ線化

- ⑥ 送電線計測用装置の導入
- ⑦ 送電線の保護と制御のための機能向上

(2) 変電設備

表 3-4.10 に、SNEL が計画する変電設備プロジェクト一覧を示す。変電設備の開発目的は大きく分けて以下①～③に分類される。主に、SAPP 連系強化のための Solwezi および Kasumbalesa 変電所の新設、(Kasumbalesa と周辺地域の供給安定化を兼ねる) およびキンシャサの将来の需要増に対応するための 220/400 および 400/220kV 変電所の新設が検討されている。また、現在遠制化されている変電所はインガ変電所 (PDI) のみであることから、西部系統に位置する変電所の通信ネットワーク強化による近代化や増強が計画されている。

- ① 将来の需要拡大や国際連系に対応するための送電容量増強工事
- ② 地方電化のための新設工事
- ③ 信頼度向上のための設備更新・遠制化工事

表 3-4.10 計画中的変電プロジェクト一覧

目的	No.	プロジェクト内容	実施 予定年	ドナー 有無	備考
①	1	330 kV Solwezi 変電所新設工事 (SAPP 連系強化)	2022- 2024	△ (公的資金)	FS 完了済み、 国からの支援
	2	220/400kV Campkin および Kingantoko 変電所新設工事	-		
②	3	220kV Kasumbalesa 変電所の新設 (変圧器 2 台 : 220/15/6.6kV 50MVA、 15/30kV 20MVA)	2021- 2023	○ (ELSEWEDY)	ドナーと SNEL にて FS 実施 中。M30 USD
③	4	HV 変電所 6 箇所のデジタル計器・制御システムの拡張(Liminga、Funa、Lingwala、Utexco、Kimbanseke、Maluku)	2021- 2022	-	1.25M USD
	5	HV 変電所 3 箇所の増強と近代化 (Kasangulu、Inkisi、Mbanza) および配電網整備	2021- 2022	-	20M USD
	6	西部系統の HV 変電所(23 箇所)を遠制化するための SCADA システムの導入、建屋および制御室の更新	2021- 2022	-	10M USD
	7	光ファイバ通信の拡張および維持	2021- 2022	-	5.2M USD 1M USD/year

出典：SNEL から入手したデータの基づき調査団作成

(3) 配電設備

キンシャサの配電設備は、老朽化や下水道の未整備による浸水被害などによる設備事故、市民による配電設備の破壊・盗難行為などにより、設備容量が不足しており、電化率の低さもさることながら計画停電の多さも大きな問題となっている。キンシャサの配電網での様々な問題を解決するために SNEL は、2012 年以降、系統の増強、改修、拡張を目的として表 3-4.11 に示す世界銀行、アフリカ開発銀行、EXIM 銀行などの協力を得て開発を実施・計画している。

表 3-4.11 コンゴ民で実施・計画しているプロジェクトとその概要

プロジェクト	内容	効果	金額 (Million\$US)
PMEDE (設備増強プロジェクト)	✓ インガ - キンシャサ間の 400 kV 送電線 (発電量 = 1,000 MW) ✓ Kimbanseke 送配電設備 220/20 kV-100 MVA の建設 ✓ UPN 変電所の新設 ✓ Mutendi 送配電設備の改修 ✓ Liminga の変圧器 (75MVA)、Lingwala の変圧器 (75MVA) 追設 ✓ 変電所 6 か所の建設 (Kinsuka、Devinière、Centre des affaires、Ndolo、Limete、Lemba) ✓ 負荷軽減のための 106 か所の設備建設 (Mpasa、Malweka、Kisenso、Kimbanseke)	✓ インガ - キンシャサの託送容量 600 MW から 1600 MW へ増大 ✓ Kimbanseke セクターの電化 ✓ 容量増大により、変電所での負荷遮断を軽減	227 世界銀行
PEPUR (村落部電化プロジェクト)	✓ 変電所 4 か所の容量増 Badiadingi、Campus、Kinkole、N'sele 変電所 ✓ Makala 送配電設備 (220/20 kV-100 MVA) の設置 ✓ 制御設備約 145 か所に設置	✓ 変電所を容量増による、負荷遮断軽減 ✓ 未電化地域への給電 ✓ 過負荷設備の負荷軽減	89 アフリカ開発銀行
PAGASE (電力セクターガバナンス・改善プロジェクト)	✓ Funa 送配電設備容量増、変圧器 220/20 kV-100 MVA ✓ CDA 変電所容量増、変圧器 30/20 kV-15 MVA ✓ 20 kV 設備の接地 ✓ 中圧 - 低圧制御設備 (630 kVA) 60 か所の新規設置、DKN の関連する中圧 - 低圧系統	✓ 変電所容量増による、負荷遮断軽減 ✓ 未電化地域への給電 ✓ 過負荷設備の負荷軽減	42 アフリカ開発銀行
EASE (電力アクセス・サービス拡大プロジェクト)	✓ 負荷軽減のためのプログラム ✓ (中圧 - 低圧制御設備 148 か所の新規設置、80 か所：DKC、DKO：68 か所) ✓ 拡張プログラム ✓ (中圧 - 低圧制御設備 630 kVA、「負荷軽減のための設備」を 86 か所に新規設置。20 か所：DKC、66 か所：DKO) ✓ 修理改修プログラム ✓ (中圧 - 低圧制御設備 201 か所、ならびに関連する低圧系統の健全化、DKC:93 か所、DKO：108 か所) ✓ 追加制御設備プログラム	✓ 既存系統の負荷を軽減し、負荷遮断を軽減 ✓ 既存系統の改修、不正な消費者への対応 ✓ 停電時間の短縮 ✓ 未電化地域を電化し、電化率の向上	205 世界銀行 63 世界銀行
上海電力 (S.E.C) プロジェクト	✓ Kinsuka 送配電設備 220/30/20 kV-100 MVA の建設 ✓ Kinsuka 変電所の改修と補強、変圧器 30/6.6 kV-31.5MVA の整備 ✓ Lingwaka - Kinsuka - M'bonou 系統 220 kV の給電線の給電停止の実施 ✓ 中圧 - 低圧制御設備 68 か所の設置	✓ キンシャサ西部セクターでの給電の改善 ✓ Kinsuka 変電所の負荷遮断軽減 ✓ 過負荷状態の負荷軽減	350 EXIM 銀行

出典：SNEL から入手した資料に基づき調査団作成

既にドナーが決まっている開発プロジェクトに加え、SNEL は配電網において、表 3-4.12 に示すプロジェクトの計画している。表より、SNEL が計画しているプロジェクトで特に重要視している地区が図 3-4.21 に示す MONT-AMBA 地区であり、当該地区へ全体の 34% の費用を費やし、設備の拡充を計画している。また、開発の内容から、キンシャサ地域で

の配電電圧を 20kV に集約し、設備拡充・老朽化設備改修を推進していることが伺える。

表 3-4.12 計画中の配電プロジェクトとキンシャサの各地区への費用内訳

No.	プロジェクト	地区 (Million\$US)				金額 (Million\$US)
		TSHANGU	MONT-AMBA	LUKUNGA	FUNA	
1	【電力網増強プロジェクト】 ・ 未電化地区 20kV 配電線敷設、制御設備設置など	17.30	17.93	7.78	3.72	46.73 (37.8%)
2	【低圧系改修・老朽化機材交換プロジェクト】 ・ 低圧遮断器、配電盤の設置など	6.00	9.06	16.32	11.58	42.97 (34.8%)
3	【6.6kV 負荷軽減プロジェクト】 ・ 6.6/0.4kV 制御設備の 20kV 化など	1.36	0.42	0.10	0.00	1.88 (1.5%)
4	【電力配電能力強化プロジェクト】 ・ 20kV 引き出し設備の設置など	0.00	2.48	3.25	2.03	7.76 (6.28%)
5	【中圧フィーダ改修プロジェクト】 ・ ケーブルの交換など	0.70	0.06	0.47	1.05	2.28 (1.85%)
6	【変電所の建設・強化プロジェクト】 ・ 30/20kV-25MVA 変電所建設など	6.65	12.44	0.00	2.8	21.89 (17.7%)
合計		32.00 (25.9%)	42.40 (34.3%)	27.92 (22.6%)	21.19 (17%)	123.51 (100%)

出典：SNEL から入手した資料に基づき調査団作成

SNEL は、MONT-AMBA 地区で中圧/低圧変電所 (Cabin) を 56 か所新設、147 か所の改修、30/20kV 変電所を 2 か所新設、1 か所変圧器増設など、大規模配電設備の拡充を計画している。



出典：調査団作成

図 3-4.21 キンシャサ特別州の各地区の位置

3-4-4 優先案件の検討

コンゴ民における課題と解決に向けた事業候補について以下に示す。

(1) 送電設備

コンゴ民の電力セクターにおける課題を踏まえ、以下2つのプロジェクトを検討する。ただし今回の調査では、潮流解析や故障時計算などの系統解析をスコープとしておらず、FS実施時にはこれらの検討を行うことが望ましい。また、送電線の単価は、建設地点の風速、地盤の強度、樹木や構造物との離隔距離および資材運搬方法などの不確定要素により大きく変動する。特に、周辺に既存の送電設備が無い場合は想定よりも地盤が軟弱であることなどを原因とし工事費が増加する可能性があり、FSにおいて詳細調査を行うことを推奨する。

1) 70kV Gombe 変電所および連系送電線の 220kV 昇圧化

Gombe 変電所は、キンシャサの中心部に位置する HV/MV および MV/LV 変電所である。本変電所と、キンシャサ南西部に位置する Kasangulu 変電所は、Zongo1 発電所に連系されており、送電電圧は 70kV で電力供給されている。

Gombe 変電所では、70/6.6kV 変圧器が 1955 年製であり現在使用不可となっているほか、30/6.6kV 変圧器は許容電流の 103%を超えて運用されており、早急な改修および増強が必要である。一方、送電線は変圧器容量が 30MVA であるのに対し、送電容量は 25MVA と小さい。従って、需要増大時には送電線も送電容量を超過している可能性が高く、今後も継続して過負荷が発生した場合、弛度の増大による離隔不足や電線の熱劣化による断線が懸念される。改修案は、図 3-4.22 に示したとおり、改修には以下の工事を想定している。

【改修工事概要】

- ① 鉄塔建替による 220kV 送電線の新設（亘長約 80km）
- ② Gombe 変電所：220kV/30kV 変圧器（30MVA）2 台、30/6.6kV 変圧器（30MVA）4 台
- ③ Zongo1 発電所：70/220kV 変圧器（60MVA）1 台
- ④ Kasangulu 変電所：220/15kV 変圧器（5MVA）：1 台
- ⑤ 各変電所開閉設備 一式

プロジェクトの効果は、キンシャサの電力需要送電線ルートは、亘長約 80km であり、約 1/3 が市街地を経過している(図 3-4.23)。送電容量は現行の電線（Alac 187mm² 単導体、許容電流（206A））を流用した合、公称電圧 70kV から 220kV に昇圧することで送電容量は 25MVA から 78MVA と約 3.1 倍と大きく改善されるが、現行で架線されている ACSR Piper（断面積 187.5mm²）ではコロナ放電による送電ロスやノイズが発生する可能性があり、鉄塔建替による新設を推奨する。

また、既設変電所敷地は、SNEL 本社内にあるほか、図 3-4.24 に示すように余剰スペースがあることから、変圧器の増設にも対応できる可能性が高い。



(a) 全景



(b) 最終鉄塔とガントリー

出典：調査団作成

図 3-4.24 Gombe 変電所外観

2) 220kV Bandundu- Mbandaka 線の新設工事

キンシャサの北東部に位置する赤道州の州都 Mbandaka は、2021 年の人口 46 万人に上る中枢都市である。人口は 2030 年には 65 万人まで増加することが予想されている⁶。また、赤道州全体の人口は現在 186 万人⁷(日本の福島県と同等)で、早期の電化率向上が望まれる。Mbandaka は西部の送配電網と連系されておらず、独立した送電網に数 MW の程度の発電機が設置されているのみであり、供給力が脆弱である⁸。本プロジェクトは、既存送電網がある Bandundu から 220kV 送電線を Mbandaka の南部に位置する Bikoro に 185 km の送電線を新設し、Mbandaka の電化率の向上を図ることを提案する(図 3-4.25、図 3-4.26 図)。また、Bandundu - Mbandaka 間には Mai-Ndombe 州(総人口 177 万人)の州都 Inongo や、Bandundu の北東に位置する Nioki(人口 6 万人)が位置しており、収益性を検討の上、これらの都市に連系する事も考えられる。また、改修案は、改修には以下の工事内容を想定した。

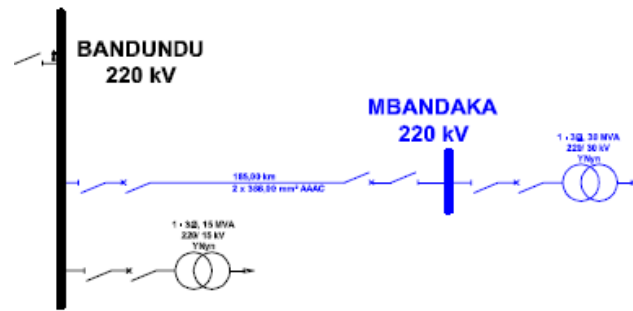
【改修工事概要】

- ① 220kV 送電線の新設(亘長 185km)
- ② Bandundu 変電所のベイ増設
- ③ Mbandaka 変電所(Bikoro)の新設
- ④ 220kV/30kV 変圧器(30MVA): 1~2 台
- ⑤ 開閉設備 一式

⁶ : 2021 World Population Review

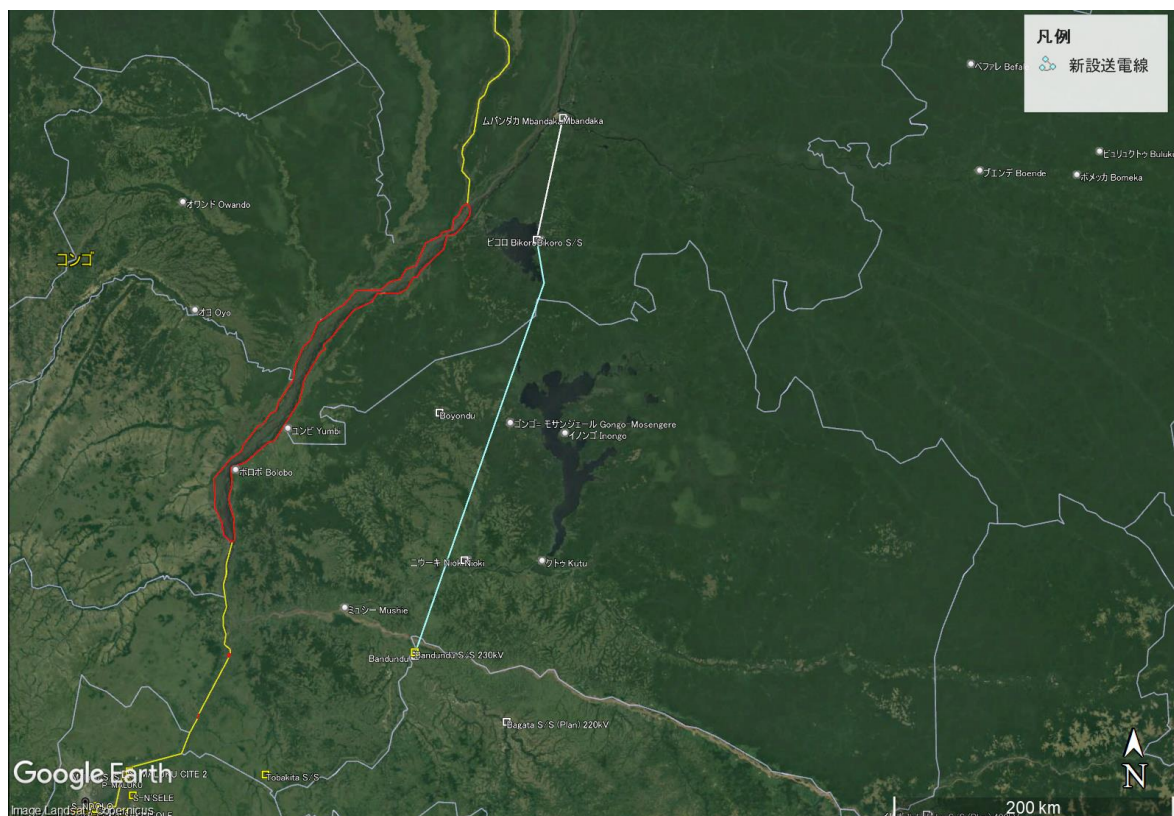
⁷ : 総務省統計局:世界の統計 2021

⁸ : World Bank. 2020. Increasing access to electricity in the Democratic Republic of Congo. Opportunities and challenges. Washington, DC: World Bank



出典：SNEL

図 3-4.25 Bandundu - Mbandaka 間の系統図（青字は：プロジェクト実施箇所）



出典：調査団作成

図 3-4.26 Bandundu - Mbandaka 送電線ルート概要

3) 長距離送電線の建設とマイクログリッド建設の特質比較

コンゴ民は、アフリカで第二位の面積（2,344,858km²）⁹を有しており、地方都市への送電線網拡大のためには長距離で、送電ロスを防ぐための超高圧送電線が必要となる。また、既存のインガ発電所を中心とした送配電網形成は、以下の脆弱性を含むことになることに留意する必要がある。

【送電網拡張への懸念事項】

- ① 送電線の建設コストが高額となり、電気料金の回収が見込めない場合、国の財政悪化を

⁹：総務省統計局：世界の統計 2021

招く。

- ② 大規模発電所（インガ 1、2 など）が故障した際、送電線からの電力供給はキンシャサなど主要都市が優先され、地方都市は長時間供給制限がなされる恐れがある。
- ③ 交通網が整備されていない地域では、恒久的な故障が発生した際に資材運搬が遅延し停電が長期化する。
- ④ 送電網に連係される調整力（電源）が少ないと、電圧降下や周波数低下などが発生しやすい。
- ⑤ 紛争地域における送電線の破壊行為の懸念、作業員の安全性確保の問題が発生する。

一方で、独立型送配電網（マイクログリッド）と小規模発電所を組み合わせた電力供給システムは、需要箇所の近傍に設置することができるため、地方電化に関わる建設コストを低減することが可能であり、有効な選択肢として考えられる。この点は、2020 年世界銀行レポートでも一致した見解である。

ここでは、例として Mbandaka の電化率向上を対象として両者の概算費用、メリットおよびデメリットを試算した結果を表 3-4.13 に示す。共通条件として、Mbandaka の人口は 65 万人（2030 年想定）、最大需要はキンシャサにおける人口あたりの消費電力（0.93MW/万人）を参考に、約 61MW と仮定する（実際は、産業需要などがキンシャサよりも低いため、想定需要は小さい可能性がある）。

表 3-4.13 Mbandaka 電化率向上に関わる設備形成の特徴の比較

設備形成の方法	送電線新設 (220kV Bandundu-Mbandaka 線)	マイクログリッドおよび 小規模火力発電所の新設
設備内訳 (仮定条件)	220kV 2 回線送電線 185km 220/30kV 変電所 1 箇所※1 30/6.6kV 配電線(コンクリート柱) 10km※1	- 小規模火力発電所 (100MW) 30/6.6kV 配電線(コンクリート柱) 10km※1
主なメリット	- 比較的大きい供給力を確保しやすい。 - インガ発電所の豊富な水資源を国内電力需要に充てることが可能（発電コストを抑えることが可能）	- 建設コストが比較的安い - 既存グリッドの故障の影響を受けない - 送電ロスが低い
主なデメリット	- 建設コストが比較的高い - 送電ロスが大きい - インガ発電所故障時の負荷制限などの影響を受けやすい	- 供給量は発電所容量に制限される。 - 単一電源に依存するため、電源故障時には停電が長期化する

※1：人口をカバーするためには複数の変電所が必要であるが、本検討では最小限の設備量とした。

出典：調査団作成

（２）変電・配電設備

無償資金協力案件候補は、下記考えに則って選定した。表 3-4.14 に無償資金協力案件候補を示す。

【考え方】

- ✓ 無償資金協力の予算を考慮し、変電・配電分野での候補を選定した。
- ✓ 設備の使用状況を考慮し、過負荷となっている箇所の優先度を高くした。
- ✓ 設備拡充の重要性和 SNEL の開発計画の整合を図り案件を選定した。

表 3-4.14 変電・配電無償資金案件候補のプロジェクト概要と効果

No.	案件	概要	効果
1	Gombe 変電所の増容量化と GIS 化	・ 70/6.6kV 変圧器が使用不能となっており、30/6.6kV 変圧器が過負荷となっているため、変電所更新を提案。 ・ SNEL 本社に隣接しており、工事に必要な敷地確保が可能であり、停電時間が極小化される別位置更新で提案。 ・ 都市部の変電所であり、本邦技術として提案可能な GIS にて計画。 ・ 送電線を含めた Gonbe 変電所の 220kV の昇圧化が優先度の高いプロジェクトとして SNEL から提示されているため、220kV 昇圧化も含めて提案（案 2）。	・ 故障機器の改修による変電所健全化 ・ 変圧器の過負荷の解消と容量増加 ・ 送電線プロジェクト（220kV 昇圧）を合わせて実施することで、送電容量増加
2	Badiadingi 変電所の増容量化と GIS 化	・ 中圧/中圧変圧器の負荷率が 100%を超過していることから変電所更新を提案。 ・ 変電所敷地が広いため、工事に必要な敷地確保が可能であり、停電時間が極小化される別位置更新で提案。 ・ 都市部の変電所であり、本邦技術として提案可能な GIS にて計画。 ・ 他ドナーにて実施中。	・ 変圧器の過負荷解消と増容量化
3	Liminga 変電所の変電所改修・敷地内への配電用変電所建設と Debonhomme 地区への配電用変電所建設	a) Liminga 変電所改修と配電用変電所建設 【変電】 ・ キンシャサに電力を供給する上で、非常に重要な高圧/中圧変電所となっている、Liminga 変電所の変圧器が 1 台故障状態であり、その他変圧器の負荷が非常に高いため、変圧器の更新と当該変圧器フィーダの開閉設備の更新を提案。 ・ 母線を含めたその他既設機器の継続使用、工事期間の短縮を考え、本邦技術となる H-GIS の適用を検討する。 【配電】 ・ SNEL から建設の重要度が高いこと、他ドナーとの協調を踏まえた支援が可能となるため提案。 ・ SNEL の開発計画で、開発費用を多く計上している地域であり、その有用性は高い。 ・ SNEL の配電計画拡充計画（配電電圧 20kV の集約化）に則った支援。 ・ 変電所建設に十分な敷地を有する SNEL 保有の Liminga 変電所構内での建設計画のため、用地取得の懸念はない。 b) Debonhomme 地区への配電用変電所建設 ・ SNEL から建設の重要度が高いこと、他ドナーとの協調を踏まえた支援が可能となるため提案。 ・ SNEL の開発計画で、開発費用を多く計上している地域であり、その有用性は高い。 ・ Matete 駅構内に配電用変電所の建設を計画（SNEL と協議済）。	【変電】 ・ 故障機器の改修による変電所健全化 ・ 変圧器の過負荷解消、増容量化 【配電】 ・ 配電容量の増容量化。 ・ 未電化地域への配電 ・ 既設変電所内への建設による盗難被害からの回避。

出典：調査団作成



出典：調査団作成

図 3-4.27 無償資金協力案件候補地

1) Gombe 変電所の増容量化と GIS 化

表 3-4.15 Gombe 変電所変圧器負荷率

変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	定格電流 (A)	負荷率	備考
Gombe	II	70/6.6	15	1312	-	使用不能
	II	30/6.6	15	1312	103.9%	負荷遮断方式
	III		15	1312	103.9%	

※:負荷率 100%以上の変圧器を網掛け

出典：SNEL から入手したデータに基づき調査団作成

当該変電所は、キンシャサ中心部、SNEL 本社敷地内に位置しており、Gombe 地区に電力供給を行う重要変電所である。表 3-4.15 に示すように、70/6.6kV 変圧器は故障により使用不能となっており、30/6.6kV 変圧器は 100%を超える過負荷状態で運用されている。そこで、変電所の増容量化と開閉設備 GIS 化更新を計画・提案する。変電所は、SNEL 敷地内での建設を計画しており、市街地に建設することから、GIS にて計画する（既設機器はすべて更新）。Gombe 地区は官公庁が密集しており、品質の高い日本製の変圧器・GIS 型遮断器を導入し電力品質と信頼度を高めることで、本国に対するプレゼンスが高まると考えられる。

【工事概要】

- ① 70/30kV 変圧器の更新（1955 年製）と 1 台増設（合計 2 台）
- ② 30/6.6kV 変圧器の更新と 2 台増設（合計 4 台）
- ③ GIS 型開閉設備、付帯設備（CT や通信設備など）の設置
- ④ 上記機器の取付工事

【効果】

変電所を更新することで、表 3-4.16 に示すように変圧器の負荷率を低減することができると同時に、設備容量が増加するため Gombe 変電所から近隣需要家への安定した電力供給が可能となり、計画停電の頻度低減に寄与すると考えられる。

表 3-4.16 Gombe 変電所更新工事後の変圧器負荷率

変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	負荷率	備考
Gombe	I	70/30	30	52%	更新
	II		30	52%	新設
	I	30/6.6	15	52%	更新
	II		15	52%	更新
	III		15	52%	新設
	IV		15	52%	新設

出典：SNEL から入手したデータに基づき調査団作成

2) Badiadingi 変電所の増容量化と GIS 化

Badiadingi 変電所は、キンシャサ南部に位置しており、132kV/30kV 変圧器、30/6.6kV 変圧器、30/20kV 変圧器が表 3-4.17 に示すように高負荷状態で運用されており、早急に改修する必要がある。

表 3-4.17 Badiadingi 変圧器負荷率

変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	定格電流 (A)	負荷率	備考
Badiadingi	I	132/30	60	1155	85%	
	I	30/6.6	15	1312	105.2%	負荷遮断方式
	II	30/20	15	420	85.2%	
	III	30/20	15	420	121.9%	負荷遮断方式

※：負荷率 100% 以上の変圧器を網掛け

出典：SNEL からのデータに基づき調査団作成

【工事概要】

- ① 132/30kV 変圧器の更新および 1 台増設（合計 2 台）
- ② 30/20kV 変圧器の更新および 1 台増設（合計 3 台）
- ③ 30/6.6kV 変圧器の更新および 1 台増設（合計 2 台）
- ④ GIS 型開閉設備、付帯設備（CT や通信設備など）の設置
- ⑤ 上記機器の取付工事

【効果】

変電所を更新することで、変圧器の負荷率を低減することができると同時に、設備容量が増加するため Badiadingi 変電所から近隣需要家への安定した電力供給が可能となり、計画停電の頻度の低減に寄与すると考えられる（表 3-4.18）。

表 3-4.18 Badiadingi 変電所更新工事後の変圧器負荷率

変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	負荷率	備考
Badiadingi	I	132/30	30	57%	更新
	II		60	57%	新設
	I	30/20	15	50%	更新
	II		15	50%	更新
	III		30	50%	新設
	I	30/6.6	15	53%	更新
	II		15	53%	新設

※：変圧器更新は既設器と同容量とした。

出典：SNEL からのデータに基づき調査団作成

3) Liminga 変電所の変電所改修・敷地内への配電用変電所建設と Debonhomme に配電用変電所建設

a) Liminga 変電所の変電所改修・敷地内への配電用変電所建設

① 変電設備

重要変電所の1つである Liminga 変電所の変圧器 No. I が故障しており、その他変圧器の負荷率が高い状態となっているため、早急に回収する必要がある。なお、No.II、No.IIIの変圧器は2014年、2015年に製造されているため経年による故障のリスクは低いと考えられる※。

※：No. I 変圧器用の遮断器は2009年製であるため、更新要否は状況、事故リスクを考慮し、判断する。

表 3-4.19 Liminga 変電所変圧器負荷率

変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	定格電流 (A)	製造年	負荷率	備考
Liminga	I	220/30	75	1403	2015	-	変圧器損傷 (2018年6月20日時点)
	II		75	1403	2014	99%	
	III		75	1403	2015	76%	

出典：SNEL からのデータに基づき調査団作成

【工事概要】

- ① 220/30kV 変圧器の更新および1台（合計1台）
- ② H-GIS 型開閉設備、付帯設備（CT や通信設備など）の設置
- ③ 上記機器の取付工事

【効果】

変電所を更新することで、変圧器の負荷率を低減することができると同時に、設備容量が増加するため Liminga 変電所から近隣需要家への安定した電力供給が可能となり、計画停電の頻度の低減に寄与すると考えられる。

表 3-4.20 Liminga 変電所更新工事後の変圧器負荷率

変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	負荷率	備考
Liminga	I	220/30	75	57%	更新
	II		75	57%	流用
	III		75	57%	流用

※：変圧器更新は既設器と同容量とした。

出典：SNEL から入手したデータに基づき調査団作成

② 配電設備

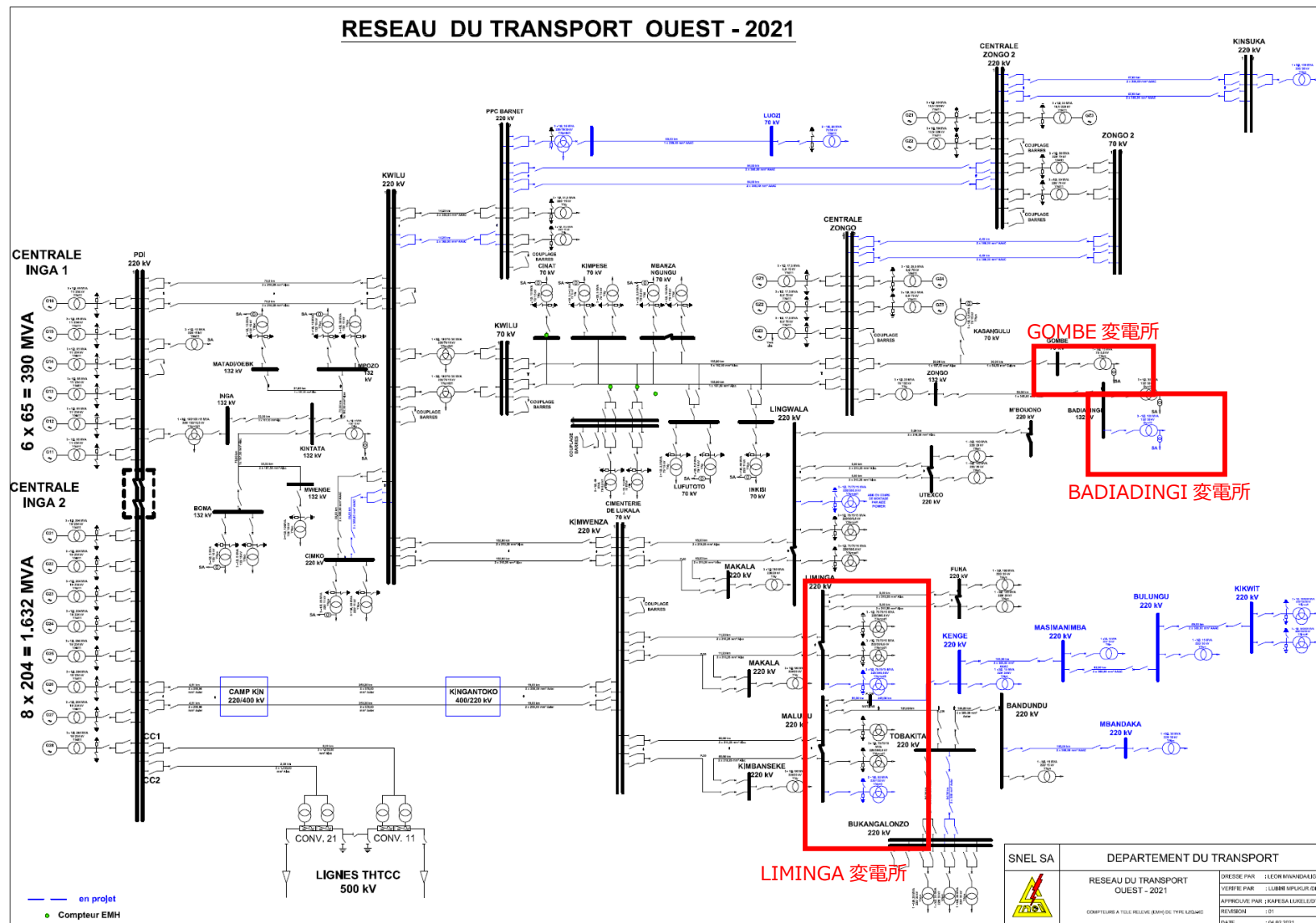
SNEL が特に配電設備増強が必要と考えている地区にある Liminga 変電所構内に配電用変電設備を建設する。変電所建設が Liminga 変電所構内であることから敷地確保の懸念がなく、系統への接続も比較的容易に行えると思われる。

【工事概要】

30/20kV-25MVA の変圧器新設

【効果】

実施中のプロジェクトでは計画されていない地域への配電設備の新設となることから、地域への電力安定供給に大きく寄与する。



出典：SNEL

図 3-4.28 送電系統図上の無償資金協力候補地

b) Debonhomme に配電用変電所建設内

SNEL が計画している配電設備強化プロジェクトの中で、特に設備増強が必要な地域である、Debonhomme 地区に配電用変電所建設する。建設候補地は、図 3－4.27、図 3－4.29 に示した MATETE 駅構内にて計画している。

【工事概要】

30/20kV-25MVA の変圧器新設

【効果】

実施中のプロジェクトでは計画されていない地域への配電設備の新設となることから、地域への電力安定供給に大きく寄与する。



出典：調査団作成

図 3－4.29 Matete 駅構内（変電所建設予定地）

第4章 協力対象事業候補検討

第4章 協力対象事業候補検討

4-1 太陽光 IPP

4-1-1 検討概要

(1) 太陽光 IPP 事業参画の可能性

コンゴ民での太陽光 IPP 事業は、既に民間事業者による建設計画の立案、SENL との契約手続き等の準備が進められていること、並びに、地方においては今後、再エネの導入拡大を目指していることから、民間投資による開発が活発化し、参画の機会は増えると想定される。しかしながら、現在の太陽光 IPP は、収益性とインセンティブの高い需要のある大都市と鉱山地域へと限定的である。また、技術的な面では、再エネ導入により電源容量が増加することを踏まえ、地域によっては系統の増強が必要である。

エネルギー・水資源省からの聞き取りの結果、他ドナー及び民間との連携は良好であり、当該セクターにおける投資の実施・保護・収益性を PPP 方式により可能とする経済状況が生み出され、それに続く効果が発現し始めているという。

エネルギー・水資源省は、より効果的な事業形成のために、以下4つの実施および支援が必要であると認識している。

- ① 公正な競争ルールの順守を保証する国の義務
- ② 新しい制度の枠組みの確立
- ③ 当該分野における紛争解決のメカニズムの設置
- ④ 税務・関税の軽減等の優遇措置

(2) 比較検討案件

コンゴ民では、メガワット級及びギガワット級の太陽光 IPP 事業が 10 案件進められているが、未だ着工していない。SENL からの聞き取りの結果、これらのプロジェクトは資金調達の遅れによるものである。その内の 1 件は、太陽光 IPP の Greenshare Congo がキンシャサに 100MWp の太陽光発電所建設プロジェクトであるが、IFC が途中から参加しプロジェクトを進めるために合計 180 万ドルの融資を行うことが決定したことにより、2023 年に着工の運びとなった。

このように、PPP スキームを活用した投融資が考えられる 2 案件(表 4-1.1)について、次章 4-1-2 により比較検討を行う。

表 4-1.1 太陽光案件内容と参画の可能性

IPP/場所	合計容量	参入可能性
Gea Solar DRC/Kolwezi	500 MWp	PPP スキームによる参画の可能性あり
FINANCING ACCESS/Kolwezi, Likasi	200 MWp	PPP スキームによる参画の可能性あり

出典：調査団作成

4-1-2 検討条件

(1) 検討条件

検討案件としては、JICA の PPP スキームの適用を前提とし、各案件の比較については表 4-1.2 に示す PPP スキームの基本条件を基に各案件の評価と比較を行う。結果及び詳細は次章 4-1-3 に示す。

表 4-1.2 PPP スキームの基本条件

	項目	内容
出 融 資 共 通	対象国	・ ODA 対象国
	事業内容	・ 当該国政府の開発政策等に沿い、且つ開発効果の高いもの。
	JICA 出資の必要性	・ 既存の金融機関による貸付け又は出資では事業が成立しないことが認められること。 ・ 事業実施国のカントリーリスクの軽減、民間の呼び水効果等、国際協力機構（JICA）の支援による付加価値が発揮されることが事業実施に不可欠と判断されること等。
	事業計画の適切性	・ 建設計画、原料調達計画、精算・販売計画、資金・損益計画等が適切であること。 ・ 環境社会配慮が十分になされていること。
	事業達成の見込み	・ 事業計画の妥当性、投資環境、市場性、パートナーの能力、当該国の受入体制等から、事業の達成が見込まれること。
	投融資等の許認可	・ 当該国での事業認可・外貨導入許認可、環境影響評価等、所要の許認可を取得していること。
	環境社会配慮	・ JICA の新環境社会配慮ガイドラインが適用される。 ・ 企業情報の守秘義務に配慮した上で、評価結果について公表される。
	モニタリング	・ 事前に定量的な開発効果の測定を可能にする運用・効果指標を設定。案件承諾後も、同指標や事業に関する各種リスクの状況をモニタリングし、必要な対応を速やかに行う。
	事前・事後評価	・ 事業評価、事後評価を案件毎に行う。 ・ 企業情報の守秘義務に配慮した上で、環境レビュー結果について公表される。
融 資	融資割合	・ 原則として総事業費の 70% を上限とする。特に必要と認められる場合には 80%（案件の特性等に応じて必要性は個別に検討）。
	償還期間	・ 原則として 20 年以内（最長 25 年）うち据置は原則として 5 年以内（最長 10 年）。
	金利体系	・ 機構による調達金利を基準とし、借入人の信用力等を勘案の上、償還期間を含め政府開発援助の要件となるグラント・エレメント（GE）25% 以上となるよう金利を設定。
	担保及び保証	・ 必要に応じて、機構が適格と認める物的担保又は保証を徴求する。
出 資	出資方法	・ 原則として現地企業等への直接出資。出資比率は 25% 以下、かつ、最大株主の出資割合を超えない場合、かつ無限責任は取らない場合とする。優先株を含む種類株等も可能。
	出資機関・退出方針	・ 事業の特性に応じて個々に出資前に退出方針を設定し、中核企業及び出資先企業と合意。出資期間は個別案件の退出方針において規定。

出典：調査団作成

(2) 検討案件

検討案件は、前章 4-1-1 に示した PPP スキームによる参画可能性が考えられる①Gea Solar DRC (500MWp)と②FINANCING ACCESS (200MWp)の 2 つのプロジェクトを、それぞれ検討条件の項目に沿って評価する。

4-1-3 比較検討結果

(1) 比較検討結果の概要

表 4-1.3 に比較検討結果を示す。太陽光 IPP 事業両案件共に PPP スキームによる参画可能性が見込まれ、JICA の出融資により民間資金の呼び水効果等が見込まれる。また、出融資の条件については、各案件共に協議交渉が必要であるものの、JICA の出融資条件は十分確保可能と想定される。

表 4-1.3 各案件の比較検討結果

	比較項目	Gea Solar DRC (500MWp)	FINANCING ACCESS (200MWp)
出 融 資 共 通	対象国	・ ODA 対象国	・ ODA 対象国
	事業内容	・ 政府との協議済	・ 政府との協議済
	JICA 出資の必要性	・ 民間資金の呼び水効果有り ・ <u>SNEL の他、民間の生産的な電力を使用する大口顧客との直接契約による収益も見込める</u>	・ 民間資金の呼び水効果有り
	事業計画の適切性	・ 事業計画は具体化済 ・ <u>収益の見込みとにもあり、戦略アドバイザーを任命している。</u>	・ 事業計画は具体化済
	事業達成の見込み	・ PPA 締結済であるが、資金調達が遅れている。	・ PPA 締結済であるが、資金調達が遅れている。
	投融資等の許認可	・ 融資先と要協議	・ 融資先と要協議
	環境社会配慮	・ Gea Solar DRC により実施済みと想定	・ FINANCING ACCESS により実施済みと想定
	モニタリング	・ 発電電力量等の運用指標設定により、モニタリング可能 ・ 事業者モニタリングは SG-MRHE による対応を想定	・ 発電電力量等の運用指標設定により、モニタリング可能 ・ 事業者モニタリングは SG-MRHE による対応を想定
	事前・事後評価	・ 具体的計画はないが、SG-MRHE による対応を想定	・ 具体的計画はないが、SG-MRHE による対応を想定
融 資	融資割合	・ 案件規模は大きい総事業費の 70% 以下で調整可能か融資先と要協議	・ 案件規模は大きい総事業費の 70% 以下で調整可能か融資先と要協議
	償還期間	・ 融資先と要協議だが、 <u>SNEL の他、民間の生産的な電力を使用する大口顧客との直接契約による収益も見込める為、20 年以内の償還可能と想定</u>	・ 融資先と要協議
	金利体系	・ 協議は必要であるものの、GE25%以上の金利設定可と想定	・ 協議は必要であるものの、GE25%以上の金利設定可と想定
	担保及び保証	・ 政府保証は難しいものの、保険等を活用した保証を想定	・ 政府保証は難しいものの、保険等を活用した保証を想定
資 出	出資方法	・ 出資方針要調整	・ 出資方針要調整
	出資機関・退出方針	・ 退出方針要調整	・ 退出方針要調整
総合評価（優先順位）		1	2

出典：調査団作成

(2) 比較結果のまとめ

比較の結果、太陽光 IPP 事業において、Gea Solar DRC が開発を進めるプロジェクトの方が JICA の PPP スキームの基本条件を満たしている項目が多く、出融資適用の可能性が高いと考えられる。

4-2 変電および配電網整備に係る協力対象事業候補の検討

3-4-4 優先案件の検討にて変電および配電網整備に係る優先案件を提案した。優先案件の中から、概算費用を含む下記評価項目にて優先案件を評価し、協力対象事業候補を検討した。

【評価項目】

- ✓ 信頼性向上
- ✓ 電化率向上
- ✓ 他ドナーとの協調
- ✓ 用地取得性
- ✓ 費用対効果
- ✓ 本邦技術適用

4-2-1 無償資金協力案件

表 4-2.1 に無償資金協力案件の評価結果を示す。優先案件の検討結果に基づき、評価した結果、最も評価が高かった「LIMINGA 変電所の変電所改修・敷地内の配電用建設と Debonhomme に配電用変電所建設」を協力対象事業候補として選定した。本プロジェクトは、Mont Amba 地区の未電化地域への配電電力量の増を目的とし、その為に必要な Liminga 変電所と Debonhomme 地域への 30/20kV 変圧設備等の供与、また配電電力量増加の障害となる Liminga 変電所の故障箇所（変圧器 No.1）の修理を行う。その結果、SNEL が指向している配電電圧 20kV への集約への貢献、未電化地域の電化率への貢献など様々な効果を得ることができることに加え、コンゴ民の電力セクターが抱えている計画停電の削減、電化率の向上へ貢献が期待できる。具体的なプロジェクト内容を検討する上で、変電所内の設備建設位置、既設機器との接続方法、配電線の敷設位置、接続する中圧/低圧変電所など検討する必要がある。

4-2-2 有償資金協力

表 4-2.2 に有償資金協力案件の評価結果を示す。優先案件の検討結果に基づき、評価した結果、最も評価が高かった「220kV Bandundu-Mbandaka 線 新設工事」を協力対象事業候補として選定した。国家開発戦略計画（PNSD）では、以下①～④の目標が掲げられており、協力対象事業とするプロジェクトの選定はこれらの点も考慮した。

【国家開発戦略計画（PNSD）の目標】

- ① すべての地域で確実に電力が利用できるようにする
- ② 電力・水力部門を柱として、コンゴ民の経済成長を図る
- ③ 電力輸出を促進するための国際連系線の開発
- ④ ガスおよび再生エネルギーの促進

「220kV Bandundu-Mbandaka 線の新設工事」は、主に未電化地区の電化率向上と将来の電力輸出の増大に繋がる国際連系線になる可能性があり、土地取得の容易さとドナーが不在であることから最優先案件とした。また、エネルギー・水資源省との協議の結果、同省では地方電化を推進することがコンゴ民において最優先事項であるとの考えであることも考慮した。

表 4-2.1 無償資金協力案件の評価結果

No.	案件	効果・留意事項	評価						総合 評価
			信頼性 向上	電化率 向上	他ドナー との協調	用地 取得性	費用対 効果	本邦技術 適用	
1	Gombe 変電所の増容量化と GIS 化								
	【設備：案 1】 ・ 70kV/30kV 変圧器：2 台 ・ 30/6.6kV 変圧器：4 台 ・ 開閉設備 【設備：案 2】 ・ 220kV/30kV 変圧器：2 台 ・ 30/6.6kV 変圧器：4 台 ・ 開閉設備	・故障機器の改修・増容量化による計画停電削減 ・老朽化・過負荷対策により、信頼性向上 ・有償資金協力案件と合わせて実施を計画する（220kV 昇圧化）。 ・SNEL が 20kV 配電網を強化しているため 30kV⇒20kV も検討する。 ・都市部の変電所であり、本邦技術として提案可能な GIS にて計画。	○	△	△	○	△	○	8
2	Badiadingi 変電所の増容量化と GIS 化								
	【設備】 ・ 132kV/30kV 変圧器：2 台 ・ 30/20kV 変圧器：3 台 ・ 30/6.6kV 変圧器：2 台 ・ 開閉設備	・増容量化による計画停電削減。 ・過負荷対策となるため、設備信頼性向上 ・都市部の変電所であり、本邦技術として提案可能な GIS にて計画。 ・他ドナーでの計画されているため、検討状況確認が必要。	○	△	×	○	△	○	8
3	Liminga 変電所の変電所改修・敷地内に配電用変電所建設と Debonhomme 地区への配電用変電所建設								
	LIMINGA 変電所の変電所改修・敷地内に配電用変電所建設 【設備】 <u>変電設備</u> ・ 220kV/30kV 変圧器：1 台 ・ 開閉設備 <u>配電設備</u> ・ 30/20kV 変圧器 ・ 開閉設備	・故障機器の改修による計画停電削減。 ・過負荷対策により、信頼性向上 ・未電化地域への配電に電化率向上 ・SNEL 開発重点地域（配電）への貢献が可能 ・既設高圧/中圧変電所内への配電用変電所建設のため盗難被害からの回避 ・既設機器への接続のため、工期短縮のため本邦技術として提案可能な H-GIS にて計画。	○	○	○	○	○	○	12
	Debonhomme 地区への配電用変電所建設 【設備】 ・ 30/20kV 変圧器 ・ 開閉設備	・未電化地域への配電に電化率向上 ・SNEL 開発重点地域（配電）への貢献が可能 ・MATETE 駅にて建設計画しているが、用地取得状況の確認が必要							

○：2 点、△：1 点、×：0 点として評価した。

出典：調査団作成

表 4-2.2 有償資金協力案件の評価結果

No.	案件	効果・留意事項	評価						総合 評価
			信頼性 向上	電化率 向上	他ドナー との協調	用地 取得性	費用対 効果	本邦技術 適用	
1	220kV Bandundu-Mbandaka 線 新設工事								
	【設備】 220kV 送電線の新設（亘長 185km） Mbandaka 変電所（Bikoro）新設 220kV/30kV 変圧器(30MVA)：2 台 開閉設備 一式	・赤道州の州都 Mbandaka の電化率向上 ・地方電化への貢献 ・将来的構想となっている、中央アフリカ共和国への電力輸出への貢献。 ・土地取得が容易。 ・小規模火力と独立グリッドによる構成も検討要（送電線方式の方が容量の確保は容易）	○	○	○	○	○	○	12
2	70kV Gombe 変電所および連系送電線の 220kV 昇圧工事								
	【設備】 鉄塔建替による 220kV 送電線の新設（亘長約 80km） Gombe 変電所： 220kV/30kV 変圧器(30MVA)：2 台 30/6.6kV 変圧器(30MVA)：4 台 開閉設備 Zongo1 発電所： 70/220kV 変圧器(60MVA)：1 台 Kasangulu 変電所： 220/15kV 変圧器(5MVA)：1 台 各変電所開閉設備 一式	・昇圧、変電所昇圧により、供給電力が大幅に増加し、計画停電削減に貢献。 ・SNEL が重要開発プロジェクトとして計画している案件との整合性があり、効果は大きい。 ・無償資金協力の提案との協調が必要。 ・PNSD との整合性が低い。 ・土地取得の検討要	○	△	△	×	○	○	8

○：2 点、△：1 点、×：0 点として評価した。

出典：調査団作成

4-3 協力対象事業候補の効果の検討

4-3-1 太陽光 IPP

4-1-3 の総合評価の高い Gea Solar DRC (500MWp)について、投融資による妥当性と効果を検討した。

(1) 投融資の妥当性

1) プロジェクトの概要

Gea Solar DRC は Katanga 地域全体の都市、村、産業、鉱山への電力供給する計画である。

- ① 最初の 100MWp 太陽光発電プラントは、SNEL (DRC の National Electric Utility) と締結した PPA 契約を通じてクリーンエネルギーを供給する。
- ② さらに 400MWp の残りの 4 つの太陽光発電プラントが近くに配置され、Gea Solar DRC がさまざまな大口顧客に直接電力販売ができるようにする SNEL とのトランジット契約が締結された。
- ③ Gea Solar と SNEL は、合計 500MWp の容量の Kolwezi 太陽光発電プラントの相互接続実現可能性調査を実現する戦略アドバイザーとして ABB を共同で任命した。

本プロジェクトは、2021 年 3 月から 2022 年 7 月までの実施予定あったが、未だ実施されていない。SNEL からの聞き取り調査によると、資金調達の遅延によるプロジェクトが進捗しないと確認された。

2) 投融資の対象分野

JICA の海外投融資の対象分野に、「インフラ・成長加速」があり、電力による気候変動対策に資する事業が対象となっている。本プロジェクトは海外投融資の対象分野であることが確認される。

(2) 投融資の有効性と効果

投融資の有効性と効果について、次のことが言える。

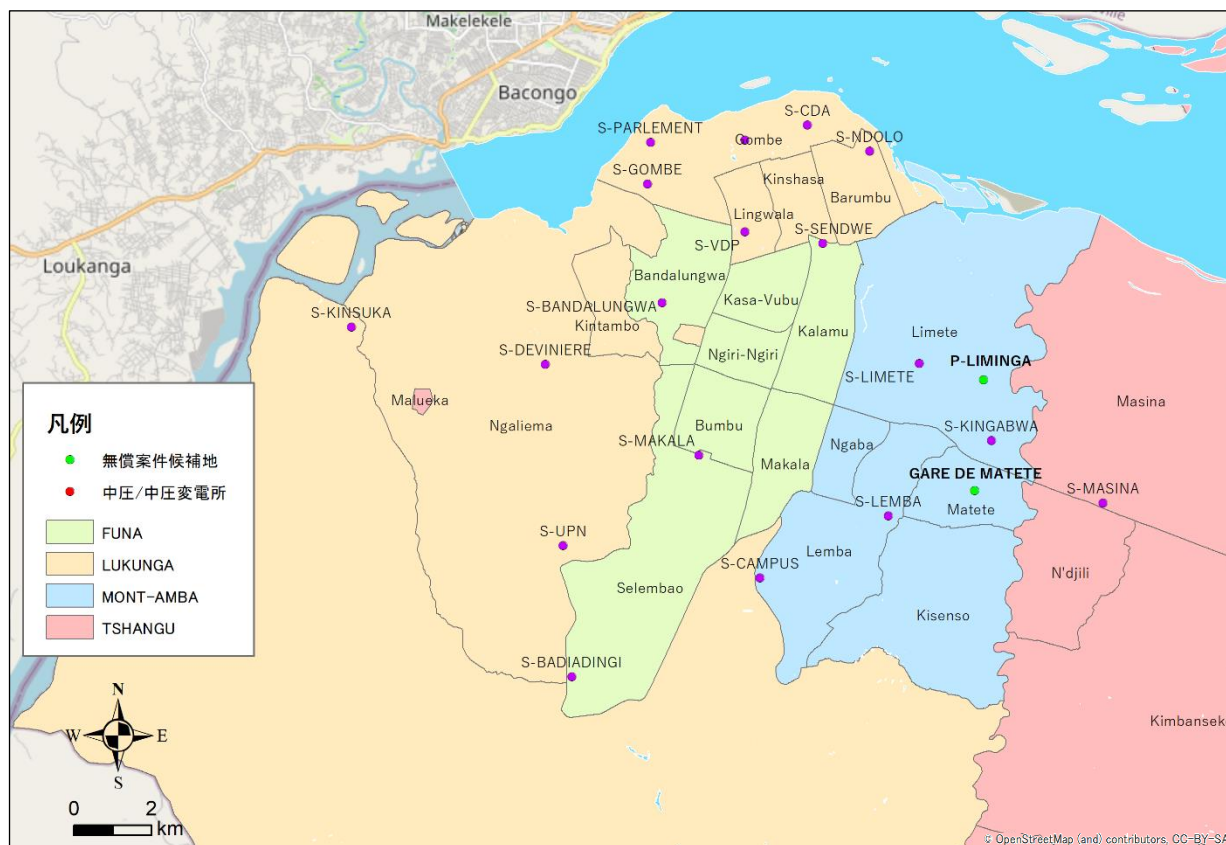
- ① コンゴ民は、再エネ導入の拡大を促進している。また、本プロジェクトは電力会社との直接契約だけでなく、民間の生産的な電力使用を行う大口顧客との直接契約による収益も見込むことができる。開発政策の推進支援、および民間事業者の事業支援に資すること、ひいては電力事業・経済の活性化が期待できることから太陽光 IPP 事業への投融資は有効・効果的と考える。
- ② 既存の金融機関による貸付け又は出資では事業が成立しておらず、資金調達の遅延により事業が停滞しているケースが散見される。この点を解消させ、事業再開を促すためにも JICA のよる投融資は有効な手段の一つである。事業の達成により、コンゴ民でのジョーケース効果や民間投資の呼び水等、副次的な効果等も期待できる。

4-3-2 無償資金協力案件

ここでは、協力対象事業候補「LIMINGA 変電所の変電所改修と敷地内の配電用建設」の効果を検討する。図 4-3.1 に候補地と中圧/中圧変電所の位置を示す。協力対象事業は、SNEL が配電セクターの重点開発地域として位置付けている MONT-AMBA 地区への電力供給信頼度や電化率に貢献する。

表 4-3.1 に MONT-AMBA 地区における未電化地域への中圧/低圧 (cabin) 変電所建設計画を示す。MONT-AMBA 地区において、SNEL は、電化率向上のため 56 か所の中圧/低圧変電所の建設を計画している。それらの変電所へは既設 Limete 変電所、Kingabwa 変電所から電力を供給することを計画しているが、それらの変電所は表 4-3.2 に示すように、負荷率が高い状況となっており、新設される中圧/低圧変電所への安定した電力供給は困難な状態ある。本プロジェクトを実施することで、Liminga 変電所と Matete 駅構内に建設する中圧/中圧変電所から電力供給が可能となり電力の供給信頼度は向上し、電化率向上にも大きな効果が得られると考える¹。

表 4-3.3 に MONT-AMBA 地区内の区別の人口増加割合を示す。電化率の向上が見込まれる LIMETE 区の人口は 2017 年を 100 とした場合、2040 年まで 47% 増加が見込まれており本プロジェクトによる裨益対象は今後増加し、プロジェクトの効果も今後増加するものと思われる。



出典：調査団作成

図 4-3.1 キンシャサ特別州の高圧/中圧変電所の位置と協力事業候補地

¹：配電電圧の検討、配電線ルートの検討、接続方法などの詳細は別途検討する必要がある。

表 4-3.1 MONT-AMBA 地区における未電化地域への中圧/低圧 (Cabin) 変電所建設計画

地域	電力供給変電所	他ドナーによるプロジェクト (PEPUR M06)	建設計画数	区域
LIMETE	Limete		12	Kingabwa、limete-salongo
	Limete	16	8	mombele
NGABA	Limete		8	Mopulu、Kianza
LEMBA	Limete	7	7	Lemba-foire、Terminus
	Lemba		6	Livulu、Mbanza lembe
MATETE	Lemba		8	Banunu、Batende、Mboloko
KISENSO	Kingabwa		7	

出典：SNEL から入手したデータに基づき調査団作成

表 4-3.2 KINGABWA 変電所と LIMITE 変電所の変圧器の負荷状況

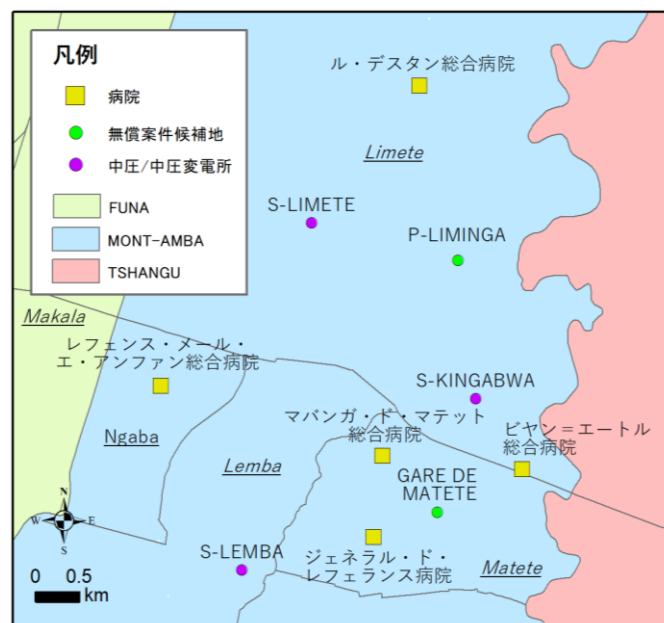
変電所	変圧器 No.	電圧 (kV)	定格容量 (MVA)	定格電流	負荷率	備考
KINGABWA	I	30/6.6	15	1312	98.9%	
LIMETE	I	30/6.6	15	1312	-	2021 年 3 月 10 日以降変圧器損傷
	II		15	1312	97.2%	
	III		15	1312	68.1%	

出典：SNEL から入手したデータに基づき調査団作成

表 4-3.3 MONT-AMBA 地区の今後の人口と増加割合

地区	2017 年	2030 年	2040 年
Kisenso	579,147	579,147 (100%)	579,147 (100%)
Lemba	505,836	742,838 (147%)	742,838 (147%)
Matete	343,584	343,584 (100%)	343,584 (100%)
Limite	466,113	580,315 (125%)	686,868 (147%)
Ngaba	279,329	245,117 (88%)	221,680 (79%)

出典：コンゴ民主共和国 キンシャサ市都市交通マスタープラン 策定プロジェクトより抜粋
※：2017 年の人口を 100 として記載



出典：調査団作成

図 4-3.2 MONT-AMBA 地区の主な病院の位置図

図 4-3.2 に MONT-AMBA 地区の主な病院位置図を示す。協力対象事業候補の周辺には総合病院が複数あり、Liminga 変電所構内と Matete 駅構内に建設する配電用変電所から総合病院近傍の中圧/低圧変電所 (Cabin) を経由して、配電することも可能となり総合病院への電力安定供給に本事業は大きく貢献すると考える。

4-3-3 有償資金協力

4-2 章にて選定した、220kV Bandundu - Mbandaka 線新設工事について、妥当性と効果を検討する (表 4-3.4)。

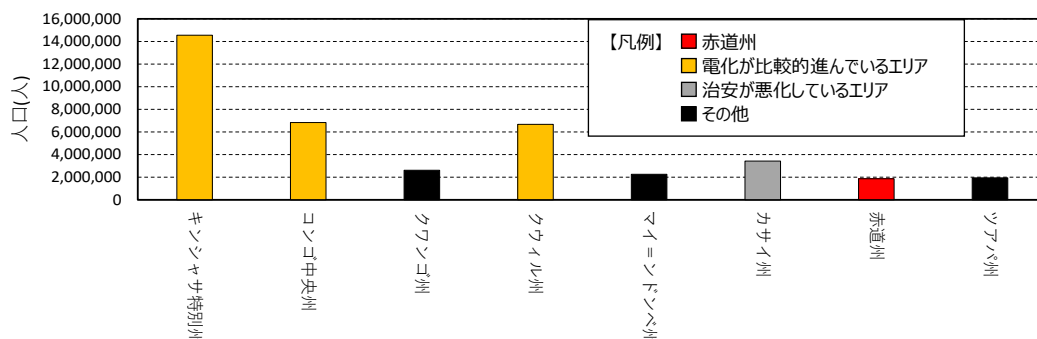
3-4-4 章に前述したように、赤道州の州都 Mbandaka は、2021 年時点の人口は 46 万人に上る中枢都市であり、2030 年には 65 万人まで増加することが予想されている。一方、現在 Mbandaka には数 MW の小規模火力発電があるのみであり極めて電化率が低い。赤道州全体としての人口は現在 約 186 万人²(日本の福島県と同等)であり、比較的電化が進んでいるキンシャサ特別州、中央コンゴ州、クウィル州と、治安が悪化しておりプロジェクトの遂行が困難と考えられるカサイ州を除くと、電化が最も優先されるべき地域の一つである。今回提案する 220kV Bandundu - Mbandaka 線のルート間には マイ＝ンドンベ州(総人口 177 万人)の州都イノンゴや、バンドゥンドゥの北東に位置する ニウーキ(人口 6 万人)が位置しており、将来的には送電線の間地点に変電所を増設し、地域全体の電化に寄与できる可能性がある。このため、バンドゥンドゥの電化に加え、州全体の電化率向上を見込めるという点で裨益効果が非常に高いと考える (図 4-3.4)。

なお、本プロジェクトは、SNEL および水資源・エネルギー省が重要視する地方電化方策に一致しており、両者からの強いニーズを受けている。

表 4-3.4 有償資金協力の工事概要

工事名	工事概要
220kV Bandundu-Mbandaka 線 新設工事	220kV 送電線の新設 (亘長 185km) - Mbandaka 変電所新設 (または Bikoro 変電所ベイ増設) 220kV/30kV 変圧器(30MVA) : 2 台 - 開閉設備 一式

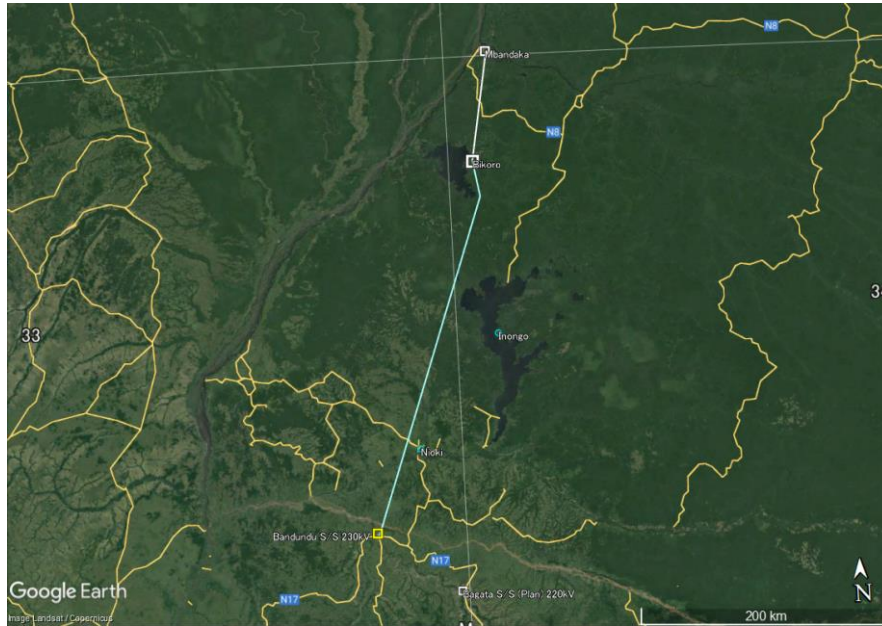
出典：調査団作成



出典：Citypopulation.de を基に調査団作成

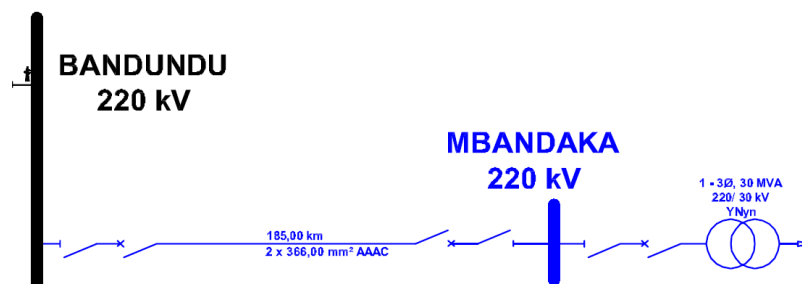
図 4-3.3 調査対象範囲周辺の州における人口 (キンシャサ特別州から 600km 範囲)

² : 総務省統計局：世界の統計 2021



出典：調査団作成

図 4－3.4 Bandundu－Mbandaka 送電線ルート概要（再掲）



出典：SNEL

図 4－3.5 SNEL が検討した Bandundu－Mbandaka 間の将来系統図

なお、本プロジェクトの実施にあたっての具体的な確認事項は、以下を想定している。

- ① ムバンダカ市街への供給は、図 4－3.4 に示す 220/30kV Mbandaka 変電所の新設、もしくはムバンダカ南部の町であるビコロに位置する既設変電所のベイ増設を現地調査にて確認する。後者の場合、ビコロから既設の独立グリッドの送電線を経由して Mbandaka へ供給するため、送電容量の確認も必要である。
- ② SNEL の計画では、電線種類とサイズは AAAC 336mm² で検討しており、この際の送電容量は 232MVA である（SNEL 算定値）。ただし、キンシャサの需要と人口から 1 万人あたりの電力需要（0.9MW/万人）と赤道州とマイ＝ンドンベ州の合計人口から算出した想定最大需要は約 370MW であり、大サイズ電線の採用や、長距離送電による送電ロス低減のため、本邦技術である LL-ACSR の採用も検討する必要がある。
- ③ 新設送電ルート近傍に建築物が無く、地盤状況が不明である。鉄塔基礎形状は送電線の建設費に大きな影響を与えるため、事前のボーリング調査の実施を推奨する。

第 5 章 課税項目及び免税手続きに係る調査

第 5 章 課税項目及び免税手続きに係る調査

5-1 課税項目及び免税手続きに係る調査

課税項目免税項目に関し現地再委託を通じて以下項目を調査した。また現地再委託先成果品を添付資料とする。

5-1-1 本邦企業の法人所得税

(1) 納税義務者

コンゴ民の法人所得税は Income (benefits) and Profits Tax (IBP) の名称で取り扱われ、法人税の納税義務者については産業、商業、工業会社が該当し、所得税は自由業やその他の利益活動に従事する個人事業主が該当する。

(2) 納税期日

申告は、所得が発生した翌年の 4 月 31 日までに行う必要がある。納税は、申告書提出時（税務担当省庁は DGE と CDI）、または所定の期限内に支払う。

(3) 税率

申告利益の 35%となる。課税対象物は税引き前当期純利益となり、法人の場合、利益額が売上高の 100 分の 1 を超える場合に課税対象となる。

(4) 免税

免税の適用可否は、DGE（税務総局）、CDI（Tax Center）、CIS（Synthetic Tax Center）等が判断する。

(5) 法律での規定

法人所得税については以下に規定されている。

- ・ 1969 年 2 月 10 日付条例第 69/009 号

5-1-2 業務従事者の個人所得税

個人所得税の担当省庁は税務総局（DGE、CDI または CIS）であり、納税義務者と納税期日は下記の通り。

(1) 納税義務者

コンゴ民の個人所得税は、技術者などの専門家の報酬に対する税金 Professional Tax on

Remuneration (IPR) と海外居住者の報酬に対する税金 Exceptional Tax on the Remuneration of Expatriates (IERE) にて構成される。IPR は従業員に対しての課税であり、雇用主による源泉徴収により支払われる。IERE は海外居住者を雇用する会社が納税義務者となり、会社から支払われる。

(2) 納税期日

毎月の給与支払後の 15 日以内が期限となる。税務担当省庁は税務総局 (DGE、CDI または CIS) となる。

(3) 税率

各税金の税率は下記の通り。

- ・ IPR : 累進課税
- ・ IERE : 課税対象報酬の 25%。

(4) 免税

国際機関の職員 (現地契約者を除く)、領事、領事代理、外交官については免責となる。

(5) 法律での規定

業務従事者の個人所得税については以下に規定されている。

- ・ 1969 年 2 月 10 日付条例第 69/009 号の修正および補足を行う 1989 年 2 月付条例第 89/015 号。
- ・ 源泉徴収税に関する 1998 年 2 月 18 日付法令 No.58
- ・ 所得税の予定納税に関する規定の修正および補足を行う 7 月 19 日付政令 No.109/2000
- ・ 1998 年 4 月 18 日付閣僚令第 017/CAB/MIN/FIN/98 号、条例 第 89-017 号の一部規定の修正版を暫定的に規定。
- ・ 1969 年 2 月 10 日付法令第 69-009 号を改定した 2002 年 3 月 30 日付法令第 015/2002 号
- ・ 税務総局 (DGI) が設立した 2003 年 3 月 2 日の法令第 017 号。
- ・ 2012 年 9 月 21 日付法令第 004/2012 号

5-1-3 付加価値税 (VAT) 等

(1) 納税義務者

経済的事業者、個人又は法人とする。

(2) 納税期日

VAT が発生する取引が行われた月の翌月 15 日まで。税務担当省庁は国内 VAT が税務総局 (DGI)、輸出入 VAT に関しては関税・消費税総局 (DGDA) となる。

(3) 税率

全ての課税対象取引に対し16%の税率。輸出およびそれに類する業務に対しては0%となる。

(4) 免税

外交・領事機関および国際機関の公式使用を目的とした物品およびサービスは、VAT が免除される（2012 年 9 月 21 日付条例 No.001/2012 19 条 1 項）。ただし、コンゴ民に駐在する国際公務員、外交官およびその代理人は、物品またはサービスの価格に含まれる VAT を支払わなければならない。

(5) 法律での規定

付加価値税は以下に規定されている。

- ・ VAT の制度に関する 2010 年 4 月 20 日付法令法（2012 年 9 月 21 日付法令法第 001/2012 号により修正および補足されたもの）。
- ・ VAT の制度に関する 2010 年 8 月 20 日付法令第 10/001 号（2012 年 9 月 21 日付法令第 001/2012 号により修正および補足されたもの）。

5-1-4 関税

(1) 担当省庁

関税・消費税総局（DGDA）が担う。

(2) 税率

輸入に対する関税は、物品の種類に応じた輸入関税率が課せられる。対して輸出に対する関税は1%、5%、10%の税率が設定されている。

(3) 免税

免税の適用可能。発電に用いられる材料、設備、工具、スペアパーツなどを輸入する場合、関税と付加価値税の徴収を停止することが出来る。また 2019 年 4 月 27 日まで適用されていた 2015 年 4 月 28 日付政令第 15/009 号により送変電、配電の改善に係る資機材についても免税対象であった。

※なお前回調査によれば関税に関する免税については以下の手続きであることを確認している。

「本計画で調達する資機材に関するコンゴ民国側の免税手続きは、請負業者から SNEL に対し免税手続きの依頼がなされた後、SNEL がエネルギー・水資源省（MERH）経由で財務省に免税レターの発行を依頼し、財務省が税関宛に免税レターを発行する。（同時にコピーが MERH と請負業者へ発行される。）請負業者は、調達資機材がコンゴ民国の港に到着した際に、

所定の船積書類に上記免税レターのコピーを添付し、税関に提出することにより、免税措置がなされるが、免税措置の遅れが本計画の進捗に影響を及ぼさない様に留意が必要である。」

(4) 法律での規定

2012 年 9 月 21 日付法令第 011/2012 号および第 012/2012 号

【添付資料】

- 1 調査団員氏名
- 2 調査行程
- 3 関係者（面会者）リスト
- 4 議事録リスト
- 5 参考資料/入手資料リスト
- 6 現地再委託先調査報告書

1 調査団員氏名

1. 調査団員・氏名

【現地調査】

	氏名	所属先	担当業務
1	不二葦 教治	八千代エンジニアリング株式会社	業務主任/電力計画（後任）
2	田中 清房	八千代エンジニアリング株式会社	業務主任/電力計画（前任） /水力発電計画（2）
3	楫野 宏樹	八千代エンジニアリング株式会社	配電計画
4	矢口 龍太	東電設計株式会社	送電計画
5	久志本 昌一	八千代エンジニアリング株式会社	水力発電計画
6	菊池 洋太	株式会社オリエンタルコンサルタンツグローバル	太陽光 IPP 制度
7	郡司 武史	八千代エンジニアリング株式会社	経済財務分析・課税・免税
8	ボリコ・チャールズ・ヌプリ	八千代エンジニアリング株式会社	業務調整（自社負担）
9	末次 圭介	八千代エンジニアリング株式会社	通訳（仏語）

2 調査行程

2. 調査行程

【現地調査】

No	日付	曜日	①業務主任者/電力開発計画 ②配電計画 ③送電計画 ④ 太陽光 IPP制度 ⑤ 経済財務分析・課税・免税 ⑥本邦通訳者				訪問先	宿泊地		
1	11月25日	木	移動【羽田 13:45 → パリ 18:45, AF293】					パリ		
2	11月26日	金	移動【パリ 10:15 → キンシャサ 18:05 AF736】、空港でPCR検査					キンシャサ		
3	11月27日	土	自主隔離				自主隔離 ・可能であれば免税シート再委託契約 (デロイト・トーマツなど) 打合せ	キンシャサ		
4	11月28日	日						キンシャサ		
5	11月29日	月	・ JICAコンゴ民事務所訪問（8時30分）及びインタビューの提出・説明				(1)JICA (2)EOJ (3)SNEL (4)エネルギー・水資源省	キンシャサ		
6	11月30日	火	・ AM:SNEL協議電力計画市内流通設備、他ドナー動向 ・ AM:PCR検査及び結果入手 ・ PM:市内給電所配電事情調査ほか、キンシャサ市内変電所、市内送電線調査、キンシャサ市内電力（配電）	・ AM：（SNEL）PPP事業関連情報 ・ 日射量など気象情報収集 ・ 建築規定、系統連系規定情報収集 ・ 市内でのPV施設視察	・ 委託業者免税シート作成打合せ ・ SNEL協議 ・ デロイトとのキックオフMTG	・ AM:SNEL協議電力計画市内流通設備、他ドナー動向 ・ AM:PCR検査 ・ PM:市内給電所配電事情調査ほか、キンシャサ市内変電所、市内送電線調査、キンシャサ市内電力（配電）	SNEL（発電部門、流通設備部門） エネルギー・水資源省	キンシャサ		
7	12月1日	水	移動【チャーター機】キンシャサ空港⇒インガ空港⇒（車両約10分）⇒インガ水力発電所 ・ 作業着手前打合せ ・ 水力発電所全体を調査 ・ 発電機/バレル部分のクラックの状況 ・ 併設変電所調査 移動【インガ水力発電所⇒SNELゲストハウス（宿泊）】	・ エネルギー・水資源省情報収集 (PPP事業関連情報収集)	・ 関税、税金他情報収集 ・ 委託先業者打合せ	移動【チャーター機】キンシャサ空港⇒インガ空港⇒（車両約10分）⇒インガ水力発電所 ・ 作業着手前打合せ ・ 水力発電所全体を調査 ・ 発電機/バレル部分のクラックの状況 ・ 併設変電所調査 移動【インガ水力発電所⇒SNELゲストハウス（宿泊）】	(1)インガ水力発電所 (2)税務関係機関	キンシャサ マタディ		
8	12月2日	木	移動【SNELゲストハウス⇒インガ水力発電所】 ・ インガ水力発電所①取水ゲート、②水圧鉄管、③コンクリート舗装範囲などの調査 移動【チャーター機】インガ空港⇒キンシャサ：14時キンシャサ到着 横野・矢口：14:30よりSNEL協議。送配電現地視察サイト検討 田中：14:30より電力計画担当との協議	13時45分 ANSER (agence nationale de service d'électrification rurale) → 太陽光地方電化関連 ANSER担当者がJICA事務所を13時45分に訪問予定。	・ 国際連系送電線による電力売買収支など関連情報収集	移動【SNELゲストハウス⇒インガ水力発電所】 14時キンシャサ到着 横野矢口と同行	(1)SNEL	キンシャサ		
9	12月3日	金	PCR検査 15時：KFW面談	PCR検査 横野・矢口：送配電現地視察サイト検討	PCR検査 15時：KFW面談	PCR検査 10時：現地通訳と共に現地会計事務所訪問 15時：KFW面談	PCR検査 15時：KFW面談	キンシャサ		
10	12月4日	土	8時30分：INRBにてPCR検査受領 横野・田中・矢口：送配電サイト現地視察 菊池：12/2の協議結果により決定 都司・末次：昼頃PCR結果判明。午後を目途にINRBにて団員全員分の厚生労働省フォーマット転記対応						キンシャサ	
11	12月5日	日	・ 横野・田中・矢口：送配電サイト視察：15時までに調査を終了 ・ JICAと帰国後報告会の日程調整：送配電は質問票回収のため、状況次第でのSNELとの面談をセッティング ・ 21:00：ELAISホテル出発 ※空港GOPASS（55\$支払い）。PCR証明書（3部コピー）						キンシャサ	
12	12月6日	月	ターキッシュエアラインズ 12月6日（月）01：15キンシャサ発 TK 672 06DEC キンシャサ/イスタンブール 0115 1115 TK 198 07DEC イスタンブール/羽田 0205 1945							
13	12月7日	火	12/7火曜日19:45：日本着							
14	※その他諸事項 ・ 12/8（水）15時30分 世銀：リスクスケジュール、オンライン面談を帰国後に調整（19:00JST目途） ・ 12/9（木）11時（日本時間19時）アフリカ開議：予定通り実施 ・ 12/9（木）13時30分 グランインガ開発促進機構：リスクスケジュール ・ SNEL総裁、エネ省はキャンセル ・ 大使館報告・事務所報告：中止 ・ 帰国報告会：調査状況を踏まえ12/20の週末または来年一月以降で実施予定									

【略字】（アルファベット順）

JICA : Japan International Cooperation Agency
 MERH : Ministre de l'Énergie et Ressources Hydrauliques
 SNEL : Société Nationale d'Électricité

3 関係者（面会者）リスト

3. 関係者（面会者）リスト

<u>氏名</u>	<u>職 位</u>
Societe nationale d electricite (SNEL) コンゴ民主共和国電力公社	
Mr.Jean MUSOMBWA WATUTA	Director of the Department in charge of Studies and Planning, Norms and Standards
Mr. Léon LUMBU N'SUADI	Head of Division, Studies and Economical and Financial Matters
Mr. MUDIAMPIMPA BIENKO	Engineer at the PLD
Mr. Bari CHARLES	送電技術者
Mr. Therese LUKUSA	DE TRANSPORT OUEST (DTO)
Mr. Henry MAKAP A MITEP	Directeur de Production Ouest
Mr. Patric BUKASA TSHIBUABUA	Chef de Division Protections, Comptage et Mesures PCM / DTO
Mr. Leon MWANDA MIZENGI	Chef de division dispatching Ouest
Mr. Joseph BWANAMUSURI MUGALU	Chef de Devision Energies Renouvelables DEPT ETUDES, PLANIFICATION, NORMES ET STANDARDS
Mr. Tonton BOKETSU LOKANGE	Chef de Service Coneption des Reseaux Electriques DEPT ETUDES, PLANIFICATIONS, NORMES ET STANDARDS
Mr. Zefila KAZARI	業務調査部長
Mr. Eric KADIMA	技術部長
Mr. Patric MUKENDI	統計部長、戦略分析課長
Mr. Mick LUMBALA MPATA	Chef de division Station de Conversion d' Inga
Mr.Emmanuel NGOYI MALAMGU	Chef Evaluation et Reporting
Mr.Sylvain BONDEKWE AWISI	Dhef de Division Postes et Ligens Kinsasha-Bandundu
Mr.Marie-Therese MONYABO LUKUSA	Directeur de Transport ouest
Mr.Claude LUBUMA BATULAMPAKA	Conseiller Principal/DG

Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)
ドイツ復興金融公庫

Ms.Britta Oltmann	Director de Bureau
Ms.Marthe Kasongo	Assistance des Project
Ms.Claver Hambadiahana	Coodinateur des Project Eau

World Bank (WB)
世界銀行

Mr.Didier NTASE	Senior Energy Specialist
Mr. Alain OUEDRAOGO	Energy Specialist

Agence pour le Development at la promotion de project Grand Inga (ADPI)
グランドインガ開発促進機構

Mr. H. E Bruno KAPANDI KALALA	Former Minister of Energy
Mr. Ladis KAPATE	Assistant

Agence Nationale des Services Énergétiques Ruraux(ANSER)
農村部都市周辺部電化推進庁

Ms. Soraya AZIZ SOULEYMANE	Chargée des Partenariats et Communication
----------------------------	---

4 議事録リスト

4. 議事録リスト

文章番号	名 称	日時
CO-04	Inga 2 発電所長他とのミーティング	2021 年 12 月 27 日
CO-05	交直変換所および変電所現地確認およびヒアリング	2022 年 1 月 27 日
CO-06	太陽光 IPP 情報収集	2021 年 12 月 1 日
CO-07	コンゴ電力開発のヒアリング	2021 年 12 月 1 日
CO-08	コンゴ水力発電のヒアリング	2021 年 12 月 1 日
CO-09	キンシャサ州内における配電線状況のヒアリング	2021 年 12 月 2 日
CO-10	再生可能エネルギー情報収集	2021 年 12 月 2 日
CO-11	電力セクターヒアリング	2021 年 12 月 2 日
CO-12	コンゴ電力開発部ヒアリング	2021 年 12 月 2 日
CO-13	コンゴ 発電部ヒアリング	2021 年 12 月 4 日
CO-14	視察	2021 年 12 月 3 日
CO-15	送変電設備に関するヒアリング	2021 年 12 月 3 日
CO-16	SNEL 配電局（英語版）	2021 年 12 月 3 日
CO-17	質問票回収（送電，変電），送変電設備に関するヒアリング	2021 年 12 月 3 日
CO-18	SNEL 送電局（英語版）	
CO-19	SNEL 配電パトリック（英語版）	2021 年 12 月 4 日
CO-20	水エネルギー省オンライン面談	2022 年 1 月 18 日
CO-21	グランインガ開発促進機構との打ち合わせ議事録	2022 年 1 月 24 日
CO-22	水エネルギー省との第二回会議	2022 年 1 月 25 日
CO-23	世界銀行との打ち合わせ議事録	2022 年 1 月 27 日
CO-24	SNEL 発電担当アンリ氏協議	2022 年 2 月 2 日
CO-25	SNEL 発電担当アンリ氏協議（英語版）	2022 年 2 月 2 日
CO-26	SNEL 変電・送電・配電部門に関する打ち合わせ	2022 年 2 月 3 日
CO-27	SNEL 変電・送電・配電部門に関する打ち合わせ（英語版）	2022 年 2 月 3 日

5 参考資料/入手資料リスト

5. 参考資料/入手資料リスト

No.	名 称	形態	Original ・Copy	発行機関	発行年
	太陽光 IPP 関係				
1	ANSER_Annual report 2020	冊子	Original	ANSER	2021
2	Cadre institutionnel - secteur Electricité	写真等	Copy	SNEL	2014
3	Carte ensoleillement RDC	写真等	Copy	CM SAF	-
4	Décret 18-052 Octroi concession - 24.12.2018	文書	Copy	MERH	2018
	水力発電計画関係				
5	「The Grand Inga Project」 , The Japan-Africa Business Forum 2014	文書	Copy	SNEL	2014
6	「Technical Paper on Grand Inga Hydropower Project which is one of the Agenda 2063 Flagship Projects」	文書	Copy	African Union	2018
	送電・変電・配電				
7	RESEAU DU TRANSPORT OUEST -2021	データ	Original	SNEL	2021
8	SCHEMA DU RESEAU DE TRANSPORT ET DE LA PRODUCTION SUD -2020-	データ	Original	SNEL	2020
9	SCHEMA ELECTRIQUE DU RESEAU INTERCONNECTE DE COMMUNAUTE(CEPGL)	データ	Original	CEPGL	不明
10	PDI INGA Schema unifilaire 220kV	データ	Original	SNEL	2014
11	CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DES LIGNES DE TRANSPORT DU RESEAU HTCA OUEST (BAS-CONGO, KINSHASA ET BANDUNDU)	データ	Original	SNEL	2016
12	DATES IMPORTANTES DANS L'EXPLOITATION DE LA LIGNE THTCC INGA-KOLWEZI DE LA MISE EN SERVICE A CE JOUR	データ	Original	SNEL	2019
13	RELEVÉ DES TRAVAUX A LA SCI DANS LE CADRE DES PROJETS FRIPT	データ	Original	SNEL	2021
14	TABEAU DE BORD DE SUIVI DES PROJETS SAILLANTS EXECUTES (OU EN COURS D'EXECUTION) PAR SNEL SA DE 2019 A 2022	データ	Original	SNEL	不明
15	STATISTIQUES D'INCIDENTS 2021	文書	Copy	SNEL	2021
16	SNEL SA AND BUSINESS OPPORTUNITIES IN ELECTRICITY SECTOR IN THE DEMOCRATIC REPUBLIC OF CONGO(DRC)	データ	Original	SNEL	2021
17	COLLECTE DE DONNÉES SUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ« JICA »	データ	Original	SNEL	2021
18	NOMBRE DE CANALISATIONS ET POSTES DE SECTIONNEMENTS 30 kV, 20 kV, 6,6 kV et 0,4 kV	データ	Original	SNEL	2020

No.	名 称	形態	Original ・Copy	発行機関	発行年
19	TAUX DE CHARGES MENSUELLES DES LIAISONS 30 kV	データ	Original	SNEL	2021
20	TAUX DE CHARGES MENSUELLES DES LIAISONS 20 kV	データ	Original	SNEL	2021
21	SITUATION DES TAUX DE CHARGE DES FEEDERS 6,6 kV	データ	Original	SNEL	2021
22	LES TAUX DE CHARGES	データ	Original	SNEL	不明
23	Schémas unifilaires Postes_Sous-stations	データ	Original	SNEL	2017
24	SCHEMA 20 kV	データ	Original	SNEL	2020
25	SCHEMA 30 KV.	データ	Original	SNEL	2020
26	Taux de charge des sous-stations	データ	Original	SNEL	2020

6 現地再委託先調査報告書

**ETUDE SUR LES PRELEVEMENTS FISCAUX
DOUANIERES APPLICABLES A LA MISE EN ŒUVRE
DU PROJET ET LA PROCEDURE D'EXONERATION
EN R.D.C**

YACHIYO ENGINEERING

Table des matières

1. INTRODUCTION.....	1
1.2. Contexte de la mission	4
1.2.1. Rappel des dispositifs du contrat.....	4
1.2.2. Objectif de la mission.....	4
1.2.3. Etendue de la mission.....	5
1.2.4. Liste des abréviations	5
1.3. Du rapport de la mission	5
1.3.1. Aperçu Général sur le système fiscal Congolais	6
1.3.1.1. Déclarations à l'ouverture des activités	6
1.3.1.2. Déclarations pendant les activités	7
1.3.1.2.1. RESUME DES IMPOTS DU SYSTÈME FISCAL CONGOLAIS	9
a) Impôt sur les revenus des sociétés	9
b) Impôts Professionnels sur les rémunérations.....	9
1.3.1.2.2. Autres Droits et Taxes	15
1. La Caisse Nation de Sécurité Sociale (CNSS)	20
2. Office National de l'Emploi (ONEM).....	20
3. Institut National de Pratiques Professionnelles	21
a. La Direction Générale des Douanes et Accises.....	22
b. Agence Nationale pour la Promotion de l'Industrie (ANAPI).....	27
i. Incitations fiscales et douanières.....	27
ii. Agrément aux avantages du Code des Investissements.....	27
a) Référentiels	27
b) Procédure	27
c) Types des avantages accordés aux investisseurs.....	28
e) LA DURÉE DES AVANTAGES ACCORDÉS.....	29
f) BENEFICIAIRES	29
g) LES CONDITIONS POUR ACCÉDER AUX AVANTAGES DU CODE DES INVESTISSEMENTS	29
1.3.1.2.5.3. OBLIGATIONS ET SANCTIONS.....	30
a) Obligations (art. 31)	30

b) Sanctions	30
c. Ministère de l'économie	31
i. De la valeur des taxes	31
ii. De la valeur des redevances	31
iii. OBLIGATION DECLARATIVE	31
iv. SANCTIONS	32
d. Ministère de l'énergie	44
A) Références	44
B) Dispositions du décret.	44
C) Dispositions de l'arrêté	44
1.3.1.3. Déclarations à la cessation des activités	46

1. INTRODUCTION

1.2. Contexte de la mission

1.2.1. Rappel des dispositifs du contrat

Conclu en date du 4 Décembre 2021 entre le Cabinet d'Audit et d'Expertise Comptable, **CAUDITEC Sarl** en sigle, Ici dénommée, « le consultant » et **YACHIYO ENGINEERING**, « le client », les parties ont arrêté et se sont convenu ce qui suit :

1. De développer un partenariat de consultance, en matière de Conseil en fiscalité afin d'optimiser la gestion fiscale aux ententes de YACHIYO Engeneering.
2. Le client recourt aux services du consultant afin de recueillir les informations concernant le système fiscal congolais conformément à la loi fiscale en vigueur en République Démocratique du Congo.

A ce titre, CAUDITEC sarl :

- Renseigne sur le dispositif du régime fiscal applicable en République Démocratique du Congo, en termes de Prélèvements fiscaux, impôts sur les bénéfices des sociétés, Impôt retenu sur les revenus des personnes physiques, etc. ;
- Evalue les incidences fiscales (y compris les exonérations fiscales) sur la réalisation de l'investissement en République Démocratique du Congo dans la puissance électrique.

1.2.2. Objectif de la mission

- Elaborer un document qui retrace tous les impôts et taxes applicables à ce projet dans sa mise en œuvre partant de l'implantation des biens d'équipement jusqu'au démarrage et pilotage du projet en RDC ;
- Faire les études sur les types d'impôt qui seront exonérés dans le cadre de sa mise en œuvre ;
- Vérifier la pertinence des méthodes et procédures dont le projet peut bénéficier des exonérations fiscales ;
- Elaborer la fiche ainsi qu'un rapport y afférent (fiche d'informations).

NB : la fiche d'informations et le rapport devraient décrire la manière dont les informations ont été remplies sur le fichier.

1.2.3. Etendue de la mission

N°	SOURCE D'INFORMATIONS	INFORMATIONS ATTENDUES
1	DGI	Récapituler tous les impôts et taxes auxquels une structure est assujettie pour son fonctionnement.
2	DGDA	IDEM
3	DGRAD	IDEM
4	DGRK	IDEM
5	ANAPI	IDEM
6	CNSS	IDEM
7	ONEM	IDEM
8	INPP	IDEM
9	Ministère de l'économie	IDEM
10	Ministère de l'énergie	IDEM

1.2.4. Liste des abréviations

- AMR : Avis de Mise en Recouvrement ;
- ANAPI : Agence Nationale pour la Promotion de l'Industrie ;
- CDI : Centre Des Impôts
- CIS : Centre d'Impôts Synthétiques
- CNSS : Caisse Nationale de Sécurité Sociale.
- DGDA : Direction Générale des Douanes et Accises.
- DGE : Direction des Grandes Entreprises
- DGI : Direction Générale des Impôts ;
- DGRAD : Direction Générale des Recettes Administrative, Domaniales, Juridiques et Participation ;
- DGRK : Direction Générale des Recettes de Kinshasa ;
- FC : Franc Congolais ;
- IBP : Impôt sur le bénéfice et Profit ;
- IERE : Impôt Exceptionnel sur la Rémunération des Expatriés ;
- INPP : Institut National de Pratiques Professionnelles ;
- IPR : Impôt Professionnel sur les Rémunérations ;
- IRL : Impôt sur les revenus Locatif ;
- ONEM : Office National de l'Emploi. CDF : Congo Democratic Franc (Franc Congolais)
- RDC : République Démocratique du Congo ;
- TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

1.3. Du rapport de la mission

1.3.1. Aperçu Général sur le système fiscal Congolais

Le système fiscal congolais est essentiellement déclaratif. Les contribuables, dont la bonne foi est présumée, souscrivent des déclarations réputées sincères et exactes. En contrepartie, l'administration fiscale dispose d'un pouvoir de contrôler, sur pièces et/ou sur place, l'exactitude des déclarations relatives à tous les impôts ou autres droits dus par des contribuables. Elle s'appuie pour ce faire sur des informations de natures diverses, notamment elles sont recueillies dans le cadre du droit général d'investigation (droit de communication, droit d'enquête, demande de renseignements...) qui lui est reconnu par la loi. En effet, elles comportent :

- Des déclarations à l'ouverture des activités ;
- Des déclarations pendant les activités comprenant des déclarations mensuelles, trimestrielles et annuelles ;
- Des déclarations à la cessation des activités.

1.3.1.1. Déclarations à l'ouverture des activités

Toute personne physique ou morale, exonérée ou non, redevable d'impôts, droits, taxes ou acomptes perçus par l'Administration des Impôts est tenue de se faire connaître, dans les quinze jours qui suivent le début de ses activités, en formulant une demande de Numéro Impôt conforme au modèle fixé par l'Administration. En effet :

- Un Numéro Impôt est attribué par l'Administration des Impôts après certification de la localisation effective du contribuable.
- Toutes les modifications relatives à l'identité, à la direction, à l'absence ou affectant un élément imposable ou l'exploitation, ou y mettant un terme, feront l'objet d'une déclaration auprès de l'Administration des Impôts, dans les quinze jours de la survenance de l'événement.
- Les personnes physiques ou morales visées sont tenues de souscrire, dans les conditions et délais prévus, des déclarations selon le modèle fourni par l'Administration des Impôts. Elles déterminent, dans ces déclarations et sous leur propre responsabilité, les bases d'imposition et le montant des impôts et autres dus, conformément aux dispositions légales.
- Les déclarations sur support papier, dûment remplies, datées et signées par les redevables ou leurs représentants, sont déposées auprès des services compétents de l'Administration des Impôts.
- En cas de décès du redevable, les déclarations doivent être souscrites par ses héritiers, légataires et donataires universels ou par leurs mandataires.
- Les déclarations doivent être souscrites même si le redevable est exonéré. Les personnes exemptées sont dispensées de l'obligation de souscrire les déclarations, à l'exception de celles afférentes aux impôts dont elles sont redevables.

- Sans préjudice des dispositions précédente, les engagés locaux des missions diplomatiques et des organismes internationaux souscrivent eux-mêmes auprès des services compétents de l'Administration des Impôts, les déclarations sur les rémunérations leur alloués et acquittent l'impôt correspondant.
- Les redevables de l'impôt qui n'auraient pas reçu le formulaire de déclaration ne peuvent se prévaloir de cette omission pour se soustraire à l'obligation de déclaration dans les délais impartis. Il est tenu, dans ce cas, de demander le formulaire auprès de l'Administration des Impôts.
- Tout redevable qui s'est abstenu de souscrire sa déclaration dans le délai, fait l'objet d'une lettre de relance valant mise en demeure de déclarer. Dans ce cas, il dispose d'un délai de cinq jours à compter de la réception de la lettre de relance pour régulariser sa situation, le cachet de la poste ou le bordereau de remise faisant foi. Cette disposition ne s'applique pas en cas de récidive.

1.3.1.2. Déclarations pendant les activités

Il existe plusieurs types de déclarations que l'administration fiscale met au point. Parmi celles-ci, nous pouvons citer :

La **déclaration annuelle** : Celle-ci est à déposer au plus tard le 30 avril de l'année suivant la réalisation des revenus. C'est le cas de l'impôt sur les bénéfices et profits.

La **déclaration mensuelle** : L'impôt professionnel sur les revenus, l'impôt exceptionnel sur les revenus des expatriés et la retenue à la source de l'impôt sur les revenus locatifs sont à déclarer et payer dans les 15 jours suivant le paiement de leurs matières imposables.

La **déclaration trimestrielle** : Les Associations Sans But Lucratif sont tenues de souscrire trimestriellement les sommes versées et reçues des tiers.

Voici par ailleurs les échéances fiscales les plus courantes dont le non-respect est sanctionné par les pénalités d'assiette et de recouvrement :

10/01 : Dépôt déclaration récapitulative IPR et IERE ;

09 de chaque mois : Déclaration par les banques des licences d'exportation accordées à leurs clients ;

15 de chaque mois : Paiement IPR, IERE, IM, TVA et RL ;

31/01 : Paiement de l'acompte de 60% pour les petites entreprises ;

01/02 : Déclaration à l'impôt foncier sur les superficies bâties et non bâties et à l'impôt sur les concessions de mines et d'hydrocarbures ;

31/03 : Paiement de la vignette (impôts sur les véhicules) et de l'impôt forfaitaire pour les très petites entreprises.

09/04, 09/06 et 09/10 : Déclaration par les Associations Sans But Lucratif des sommes versées aux tiers ;

09/04 : Paiement de l'impôt sur les valeurs mobilières forfaitaires par les sociétés étrangères ;

30/04 : Paiement du solde de l'IBP ;

31/05 : Paiement du 1^{er} acompte provisionnel et Paiement solde pour les petites entreprises ;

N.B. : Nous tenons à souligner que les dates ci-dessus constituent des dates butoires au-delà desquelles l'absence des déclarations est sanctionnée par des pénalités prévues par la législation fiscale congolaise en vigueur.

1.3.1.2.1. RESUME DES IMPOTS DU SYSTEME FISCAL CONGOLAIS

a) Impôt sur les revenus des sociétés

Impôt professionnel sur les bénéfices et profits (IBP)	
Contribuable	- Bénéfices : Entreprises industrielles, commerciales, artisanales.... - Profits : personnes exerçant les professions libérales et autres activités lucratives
Échéance	La déclaration doit être déposée au plus tard le 31 Avril de l'année qui suit celle de la réalisation des revenus. - Paiement au moment du dépôt de la déclaration (DGE et CDI) ou dans le délai fixé par l'avertissement extrait de rôle pour les autres impôts.
Matière Imposable	- Le résultat net avant impôt
Administration fiscale Compétente	Direction Générale des Impôts (DGE, CDI ou CIS)
Taux	35% du bénéfice déclaré, pour les personnes morales, si le montant obtenu est supérieur au 1/100^{ème} du chiffre d'affaires (ou ce dernier si le résultat est déficitaire) Forfait en FC de 2.500 ou 250 USD selon qu'il s'agit d'une personne morale ou physique, si le 1/100^{ème} du chiffre d'affaires est < à ce forfait (ou forfait en FC de 500 ou 125 USD en cessation d'activités) N.B : Deux acomptes provisionnels de 40% chacun (1^{er} au plus tard 1^{er} août et 2^e au plus tard 1^{er} décembre) - <u>Régime de patente</u> : personnes Physiques dont le chiffre d'affaires ≤ 10.000 USD (au pouvoir des provinces)
Exonération	- L'Etat, les provinces, les villes, les communes, les secteurs, les chefferies... - Les institutions religieuses, scientifiques ou philanthropiques créées par application du décret du 19 juillet 1926 ; - Les associations sans but lucratif ; - Les entreprises d'utilité publique créées par application du décret du 19 juillet 1926 ; - Les associations privées ayant pour but de s'occuper d'œuvres religieuses, scientifiques ou philanthropiques
Sources	- L'O.L n°69/009 du 10 février 1969 relative aux impôts cédulaires sur les revenus

b) Impôts Professionnels sur les rémunérations

Impôt Professionnel sur la Rémunération (IPR) et Impôt Exceptionnel sur la Rémunération des Expatriés (IERE)	
Contribuable	IPR : A charge de l'employé mais retenu à la source par l'employeur IERE : A charge de la société qui utilise un personnel expatrié
Échéance	Chaque mois dans les 15 jours qui suivent le mois de la paie ; Il est payé au moment du dépôt de la déclaration (DGE et CDI)

Matière Imposable	Rémunérations, y compris les avantages en nature et en espèces. La déclaration doit être souscrite même si les rémunérations ne sont pas versées
Administration Compétente	L'impôt est payé au lieu du dépôt de la déclaration
Taux	IPR suivant un barème progressif. Mais, il ne peut être l'équivalent en FC de <0,5USD, ni ≥ 30% du revenu imposable IERE : 25% des rémunérations imposables versées aux expatriés.
Exonération	Personnel des organismes internationaux (sauf les engagés locaux), les diplomates, les consuls, agents consulaires et diplomates
Sources	- O-L n°89/015 du février 1989 modifiant et complétant l'O-L n°69/009 du 10 février 1969 relative aux impôts cédulaires sur les revenus ; - Décret-loi n°58 du 18 février 1998 sur le précompte BIC ; - Décret-loi n°109/2000 du 19 juillet modifiant et complétant certaines dispositions en matière des impôts cédulaires sur les revenus ; - Arrêté Ministériel n°017/CAB/MIN/FIN/98 du 18 avril 1998 modifiant et complétant, à titre intérimaire, certaines dispositions de l'O-L n° 89-017 précité ; - Décret-loi n°015/2002 du 30 mars 2002 modifiant et complétant l'Ordonnance loi n°69-009 du 10 février 1969 - Décret n°017/2003 du 02 mars portant création de la DGI ; - Ordonnance-loi n°004/2012 du 21 septembre 2012 modifiant et complétant certaines dispositions de l'ordonnance-loi n°69/009 du 10 février 1969 relative aux impôts cédulaires sur les revenus.
Impôt mobilier	
Contribuable	Les entreprises qui distribuent les revenus mobiliers
Échéance	Dans les 10 jours qui suivent le mois pendant lequel les revenus ont été payés
Matière Imposable	- dividendes - intérêts - tantièmes - etc
Administration Compétente	La déclaration remplie, datée et signée par le redevable ou son représentant est déposée à la DGI (DGE et CDI) (DGE et CDI)
Taux	20% du montant déclaré
Exonération	Aucune exemption
Source	- L'O-L. n°691059 du 1969 telle que modifiée par l'O-L. n°70/086 du 23 décembre 1970 ; - La loi n°73/003 du 05 janvier 1973 ; - Décret n°017/2003 du 02 mars 2003 portant création de la DGI ; - Loi n°004/2003 du 13 mars portant réforme des procédures fiscales ; - Loi n°005/2003 portant restauration du terme « impôt »

c) Autres Impôts

IMPOT FONCIER	
Contribuable	- Propriétaire d'immeuble, de terrain - Locataire des bâtiments appartenant à l'Etat
Échéance	Au plus tard 1 ^{er} Fév. Souscrire une déclaration. Il est payé sur base d'un Avis de Mise Recouvrement qui indique la date butoir du paiement
Matière Imposable	Bases d'imposition et le montant dû.
Administration Compétente	A l'administration fiscale provinciale compétente

Taux	Forfaitairement ou suivant la superficie pour les villages, en fonction du type du bien, le rang, la localité et la qualité du propriétaire
Exonération	L'agriculture et l'élevage, hôpitaux, églises, veuves ou personnes âgées de plus de 55 ans
Sources	Ordonnance-loi n°69-006 du 10 février 1969 telle que modifiée à ce jour.
Impôt sur le revenu locatif	
Contribuable	Propriétaire des bâtiments et terrains mis en location
Échéance	Au plus tard 1 ^{er} Fév. Souscrire une déclaration. Il est payé sur base d'un Avis de Mise Recouvrement qui indique la date butoir du paiement
Matière Imposable	Loyers et revenus encaissés
Administration Compétente	A l'administration fiscale provinciale compétente
Taux	22% du revenu brut. Le locataire (redevable) retient 20% à la source
Exonération	L'Etat, ETD, Ambassades, Organismes Internationaux, les ASBL, etc...
Sources	- O.L n° 69/009 du 10 février 1969 telle modifiée à ce jour ; - La loi n° 83-004 du 23 février 1983 ; - O.L n° 88-016 du 18 février 1989 ; - Décret-loi n° 109/2000 du 19 juillet 2000 ; - Loi n° 004/2003 du 13 mars 2003 ; Arrêté N°SC/0015 du 29 janvier 2014 du gouverneur de la ville de Kinshasa
Impôt sur le véhicule (vignette) et Taxe spéciale de circulation routière	
Contribuable	Propriétaire ou utilisateur de véhicule (automobile, motocyclettes, tracteurs, bateaux, baleinières)
Échéance	A la mise en usage du véhicule. Un certificat d'immatriculation visé servant au paiement de l'impôt annuel de la taxe spéciale.
Matière Imposable	Véhicule dont on est propriétaire
Administration Compétente	La direction provinciale de la résidence de l'utilisateur
Taux	Le tarif diffère selon les personnes (physiques ou morales) du type et de la destination du véhicule...
Exonération	Véhicules appartenant à l'Etat, ETD, Entreprises publiques subventionnées par l'Etat, etc...
Sources	O-L n°69/006 du 10 février 1969
Taxe spéciale de circulation routière	
Contribuable	Les propriétaires des véhicules ou son utilisateur
Échéance	La taxe est due pour l'année civile entière quelle que soit la date de la mise en circulation ou celle de la mise hors service du véhicule
Matière Imposable	Les véhicules dont on est propriétaire.
Administration Compétente	A l'administration fiscale provinciale compétente
Taux	Le tarif diffère d'un véhicule à un autre ou d'une personne morale à une autre.
Exonération	Idem avec l'Impôt sur les véhicules
Sources	- O.L n°88-029 du 15/07/1988.

d) Fiscalité Indirecte

Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)	
Contribuable	Les opérateurs économique/ Personne physique ou morale.

Échéance	Au plus tard le 15 du mois qui suit celui de la réalisation de l'opération faisant naître la TVA
Matière Imposable	a) Pour la TVA à l'intérieur : - la vente, soit la prestation des services, soit le travail immobilier. - La base imposable dans tous les cas ci-haut est le prix de vente hors-tax (prix facturé au client). b) Pour la TVA à l'importation L'importation des marchandises non exonérées sur le territoire national de la RDC. La base imposable est composée du prix CAF (ou défaut du prix moyen frontière) auquel on ajoute les droits de douane.
Administration Compétente	- À la DGI pour la TVA à l'intérieur - À la DGDA pour la TVA à l'importation et à l'exportation
Taux	- 16% pour toutes les opérations imposables. 0% pour les exportations et opérations assimilées
Exonération	a) Livraisons des biens exonérés Les ventes des biens meubles d'occasion sont exonérées à condition que : - Elles ne soient pas réalisées par des professionnels, c'est-à-dire des personnes qui en ont fait leur activité principale et qui en tirent des revenus de manière permanente ; - Elles soient réalisées par les personnes qui les ont utilisés pour le besoin de leur exploitation lorsqu'ils ont été exclus du droit à déduction lors de leur acquisition ; b) Ventes réalisées dans le cadre des mouvements associatifs - Il s'agit des ventes réalisées par les associations sans but lucratif légalement constituées. Elles sont exonérées à condition que leur non assujettissement n'entraîne pas de distorsion dans les conditions de la concurrence ; - Les ventes réalisées par l'Etat, les provinces, les entités territoriales décentralisées et les organismes de droit public, dans le cadre des services administratifs, sociaux, éducatifs, sportifs et culturels. c) Autres ventes exonérées - La vente des timbres officiels ou papiers timbres ; - La vente d'équipements agricoles destinés à l'agriculture sur base d'une liste établie par voie réglementaire ; - Les opérations ayant pour l'objet la cession d'immeuble par des personnes autres que les promoteurs immobiliers et passibles de droit d'enregistrement ; - La livraison d'organes et de sang humain par les institutions médicales ou organismes agréés ainsi que l'importation et les fournitures des prothèses ; - La vente des bateaux et filets de pêche ; - L'acquisition des produits pharmaceutiques destinés à la prévention, au diagnostic et au traitement des maladies, des emballages des produits pharmaceutiques et intrants pharmaceutiques, dont liste est fixée par voie réglementaire, réalisée par les industries pharmaceutiques ainsi que l'acquisition des matériels médicaux ; - La vente des moustiquaires ; - L'acquisition d'équipements, de matériels, de réactifs et autres produits chimiques destinés exclusivement à la prospection, à l'exploration, à la recherche et à la construction et développement du projet minier et pétrolier, avant exploitation ; - La vente des cercueils ; - La vente des journaux, livres et périodiques ; - La vente d'œuvres d'art originales par l'artiste entièrement exécutées de la main de l'artiste.

	Ne sont pas concernés par le régime de vente d'œuvres d'art originales, les articles d'orfèvrerie, d'horlogerie, de bijouterie et de joaillerie ainsi que les objets manufacturés fabriqués par des artisans ou industriels dits « artisans ou industriels d'art ». d) Prestations des services exonérées Les opérations portant sur les journaux, les livres et les périodiques : – Les activités culturelles et les prestations accessoires ; – Les activités d'enseignement ; – Les prestations relevant des professions médicales paramédicales ; – Les prestations des pompes funèbres ; – Les prestations effectuées par les associations sans but lucratif ; – Les prestations de services relatives aux aéronefs appartenant aux compagnies de navigation aérienne. La liste de ces prestations est fixée de manière limitative par loi. Il s'agit des prestations ci-après : - L'atterrissage et le décollage ; - L'usage des dispositifs d'éclairage, du stationnement, de l'amarrage et de l'abri des aéronefs ; - L'usage des installations aménagées pour la réception des passagers et des marchandises ; - L'usage des installations destinées à l'avitaillement des aéronefs ; - Les opérations techniques afférentes à l'arrivée, au stationnement et au départ des aéronefs ; - L'usage des dispositifs d'assistance à la navigation aérienne, de la mise en œuvre des moyens mécaniques, électriques ou pneumatiques pour la mise en route des moteurs des aéronefs ; - Les transports de l'équipage sur l'aire des aéroports ; - Les opérations d'entretien et de réparation des aéronefs ainsi que des matériels et équipements de bord ; - Le service de prévention et de lutte contre l'incendie ; - Les visites de sécurité, des expertises techniques, du relevage et du sauvetage des aéronefs ; - L'expertise ayant trait à l'évaluation des dommages subis par les aéronefs et des indemnités d'assurances par les consignataires d'aéronefs et agents aériens (article 17, point 9, de l'Ordonnance-loi précitée). – Les transports aériens, terrestres, fluviaux, maritimes et ferroviaires des personnes et marchandises ; – Les prestations de contrôle technique ; – Les intérêts d'emprunts et de crédits bancaires ; – Les opérations de crédit social et agricole ; – Les prestations de services relatives à la navigation maritime, la liste de ces prestations est fixée de manière limitative par la loi. Il s'agit des prestations de services ci-après : - Le pilotage ; - L'amarrage ; - Le remorquage ; - La location des portiques ; - Le séjour des bateaux ; - L'utilisation des installations portuaires ; - L'assistance et sauvetage de navires, de bateaux ; - L'entretien de navires et de lutte contre l'incendie ; - L'usage des installations aménagées pour la réception des passagers et des marchandises ; - L'usage des installations destinées à l'avitaillement des navires ; - Les visites de sécurité, l'examen des carènes, les expertises techniques ; - Les expertises ayant trait à l'évolution des dommages subis par les navires (article 17, point 13, de l'ordonnance-loi précitée).
--	--

	e) Les opérations soumises à des taxations spécifiques Il s'agit des prestations des services qui sont annexées lorsqu'elles sont soumises à des taxations spécifiques exclusives de toute taxation sur le chiffre d'affaires, notamment : - Les ventes des billets d'accès aux manifestations de loisirs dans les installations sportives ; - Les droits d'entrée dans une manifestation culturelle ; - Les opérations suivantes, soumises aux droits d'enregistrement : - Les opérations ayant pour objet la transmission de propriété ou d'usufruit de biens immeubles, des fonds de commerce ou de clientèle, de droit au bail, à l'exclusion des ventes d'immeubles neufs bâtis effectuées par les promoteurs immobiliers ; - Les gains de parieurs dans la cadre des jeux de hasard (Article 18 de l'Ordonnance-loi susmentionnée). Il convient de noter que l'exonération de ces opérations répond au souci d'éviter leur double imposition. f) Importations exonérées L'Ordonnance-loi n°10/101 du 20 août 2010 portant institution de TVA, telle que modifiée et complétée par l'Ordonnance-loi n°001/2012 du 12 septembre 2012 exonère un certain nombre d'importations (Article 15 et 17 point 2). Il s'agit à titre non exhaustif de : - L'importation des timbres officiels ou des papiers timbrés ; - L'importation des billets de banque, des intrants, des équipements servant à la fabrication des signes monétaires et leurs pièces de rechange réalisées exclusivement par l'institut d'émission; - L'importation des équipements agricoles destinés à l'agriculture sur base d'une liste déterminée par voie réglementaire ; - L'importation des organes et du sang humains par les institutions médicales ou organismes agréés ainsi que l'importation des prothèses ; - L'importation des bateaux et filets de pêche ; - L'importation des produits pharmaceutiques destinés à la prévention, au diagnostic et au traitement des maladies, des emballages des produits pharmaceutiques dont la liste est fixée par voie réglementaire, réalisées par les industries pharmaceutiques ainsi que l'importation des matériels médicaux ; - L'importation des moustiquaires ; - L'importation des cercueils ; - L'importation des journaux, livres et périodiques, etc. g) Exonérations pour raison diplomatique Sous réserve de réciprocité, les biens et services destinés à l'usage officiel des missions diplomatiques et consulaires et des organisations internationales sont exonérés de la TVA (article 19, point 1^{er}, de l'Ordonnance-loi n°001/2012 du 21 septembre 2012). Toutefois, en application de différentes conventions internationales en vigueur, les fonctionnaires internationaux, les agents diplomatiques et assimilés en poste en République Démocratique du Congo sont soumis à la TVA incorporée dans le prix des marchandises ou des services.
Source	- Ordonnance loi du 20 avril 2010 portant institution de la TVA, telle que modifiée et complétée par l'Ordonnance-loi n°001/2012 du 21 septembre 2012 ; - Ordonnance-loi n°10/001 du 20 août 2010 portant institution de la TVA, telle que modifiée et complétée par l'Ordonnance-loi n°001/2012 du 21 septembre 2012

1.3.1.2.2. Autres Droits et Taxes

N°	Libellé des droits, taxes et redevances	Fait générateur	Ministère et services d'assiettes	Taux appliqué
1	Droit de Douane		DGDA	a) Importation : Taux déterminé par le tarif des droits et taxes à l'importation suivant l'espèce tarifaire b) Exportation : 1%, 5% et 10%
2	Contrôles de qualité, de quantité et de conformité de toutes les marchandises		OCC	Exportation : 1% ; Importation : 2%
3	Opérations de « tally » à l'import		OCC	Prélèvements forfaitaires s'élevant à 5\$ la tonne
4	Prélèvements sur le fret maritime		OGEFREM	- 1.8% de la valeur du fret facturé par l'armateur ; - 0.59% de la valeur CIF
5	Fiche Électronique de Renseignement à l'Importation		OGEFREM	Hors UE : - Container 20 pieds : 50€/BL+60€/container ; - Container 40 pieds : 50€/BL+110€/container; UE : - Container 20 pieds : 50€/BL+50€/container ; - Container 40 pieds : 50€/BL+110€/container ;
7	Impôt sur les véhicules automoteurs (vignette)	Mise en circulation d'un véhicule automoteur	DGRK	Véhicules automobiles utilitaires : De moins de 2.500 Kg : 9Ff - De 2.500 Kg à 10.000 Kg : 14Ff - De plus de 10.000 Kg : 17 Ff Véhicules de tourisme : 1°) Appartenant aux personnes physiques : De 01 à 10 chevaux-vapeurs : 14Ff - De 11 à 15 chevaux-vapeurs : 17 Ff - De plus de 15 chevaux-vapeurs : 21 Ff 2°) Appartenant aux personnes morales :

				De 01 à 10 chevaux-vapeurs : 23 Ff - De 11 à 15 chevaux-vapeurs : 29 Ff De plus de 15 chevaux-vapeurs : 44 Ff Véhicules tracteurs : Imposables, selon le cas, aux taux prévus sous les literas B ou ci-dessus
--	--	--	--	---

[illegible]

				• De 5.001 à 50 Mw : 94.340.000 CDF/kw • De 51 Mw et plus : 188.680.000 CDF/kw	A l'installation		
--	--	--	--	---	------------------	--	--

N°	Libellé des droits, taxes et redevances	Fait générateur	Ministère et service d'assiettes	Taux	Périodicité	Pénalité	Textes légaux et réglementaires
3.	Taxe sur l'autorisation d'implantation de cabine électrique (MT/BT)	Demande d'autorisation	Ministère provincial de la fonction publique, Emploi et Energie	Equivalent en CDF (au taux du jour) Cabine publique : 1000\$ Cabine privé : 2000\$	Avant l'implantation de la cabine (non renouvelable)	Non défini. En cas de redressement	Arrêté interministériel n°003/MIN/ FINE CO&IPME/2018 du 16 Octobre 2018 fixant les taux droits et taxes à percevoir à l'initiative du Ministère Provincial de la Fonction Publique, Emploi et Énergie.
4.	Taxe sur l'octroi de modification des concessions et autorisations de transport pour les lignes électriques privées traversant les voies publiques ou pour les réseaux de distribution de l'électricité de l'électricité publics ou privés d'intérêt provincial	Octroi ou modification d'autorisation	Ministère Provincial de la Fonction Publique, Emploi et Energie	Equivalent en CDF (au taux du jour) Octroi de la concession de transport : 50.000\$ Modification de la concession de production : 5.000\$ Octroi de l'autorisation de transport : 25.000\$ Modification de l'autorisation de transport : 2.500\$	Ponctuelle		Arrêté interministériel n°003/MIN/ FINE CO&IPME/2018 du 16 Octobre 2018 fixant les taux droits et taxes à percevoir à l'initiative du Ministère Provincial de la Fonction Publique, Emploi et Énergie.

1. La Caisse Nation de Sécurité Sociale (CNSS)

Cotisation	Au titre de la branche des prestations aux familles est fixé à 6,5 %, à charge exclusive de l'employeur. Au titre de la branche des pensions : - 5 % à charge de l'employeur ; - 5 % à charge du travailleur. - 1,5 % au titre de la branche des risques professionnels : à charge exclusive de l'employeur
Échéance	Idem avec la déclaration des IPR
Administration compétente	Caisse Nationale de Sécurité Sociale
Source	DÉCRET n° 18/041 fixant les taux de cotisations dues à la Caisse nationale de sécurité sociale, en sigle « CNSS » (Primature)

2. Office National de l'Emploi (ONEM)

Déclaration	- La contribution est établie sur base de déclaration remplie chaque mois par l'employeur et remise à l'office national de l'emploi au plus tard le dixième jour du mois qui suit le paiement de la rémunération. - Les contrôleurs de l'Office national de l'emploi dûment mandatés effectuent des contrôles périodiques auprès de tous les employeurs afin de vérifier l'exactitude de la déclaration des rémunérations ainsi que le respect des échéances de paiement de la contribution patronale mensuelle.
Recouvrement	- Le recouvrement des contributions se fait par l'expédition ou la présentation, par le contrôleur de l'ONEM, d'un relevé de compte comportant le nom, le post nom ou la raison sociale de l'employeur, son adresse complète, son numéro d'immatriculation à l'ONEM, le total et le détail des sommes dues à l'Office ainsi que la période à laquelle elles se rapportent.
Taux	- Le taux de la contribution due à l'ONEM par employeur, tant public, parapublic que privé, est fixé à 0,2 % de la rémunération mensuelle pavée par l'employeur à ses travailleurs.
Échéance	La contribution patronale mensuelle est payable au plus tard dans les quinze (15) jours qui suivent le mois pendant lequel la rémunération a été payée.
Pénalités	- Le défaut de déclaration, les déclarations fausses, inexistantes ou incomplètes donnent lieu à l'application de pénalités équivalentes à 50 % du montant de la contribution due. - L'employeur qui n'effectue pas les versements aux échéances indiquées ci-dessus verse, en même temps et de la même manière que la cotisation, une majoration de retard du montant de ladite cotisation égale à 0,5 %, par jour de retard. - Cette majoration prend effet à partir du premier jour suivant l'échéance ; tout mois commencé étant compté intégralement.

Sources	- ARRÊTÉ MINISTÉRIEL n° 095/CAB/MINETAT/MTEPS/01/2018 modifiant et complétant l'arrêté ministériel 37/CAB/MINETAT/MTEPS/FBM/2017 du 23 octobre 2017 portant fixation du taux de la contribution patronale mensuelle due par les employeurs à l'ONEM (J.O.RDC., 15 septembre 2018, n° 18, col. 43) - Décret 081/2002 du 3 juillet 2002 portant création, organisation et -fonctionnement d'un établissement public dénommé Office national de l'emploi, « ONEM » en sigle ; - Décret 12/003 du 19 janvier 2012 fixant les statuts d'un établissement public dénommé Office national de l'emploi, « ONEM » en sigle ;
---------	---

3. Institut National de Pratiques Professionnelles

Déclaration	Cotisation sociale
Taux	3% Pour les entreprises publiques et établissements publics et Pour les entreprises privées : Occupant entre 1 à 50 travailleurs : 3% Occupant entre 51 à 300 travailleurs : 2% Occupant plus de 300 travailleurs : 1%
Échéance	A la fin de chaque mois
Sources	Arrêté interministériel n° 12/MTPS/123, n° 007/CAB/MIN/ FINANCES/2006, n° 001/CAB/MIN/BUD/2006 du 14 février 2006 fixant le taux de la cotisation due par les employeurs à l'Institut National de Préparation Professionnelle

a. La Direction Générale des Douanes et Accises

Conditions et Règles d'exportation et d'importation de l'énergie électrique en RDC	Source
- Avoir une licence d'export et/ou d'import de l'énergie électrique délivrée exclusivement par gouvernement central représenté par le ministre en charge de l'électricité. Procédure d'octroi des licences d'exportation ou d'importation de l'énergie électrique : 1. Elle est accordée par le Ministre en charge de l'électricité, après avis de l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité, conformément aux dispositions de l'article 39 de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité. Dans le cadre de l'appel d'offres, les dossiers de demande de licence d'exportation ou d'importation sont déposés auprès de l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité, qui, après analyse des offres et avis les transmet, au Ministre en charge de l'Electricité. 2. La durée de la licence pour l'exportation ou l'importation de l'énergie électrique est de dix (10) ans renouvelables, conformément aux dispositions de l'article 67, alinéa 4 de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité. 3. Les modalités de sélection des opérateurs, d'octroi, de modification et d'annulation des licences d'exportation ou d'importation de l'énergie électrique, de leur modification et de leur annulation sont précisées par le Décret fixant les modalités relatives aux concessions, aux licences et aux autorisations dans le secteur de l'électricité. 4. En cas d'urgence, dûment motivée et ne permettant pas de procéder par appel d'offres, le Ministre en charge de l'Electricité peut décider d'octroyer une licence d'exportation ou d'importation dans le cadre d'une procédure de gré à gré. 5. Les dossiers de demande de licence d'exportation ou d'importation de l'énergie électrique sont adressés au Ministre en charge de l'électricité et traités conformément aux dispositions du Décret mentionné dans l'alinéa 1er du présent article. Après analyse des dossiers, l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité les transmet au Ministre en charge de l'Electricité avec avis dans un délai de quinze (15) jours suivant la réception du dossier de demande. 6. Dans le cadre d'une procédure de gré à gré, l'exportateur ou l'importateur de l'énergie électrique est tenu de respecter les conditions administratives, techniques, commerciales et financières stipulées dans le cahier des charges spécifiques, élaboré par l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité et annexé à la licence. Ledit exportateur	- Décret du premier ministre n°018/053 du 24 décembre 2018 fixant les conditions d'exportation et d'importation de l'Energie électrique en République Démocratique du Congo. - Loi n° 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité - Loi sur les marchés publics

ou importateur devra, en outre, justifier d'un contrat d'exportation ou d'importation de l'énergie électrique valide précisant notamment :

- les accords spécifiques d'achat ou de fourniture pour lesquels la licence est demandée ;
- la puissance à exporter ou à importer ;
- le tarif approuvé par l'autorité compétente ;
- les tarifs d'achat ou de vente négociés avec les clients ou les fournisseurs et leurs formules d'ajustement ;
- le ou les pays d'origine(s) ou de destination(s) ;
- le lieu de soutirage ou d'injection de l'énergie dont question sur le réseau national ;
- le lieu et le point de livraison ou d'approvisionnement de l'énergie à importer ou à exporter ;
- les conditions de vente ou d'achat ;
- la durée des accords avec les clients ou les fournisseurs de l'énergie électrique ;
- les pénalités.

L'opérateur doit transmettre, à l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité et au Ministre en charge de l'Electricité, les contrats d'utilisation des lignes et de vente de l'électricité passés avec les gestionnaires des réseaux électriques et les clients.

- Tout exportateur et tout importateur de l'énergie électrique sont tenus au respect des règles et des obligations inhérentes à l'activité de l'exportation ou de l'importation élaborées par le ministère ayant l'électricité dans ses attributions et soumises à l'approbation du Ministre en Charge de l'Electricité décrites dans le cahier des charges des activités du secteur de l'électricité et dans les licences leur octroyées respectivement ainsi qu'aux obligations du service public de l'électricité et aux règles spécifiques en matière douanière et de change.
- Les activités d'exportation et d'importation de l'électricité tiennent compte de la politique et des besoins énergétiques nationaux, de la sûreté d'alimentation du territoire national en électricité et, ce, conformément à la réglementation en matière de commerce, aux engagements de la République Démocratique du Congo dans différentes sous-régions et pools énergétiques africains, ainsi qu'aux dispositions de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité.
- Sans préjudice des dispositions de l'article 72 de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité, l'Etat peut, en cas de guerre déclarée ou non ou de tension grave constituant une menace de guerre, suspendre l'importation ou l'exportation de l'électricité par voie de Décret pris en Conseil des Ministres. En tout état de cause, cette mesure doit être de nature temporaire. Les exportateurs et les importateurs de l'électricité sont informés, le cas échéant, des délais et des conditions nécessaires à la mise en place et à la levée de cette suspension.

- L'exportation de l'énergie électrique est subordonnée à la satisfaction préalable des besoins nationaux, sauf :
 1. Dans le cas d'un projet frontalier ou international favorisant les échanges dans le cadre d'un marché commun d'électricité approuvé par le Gouvernement congolais ;
 2. Si les capacités de transport ne permettent pas d'évacuer l'énergie produite vers les distributeurs, les clients grands comptes ou finals nationaux ;
 3. Par décision expresse du Ministre en charge de l'Electricité, dans le respect des engagements internationaux de la République Démocratique du Congo.
- L'exportation de l'excédent de l'énergie électrique par rapport aux besoins nationaux est libre de destination et de revente à l'étranger aux conditions les plus favorables, dans le respect de la politique et des engagements internationaux de la République Démocratique du Congo.
- L'opérateur titulaire d'une licence d'importation de l'énergie électrique est tenu d'indiquer la destination de l'énergie électrique à importer au Ministre en charge de l'électricité, à chaque importation et pendant la durée de validité de sa licence, conformément aux dispositions de l'article 70 de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014. Il doit également aussi lui indiquer si cette énergie électrique sera vendue sur le marché national ou si elle est en transit pour l'exportation.
- En cas de besoin, le Ministre en charge de l'Electricité peut demander à l'opérateur concerné de vendre, sur le marché national, l'énergie électrique importée et en transit pour l'exportation.
- Un Arrêté du Ministre en charge de l'électricité, fixe les conditions garantissant la sécurité des personnes et des biens ainsi que le bon fonctionnement de l'ensemble du service public, et précise les fondements pour établir le cahier des charges spécifiques à l'exportation et/ou l'importation de l'énergie électrique, conformément aux dispositions de l'article 28 de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité.
- Le cahier des charges général des activités du secteur de l'électricité, élaboré et publié par le Ministre en charge de ce secteur au Gouvernement central, et le cahier des charges spécifique, élaboré par l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité, annexés à la licence, précisent les conditions administratives, techniques, commerciales et financières de l'exportation et/ou de l'importation de l'énergie électrique.
- Sans préjudice des conditions particulières précisées dans le cahier des charges spécifiques, tout demandeur d'une licence d'exportation ou d'importation de l'énergie électrique, personne physique ou morale de droit congolais, est tenue, notamment, de remplir les conditions suivantes :

1. ne pas faire l'objet des exclusions prévues à l'article 81 de la Loi sur les marchés publics ;
2. être immatriculé au Registre de Commerce et de Crédit Mobilier ;
3. avoir un numéro d'identification nationale ;
4. avoir un identifiant fiscal ;
5. avoir un numéro d'impôt ;
6. avoir la notoriété et l'expertise et justifier de capacités techniques et financières requises pour assumer les responsabilités inhérentes à l'activité pour laquelle la licence est demandée ;
7. être en règle avec les administrations fiscale et douanière ;
8. fournir les contrats ou protocoles d'accords conclus avec les exploitants des réseaux de transport transitaires de l'énergie électrique à importer ou à exporter ;
9. s'acquitter des frais requis pour l'obtention de la licence.

- Toute personne physique ou morale de nationalité étrangère, désirant fournir l'énergie électrique sur le territoire de la République Démocratique du Congo à un client éligible, est tenue, outre le respect des conditions techniques, commerciales et financières stipulées dans le cahier des charges, d'obtenir l'homologation de sa licence d'exportation, octroyée par les autorités compétentes de son pays, du Ministre en charge de l'électricité en République Démocratique du Congo, après analyse et avis de l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité.

Les obligations de l'importateur et/ou de l'exportateur

L'opérateur titulaire d'une licence d'exportation ou d'importation de l'énergie électrique est tenu, notamment, de :

1. respecter toute législation et toute réglementation en vigueur en République Démocratique du Congo ;
2. s'acquitter des droits, impôts, taxes, redevances et frais administratifs dus ;
3. présenter, à chaque exportation ou importation de l'énergie électrique, une déclaration conforme à la réglementation de change ;
4. disposer d'une énergie électrique de qualité et d'en préciser la provenance ;
5. respecter les limites de puissance à exporter ou à importer telles que fixées dans le cahier de charges spécifiques ;
6. préciser les standards et normes électriques utilisés dans le pays d'origine ou de destination ;
7. respecter les formalités administratives et douanières, d'urbanisme, de sécurité du personnel et du public et de protection de l'environnement, et sans préjudice de toute autre formalité requise dans le respect des lois et règlements en vigueur en République Démocratique du Congo.

- Un droit d'accès aux interconnexions, sur le territoire national ainsi qu'avec les réseaux électriques de transport situés hors du territoire de la République Démocratique du Congo, est garanti par l'opérateur public du secteur de

l'électricité et/ou les concessionnaires des réseaux, dans la limite de la capacité technique disponible de ces interconnexions. - Ce droit d'accès est garanti sur la base d'un accord entre les parties, pour assurer l'exécution des contrats d'exportation ou d'importation d'énergie électrique conclus par les titulaires des licences d'exportation ou d'importation. - Tout refus d'accorder un droit d'accès aux réseaux publics nationaux devra être dûment motivé et notifié au demandeur, à l'autorité de régulation du secteur et au Ministre en charge de l'électricité, dans un délai n'excédant pas cinq (5) jours suivant la réception de la demande d'accès au réseau. - Les critères de refus ne peuvent être fondés que sur des motifs techniques tenant à l'intégrité, à la sécurité et à la capacité des réseaux et de leurs équipements, ou sur tout autre motif pertinent conforme aux dispositions de l'article 60 de la Loi n° 14/011 du 17 juin 2014. - Les concessionnaires des réseaux de transport, en concertation, le cas échéant, avec le gestionnaire de l'interconnexion dans le pays étranger concerné, proposent à l'Autorité de Régulation du secteur de l'Electricité les tarifs d'accès à l'interconnexion concernée, établis de manière non-discriminatoire et transparente. - La fixation de ces tarifs doit se faire dans le respect des dispositions légales et réglementaires, des règles, des procédures et des modalités de fixation et de révision des tarifs d'achat de l'électricité aux producteurs d'électricité, des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité ainsi que des tarifs de vente de l'électricité au consommateur final y relatif.	
--	--

b. Agence Nationale pour la Promotion de l'Industrie (ANAPI)

i. Incitations fiscales et douanières

Un décret du Premier Ministre promulgué depuis le 1er novembre 2012 portant mesures d'application du Code des Investissements. Ce texte insiste sur le bénéfice par l'investisseur des avantages résultant de l'agrément de son projet dans le délai légal de 30 jours et met en place le mécanisme tel que passé ce délai de 30 jours, l'agrément est réputé accordé. En conséquence, les régies financières sont tenues de faire jouir à l'investisseur tous les avantages douaniers, fiscaux et parafiscaux prévus par le Code des Investissements, au vu du récépissé du dépôt du dossier signé par le Directeur Général de l'ANAPI.

Par ailleurs, aux fins de facilitation de la réalisation de l'investissement, la décision d'agrément prise par l'ANAPI (non encore approuvée par l'Arrêté interministériel / Plan et Finances) peut, en cas de nécessité, être présentée par l'investisseur à l'administration douanière, pour l'enlèvement autorisé des équipements, matériels et outillage agréés.

ii. Agrément aux avantages du Code des Investissements

a) Référentiels

- Loi n° 004 du 21 février 2002 portant Code des investissements ;
- Décret 009/33 du 08/08/2009 portant Statuts, Organisation et Fonctionnement de l'ANAPI ;
- Décret n° 12/046 du 01/11/2012 portant mesures d'application du Code des investissements ;
- Manuel de procédures d'agrément des projets, édicté par le Conseil d'agrément, juillet 2013.

b) Procédure

Le promoteur adresse une demande d'agrément à l'Agence Nationale pour la Promotion des Investissements à l'adresse précitée, avec un dossier contenant les éléments ci-après :

- Un exemplaire du projet d'investissement, présenté selon le modèle en annexe du Code des investissements ;
- Une liste des équipements et matériels à importer en version électronique ;
- Les preuves de l'existence juridique de l'entreprise (Statuts notariés, le n°RCCM, le n° impôt) et autres documents utiles (titre de propriété, contrat de partenariat, etc.) ;
- Preuve de paiement des frais de dépôt du dossier auprès de la Banque : 1.000 USD pour les grandes entreprises et 500 USD pour les projets des PME et la requête (relative à un dossier en cours de traitement).
- L'ANAPI reçoit les projets d'investissement après paiement par les investisseurs des frais de dépôt à la banque, procède à leur analyse et émet des avis pour leur agrément aux avantages du régime général du Code des Investissements ;

- Le Conseil d'Agrément siégeant au sein de l'ANAPI examine les projets d'investissement analysés par l'ANAPI, les valide par procès-verbal après amendements.
- L'ANAPI informe le promoteur de l'approbation ou du rejet du dossier par le Conseil d'agrément.
- Les projets d'arrêtés interministériels approuvés par le Conseil d'agrément sont soumis à la signature respectivement du Ministre du Plan & Suivi de la Révolution de la Modernité, et de celui des Finances.
- L'arrêté interministériel d'agrément est remis au promoteur par l'ANAPI dans le délai de 30 jours maximum, à compter du jour du dépôt du dossier de demande d'agrément auprès de l'ANAPI. Passé ce délai, l'agrément est réputé accordé.
- Les régies financières ainsi que l'ANAPI sont dès lors tenus de faire jouir à l'investisseur tous les avantages prévus au Code des investissements, sur présentation du récépissé du dépôt du dossier signé par le directeur Général de l'ANAPI ou son délégué et de la liste des biens à importer signée par les délégués de l'ANAPI, de la DGDA, de la DGI et de la DGRAD.
- La demande d'agrément par l'investisseur doit être introduite en un exemplaire, conformément aux formalités requises aux articles 5 et 6, auprès de l'ANAPI qui, après examen, transmet la demande aux Ministres ayant le Plan et les Finances dans leurs attributions pour approbation par Arrêté Interministériel.

c) Types des avantages accordés aux investisseurs

Le Code des Investissements prévoit d'alléchantes exonérations douanières et fiscales au profit des investisseurs qui présentent à l'ANAPI leurs projets d'investissement (Business Plan), une fois le projet agréé par l'ANAPI dans un délai ne pouvant dépasser 30 jours, l'investisseur bénéficie des avantages douaniers, fiscaux et para-fiscaux ci-après :

- Exonération des droits et taxes à l'importation des machines, matériels et équipements (à l'exclusion de la taxe administrative de 2 % et de la TVA (à payer en amont par le promoteur, mais à rembourser par l'Administration fiscale).
- Exonération de l'impôt sur les bénéfices
- Exonération de l'impôt foncier
- Exonération des droits proportionnels lors de la création des SARL ou de l'augmentation de leur capital social.

d) Autres Avantages liés au Régime Général

Outre les avantages relevant du domaine de la douane et de la parafiscalité, les entreprises agréées au régime du code des investissements sont exonérées de :

1. l'impôt professionnel sur les revenus (art. 13)

L'investisseur est exonéré totalement de l'impôt sur les bénéfices et profits au titre IV de l'Ordonnance-Loi n° 69/009 du 10 février 1969 telle que modifiée à ce jour à condition qu'il s'agisse « des investissements nouveaux agréés ».

2. l'impôt sur la superficie des concessions foncières et des propriétés bâties (art. 16)

Les entreprises agréées sont exonérées de l'impôt foncier uniquement pour les superficies liées au projet d'investissement agréé.

3. l'impôt sur le chiffre d'affaires (art. 17)

Les entreprises agréées sont exonérées de l'ICA/I sur l'achat des biens d'équipement et intrants agricoles, auprès des producteurs locaux ou qui sollicitent les prestations de services sur les travaux immobiliers.

e) LA DURÉE DES AVANTAGES ACCORDÉS

- 3 ans : région économique A (Kinshasa, la Capitale) ;
- 4 ans : région économique B (Bas-Congo, villes de Lubumbashi, Likasi, Kolwezi) ;
- 5 ans : région économique C (partout ailleurs).

f) BENEFICIAIRES

- les investissements directs, nationaux et étrangers réalisés en République Démocratique du Congo (RDC) dans les secteurs qui ne sont pas expressément réservés à l'Etat par la Loi et qui ne sont pas exclus par la liste négative figurant à l'article 3 du Code des Investissements.
- les investisseurs agréés selon la procédure instituée par la Loi portant Code des Investissements.

g) LES CONDITIONS POUR ACCÉDER AUX AVANTAGES DU CODE DES INVESTISSEMENTS

1. Se constituer en une entité économique de droit congolais ;
2. Le coût global de l'investissement projeté (toutes dépenses confondues) doit être d'au moins 200.000 USD (ou d'au moins 10.000 USD pour les PME/PMI) ;
3. S'engager à respecter la réglementation environnementale ;
4. S'engager à respecter la réglementation de travail ;
5. L'investissement doit garantir un taux de valeur ajoutée d'au moins 35%.

Les conditions pour accéder aux avantages du Code des Investissements sont simples. Les voici :

1. Se constituer en une entité économique de droit congolais ;
2. Le coût global de l'investissement projeté (toutes dépenses confondues) doit être d'au moins 200.000 USD (ou d'au moins 10.000 USD pour les PME/PMI) ;

3. S'engager à respecter la réglementation environnementale et de la conservation de la nature ;
4. S'engager à respecter la réglementation de travail ; S'engager à former le personnel national aux fonctions techniques spécialisées et aux fonctions d'encadrement et de responsabilité.
5. L'investissement doit garantir un taux de valeur ajoutée d'au moins 35%.

1.3.1.2.5.3. OBLIGATIONS ET SANCTIONS

a) Obligations (art. 31)

Les entreprises agréées sont tenues au respect des obligations suivantes :

- 1°) Réaliser le programme agréé au régime du code selon la description et dans les délais convenus par l'Arrêté.
- 2°) Tenir une comptabilité régulière conforme au Plan comptable en vigueur (SYSCOHADA)
- 3°) Accepter tout contrôle de l'Administration compétente.
- 4°) Assurer la formation et la promotion du personnel conformément au programme agréé.
- 5°) Respecter la réglementation en matière de change, de la protection de l'environnement et de la conservation de la nature.
- 6°) Transmettre semestriellement à l'ANAPI les données significatives relatives au degré de réalisation de l'investissement et de l'exploitation pendant que l'entreprise est sous le régime du code.
- 7°) Respecter la réglementation en vigueur en matière d'emploi notamment à compétence égale employer en priorité les nationaux.
- 8°) Se conformer aux normes de qualité nationale et internationales applicables aux biens et services produits.

b) Sanctions

1) Le retrait de l'agrément avec une mise en demeure préalable (art. 34).

Cette sanction est prononcée par voie d'Arrêté Interministériel des Ministres ayant le Plan et les Finances dans leurs attributions sur proposition de l'ANAPI lorsqu'une entreprise agréée commet un manquement aux engagements souscrits ou viole les dispositions légales.

La décision du retrait doit avoir précédée d'une mise en demeure préalable à laquelle l'entreprise n'a pu donner une suite favorable dans les délais et conditions fixés à l'article 34 du Code.

2) Le retrait d'office de l'agrément (art. 35)

Dans ce cas, l'entreprise perd le bénéfice de mise en demeure préalable.

C'est le cas lorsque le programme d'investissement de l'entreprise n'a pas reçu un début d'exécution dans un délai d'un an à compter de la date de début de réalisation stipulée dans l'Arrêté Interministériel d'agrément et que le promoteur du projet n'a pas pu fournir des motifs valables justifiant le retard dans la réalisation du programme d'investissement, le retrait est

alors prononcé d'office par les Ministres ayant le Plan et les Finances dans leurs attributions après avis de l'ANAPI.

Une fois le retrait opéré, l'entreprise rentre dans le régime de droit commun et perd le bénéfice des exonérations lui accordées jadis, et ce, à partir du moment où prend effet le retrait de l'agrément. (art. 36)

Le paiement des impôts, taxes et pénalités auxquels l'entreprise était soustraite, du fait de l'agrément, devient immédiatement exigible sans préjudice d'éventuelles poursuites judiciaires et sanctions encourues.

c. Ministère de l'économie

Les taux des droits et taxes et redevances à percevoir à l'initiative du Ministère des Ressources Hydrauliques et de l'Electricité, sont fixés en Dollars Américains, payable en Franc congolais, au taux officiel du jour, suivant le tableau en annexe.

i. De la valeur des taxes

- La valeur de la taxe d'octroi de la concession et de la licence de production de l'électricité tient principalement compte de la puissance installée, de la durée de la licence ; du type de ressource énergétique utilisée ; de la valeur au kW de la puissance installée prise en fonction de la ressource exploitée et de l'espace occupé du domaine public.
- La valeur de la taxe d'octroi de la concession de transport de l'électricité tient principalement compte du couloir à occuper sur le tracé de la ligne, fonction du niveau de tension et de la longueur de la ligne, de la capacité de l'installation (à travers le paramètre reporté sur la plage de tension de la ligne) ; de la durée de la concession et du coût (à travers la valeur taxée au **km** de la distance exploitée du domaine public).

ii. De la valeur des redevances

- La redevance sur l'exercice de l'activité est tirée de la quantité de l'électricité produite, transportée, commercialisée, importée ou exportée.
- La redevance sur le service public de production porte uniquement sur les montants perçus de l'électricité produite, commercialisée, importée ou vendue.
- La redevance sur le service public de transport sur les frais de l'utilisation du réseau de transport pour la quantité de l'électricité concernée.
- La redevance de l'utilisation de la ressource énergétique porte sur le potentiel énergétique de la ressource utilisée. Elle tient compte du type de ressource exploitée et calculée sur la quantité d'énergie produite.

iii. OBLIGATION DECLARATIVE

Tout opérateur du secteur est tenu de communiquer trimestriellement ses statistiques à l'Administration du Ministère des Ressources Hydrauliques et de l'Electricité.

La déclaration de ces statistiques se fait au plus tard le dixième jour du mois qui suit le trimestre auquel les statistiques se rapportent.

iv. SANCTIONS

En cas de défaut de déclaration ou de non-paiement des droits, taxes et redevances dans le délai par l'opérateur ou lorsque les indications sont incomplètes ou erronées, l'Administration du Ministre des Ressources Hydrauliques et de l'Electricité est habilitée à recourir aux estimations concernant l'électricité produite, transportée, distribuée, importée ou commercialisée ainsi que les combustibles et matières énergétiques autres que les hydrocarbures.

Tout défaut de déclaration, toute fausse déclaration, tout refus de déclaration ; toute déclaration incomplète ou toute manœuvre ayant pour but d'éluder une taxe ou une redevance sont punies d'une amende allant du simple au triple du montant des droits dus, pour lesquels il a été tenté d'obtenir abusivement la décharge, l'exemption, le remboursement ou la suspension.

ANNEXE A L'ARRETE INTERMINISTERIEL INTERMINISTERIEL N°/CAB/MINETAT-RHE/2020 ET N° AB/MIN/FINANCES/2020/..... DU FIXANT LE TAUX DES DROITS, TAXES ET REDEVANCES A PERCEVOIR A L'INITIATIVE DU MINISTERE DES RESSOURCES HYDRAULIQUES ET DE L'ELECTRICITE

Item	Libellé des droits, taxes et redevances	Périodicité	Taux en USD
I.	Taxe d'agrément : - d'un prestataire des services pour les études, la conception, le conseil, la surveillance et le contrôle, la construction, la maintenance, l'extension, la mise en normes, la rénovation sur l'installation de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité ou de l'eau de consommation ; - d'un organisme de contrôle de la qualité de l'eau de consommation ; - d'un fournisseur des équipements et appareillages des installations de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'énergie ou de l'eau de consommation		
I.1	Taxe d'agrément d'un prestataire des services pour les études, la conception, le conseil, la surveillance et le contrôle, la construction, la maintenance, l'extension, la mise en normes, la rénovation sur l'installation de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité ou de l'eau de consommation ;		
I.1.1	Catégorie P-A1 : Prestataires des services intellectuels : expertise et évaluation – Personne morale – Personne physique	Ponctuelle	4.250 2.500
I.1.2	Catégorie P-A2 : Prestataires des services intellectuels : Conception, études, conseil, surveillance et contrôle	Ponctuelle	4.500
I.1.3	Catégorie P-B : Prestataires des travaux physiques : Construction, maintenance, modifications, extension, mise aux normes, rénovation et dépose des vieilles installations	Ponctuelle	10.000
I.1.4	Catégorie P-C : Prestataires des travaux physiques : Travaux neufs, maintenance, modifications, mise aux normes, rénovation et dépose des vieilles installations – Personne morale – Personne physique	Ponctuelle Ponctuelle	3.000 1.500
I.1.5	Catégorie P-D : Prestataires des travaux physiques : Travaux neufs, maintenance, modifications, mise aux normes, rénovation et dépose des vieilles installations – Personne morale – Personne physique	Ponctuelle Ponctuelle	2.000 1.000

X. 4

Item	Libellé des droits, taxes et redevances	Périodicité	Taux en USD
1.2	Agrément d'un organisme de contrôle de la qualité de l'eau de consommation	Ponctuelle	2.000
1.3	Agrément d'un fournisseur des équipements et appareillages des installations de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'énergie (électricité) ou de l'eau de consommation		
1.3.1	Catégorie F-A : Fournisseurs de matériels et équipements spécialisés – des centrales de puissance supérieure ou égale à 10 MW : principalement les turbines, les alternateurs et les régulateurs ; – des lignes et postes électriques de tension supérieure à 400 Kv	Ponctuelle	5.000
1.3.2	Catégorie F-B : Fournisseurs de matériels et équipements spécialisés – des centrales de 1 à 9,99 MW : principalement les turbines, les alternateurs et les régulateurs ; – des lignes et postes électriques à haute tension mais inférieure à 400 kV, y compris les installations et les salles de commande, mesurage, contrôle et protection à haute tension ; – des fours électriques industriels ; – des usines d'eau de grande taille	Ponctuelle	3.000
1.3.3	Catégorie F-C : Fournisseurs de matériels et équipements spécialisés – des centrales de puissance inférieure à 1000 kW : principalement les turbines, les alternateurs et les régulateurs ; – sous-stations, canalisations et installations à moyenne tension, y compris les cabines MT/BT, les installations et salles de commande, mesurage, contrôle et protection à moyenne tension ; – fournitures pour usine d'eau de grande taille	Ponctuelle	2.500
1.3.4	Catégorie F-D : Fournisseurs de matériels et équipements spécialisés – des mini-réseaux électriques et des installations électriques à basse tension des bâtiments, des industries et des machines, des armoires de commande, mesurage, contrôle et protection à basse tension, d'éclairage ; – de froid et de climatisation des bâtiments, contrôle d'accès ; – électroménagers et électro médicaux ; – pour les petites installations d'eau et de bâtiments	Ponctuelle	1.500

II.	Taxe d'homologation d'un permis des personnes physiques et morales, prestataires des services ou des travaux, non établies en République Démocratique du Congo ▪ Personne morale ▪ Personne physique	Ponctuelle Ponctuelle	4.500 2.500
III.	Taxe sur l'octroi ou la modification des concessions et/ou des licences : – de production de l'énergie électrique pour les projets d'intérêt national ; – de transport de l'électricité ou de l'eau naturelle de surface ou souterraine, thermique, des fleuves, des lacs, et de leurs affluents ; – d'exploitation des eaux naturelles de surface ou souterraine, thermique, des fleuves, des lacs, et de leurs affluents ; – de commercialisation, d'importation et d'exportation de l'électricité ; – d'implantation des postes de transformation de l'électricité		
III.1	Taxe sur l'octroi ou la modification des concessions et/ou des licences de production de l'énergie électrique pour les projets d'intérêt national : – Aménagement et exploitation d'une centrale hydraulique ou hydroélectrique ($r = 2$, $e = 1$) – Aménagement et exploitation d'une petite centrale hydroélectrique ($r = 1,5$, $e = 1$) – Implantation et exploitation d'une centrale solaire ($r = 1$, $e = 0,75$) – Implantation et exploitation d'une centrale éolienne ($r = 1$, $e = 0,75$) – Implantation et exploitation d'une centrale à biomasse ($r = 1$, $e = 0,75$) – Implantation et exploitation d'une centrale thermique ($r = 1$, $e = 0,75$) – Implantation et exploitation d'une centrale thermique à gaz ($r = 2,5$, $e = 0,5$) – Implantation et exploitation d'une centrale utilisant l'acide ($r = 2,5$, $e = 0,5$) – Implantation et exploitation d'une centrale thermique à gasoil ou fuel lourd ($r = 3$, $e = 0,5$) – Implantation et exploitation d'une centrale thermique à charbon ($r = 3$, $e = 0,5$) (pour $d = 0,5$ [entre 0 et 10 ans], $d = 0,75$ [entre 10,1 et 20 ans] et $d = 1$ [entre 20,1 et 30 ans])	Ponctuelle	Avec $T = P \times d \times r \times e$ T = taux à appliquer [usd] P = puissance installée [kW] d = coefficient de durée de la concession r = coefficient de la ressource énergétique e = paramètre lié à l'espace à occuper [usd/kW]
III.2	Taxe sur l'octroi ou la modification des concessions de transport de l'électricité ou de l'eau naturelle de surface ou souterraine, thermique, des fleuves, des lacs et de leurs affluents • Implantation et exploitation d'une ligne électrique à haute tension (avec ou sans postes associés) (pour $d = 0,5$ [de 0 à 10 ans], $0,75$ [de 10,1 à 20 ans] et 1 [de 20,1 à 30 ans] et $t = 0,25$ [de 36 à 70 kV], $0,50$ [de 70,1 à 220 kV], $0,75$ [221 à 400 kV] et 1 [U > 400 kV])	Ponctuelle	Avec $T = L \times U \times d \times t$ T = taux à appliquer [usd] L = longueur de la ligne U = tension (capacité) [kV] d = coefficient de durée de la concession t = paramètre lié à la tension et au couloir [usd/kV]

	• Implantation et exploitation d'un poste électrique HT/HT, HT/HT/MT ou HT/MT • Implantation et exploitation d'une canalisation de transport de l'eau de consommation Avec $d = 0,5$ [de 0 à 10 ans], $0,75$ [de 10,1 à 20 ans] et 1 [de 20,1 à 25 ans] et $e = 5$ [pour $\Phi = 150 - 350$ mm], $7,5$ [pour $\Phi = 351 - 700$ mm] et 10 [pour $\Phi > 700$ mm]	Ponctuelle	0,015 % du coût du projet $T = L \cdot d \cdot e$ Avec T = taux à appliquer [usd] L = longueur de la conduite [km] d = coefficient de durée de la concession e = paramètre lié à la capacité et à l'emprise [usd/km]
--	--	------------	--

III.3	Taxe sur l'octroi ou la modification de la concession d'exploitation des eaux naturelles de surface ou souterraines, thermales, des fleuves, des lacs et de leurs affluents : Installations de captage, traitement et refoulement d'eau naturelle de surface des lacs ou des fleuves et de leurs affluents, d'eau naturelle souterraine à usage industriel ou d'eau naturelle thermique Avec $d = 5$ [de 0 à 10 ans], $0,75$ [de 10,1 à 20 ans] et 1 [de 20,1 à 25 ans] et $k = 0,1$ [eau des fleuves], $0,075$ [eau des lacs], $0,05$ [puits d'eau thermique] et $0,01$ [puits d'eau souterraine à usage industriel ou pour les grandes productions]	Ponctuelle	$T = C \times d \times k$ Avec T = taux à appliquer [usd] C = Capacité installée [m^3/l] d = coefficient de durée de la concession k = paramètre lié au système [usd/m^3/l]
III.4	Taxe sur l'octroi ou la modification des licences de commercialisation, d'importation et d'exportation de l'électricité - Licence de commercialisation de l'électricité - Licence d'importation de l'électricité - Licence d'exportation de l'électricité	Ponctuelle	$T = P \times X$ ou P = puissance maximale déclarée X = coût [usd/kW] avec $X = 0,5$ [usd/kW] au commercial $X = 1$ [usd/kW] à l'import $X = 1$ [usd/kW] à l'export
III.5	Taxe sur l'octroi ou la modification de la licence d'implantation des postes de transformation d'électricité	Ponctuelle	$0,010$ % du coût du projet
IV.	Taxe sur l'octroi ou la modification des contrats de délégation de gestion d'un ouvrage ou d'une installation de production et/ou de transport, appartenant à l'Etat : - De l'électricité des infrastructures d'intérêt national (<i>Concession de service public, affermage, régie intéressée ou gérance d'une Infrastructure de production et/ou de transport de l'électricité d'intérêt national</i>) - De l'eau naturelle de surface ou souterraine, thermique, des fleuves, des lacs et de leurs affluents (<i>Concession de service public, affermage, régie intéressée ou gérance d'une Infrastructure de production et/ou de transport de l'eau</i>)	Ponctuelle	1 % de la valeur du contrat de délégation de la gestion
V.	Taxe sur l'approbation d'une étude, d'un schéma et d'un plan des infrastructures de production et de transport : - de l'électricité pour les projets d'intérêt national ; - des eaux naturelles de surface ou souterraines, thermales, des fleuves, des lacs et de leurs affluents. – Etude de préaisabilité – Etude de faisabilité avec schémas et plans	Ponctuelle Ponctuelle	$0,25\%$ du coût total du projet $0,25\%$ du coût total du projet

	– Etude d'avant-projet détaillé avec schémas et plans – Etude de construction avec ou sans schémas et plans – Schéma électrique (sans étude) – Plan d'aménagement (sans étude)	Ponctuelle Ponctuelle Ponctuelle Ponctuelle	0,5% du coût total du projet 0,5% du coût total du projet 500 250
VI.	Taxe sur l'octroi du certificat de conformité de tout ou partie des ouvrages et installations de production, de transport, de distribution et de commercialisation : ▪ de l'énergie électrique d'intérêt national [Certificat de conformité des installations de l'énergie électrique (installation de production de l'électricité d'un projet d'intérêt national, installations de transport de l'électricité, poste à haute tension ou à très haute tension, installations de commercialisation de l'électricité, installations électriques intérieures des usagers industriels et immeubles à plus de 2 étages)] ; ▪ des eaux naturelles de surface ou souterraines, thermales, des lacs ou des fleuves et de ses affluents [Certificat de conformité des installations d'exploitation des eaux naturelles de surface ou souterraines, thermales, des lacs ou des fleuves et de ses affluents pour la consommation (installation de captage, de traitement et de refoulement de l'eau, installation de transport de l'eau, ...)]	Ponctuelle	0,01 % du coût de l'ouvrage ou de l'installation à certifier
VII.	Taxe sur l'autorisation d'importation, de commercialisation et de stockage de carbure de calcium		
	Taxe sur l'autorisation d'importation de carbure de calcium ▪ Personne physique ▪ Personne morale	Annuelle	500 1.500
	Taxe sur l'autorisation de commercialisation de carbure de calcium ▪ Personne physique ▪ Personne morale	Annuelle	500 1.500
	Taxe sur l'autorisation de stockage de carbure de calcium ▪ Personne physique ▪ Personne morale	Annuelle	250/site 750/site

X.	Redevance sur l'exercice d'une activité ou le service public de production, de transport, d'importation, d'exportation ou de commercialisation :		
X.1	De l'Energie Electrique - Production independante de l'électricité - Autoproduction de l'électricité - Vente de l'excédent d'énergie électrique d'autoproduction - Transport de l'électricité - Commercialisation de l'électricité - Importation de l'électricité - Exportation de l'électricité	Trimestrielle 0,0008 \$/KWh d'énergie produite et commercialisée	
		Trimestrielle 0,0004 \$/KWh d'énergie produite	
		Trimestrielle 0,0004 \$/KWh d'énergie vendue	
		Trimestrielle 0,01 x tarif de transport x quantité d'énergie transportée	
		Trimestrielle 1 % du coût de la quantité d'électricité commercialisée	
		Trimestrielle 1 % du coût de la quantité d'électricité importée commercialisée	
		Trimestrielle 1 % du coût de la quantité d'électricité exportée	

X.2	Des eaux naturelles de surface ou souterraines, thermales, des fleuves, des lacs et de leurs affluents : ▪ Production et commercialisation de l'eau de consommation par captage, traitement et refoulement des eaux naturelles de surface, des fleuves, des lacs et de leurs affluents, des eaux naturelles souterraines ou thermales ▪ Production de l'eau d'autoconsommation par captage, traitement et refoulement des eaux naturelles, de surface, des fleuves, des lacs et de leurs affluents, des eaux naturelles souterraines ou thermales ▪ Vente de l'excédent d'eau produite par les installations d'autoconsommation par captage, traitement et refoulement des eaux naturelles, de surface, des fleuves, des lacs et de leurs affluents, des eaux naturelles souterraines ou thermales ▪ Transport de l'eau de consommation ▪ Importation de l'eau destinée à la consommation ▪ Exportation de l'eau destinée à la consommation	Trimestrielle Trimestrielle Trimestrielle Trimestrielle Trimestrielle Trimestrielle	1 % du coût de la quantité [m³] d'eau produite commercialisée 0,5 % du coût de la quantité [m³] d'eau produite 0,5 % du coût de la quantité [m³] d'eau Vendue 1 % du coût d'utilisation du réseau pour la quantité d'eau transportée 1 % de la valeur de la quantité d'eau importée 1 % de la valeur de la quantité d'eau exportée
X.3	Redevance sur les activités des intervenants pour les prestations des services ou la fourniture des matériels, appareillages et équipements des installations de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité ou des installations de captage, traitement, refoulement et transport de l'eau destinée à la consommation ainsi que la fourniture des produits de potabilisation – personnes morales ou physiques non établies en RD Congo à permis homologués – personnes morales ou physiques de droit congolais	Par tranches de paiements contractuels Annuelle	0,75 % du coût des prestations 0,75 % du coût des prestations

XI.	Redevance sur : ▪ l'utilisation de la ressource énergétique par les infrastructures de production de l'électricité d'intérêt national : – eaux turbinées – autres ressources renouvelables (<i>rayonnement solaire, éolien, biomasse, gaz autres que ceux des hydrocarbures ...</i>) – énergies non renouvelables et polluantes ▪ l'exploitation des eaux naturelles de surface ou souterraines, thermales, des lacs ou du fleuve et de ses affluents	Annuelle Annuelle Annuelle Annuelle	5 \$/GWh produit 2 \$/GWh produit 10 \$/GWh produit 0,001 \$/m³ produit
XII.	Frais d'instruction des dossiers des requérants, d'arbitrage, de rémunération des services de l'Autorité de régulation : ▪ Du secteur de l'électricité (ARE) ; du secteur de l'eau ; des services attirés : 1. Dossier d'agrément 2. Dossier d'homologation 3. Demande de concession 4. Demande de licence 5. Demande d'accès au statut de client éligible 6. Demande de validation des études 7. Arbitrage de différend entre opérateurs 8. Arbitrage de différend d'un client HT avec un opérateur 9. Arbitrage de différend d'un client MT avec un opérateur	Mensuelle Ponctuelle	0,001 \$/kWh 0,001 \$/kWh 0,0015 \$/kWh 0,0020 \$/kWh 60 100 150 150 100 50 50 50 50

XIII.	Taxe sur l'autorisation d'importation, de commercialisation et de stockage des gaz autres que les hydrocarbures : • Gaz comprimés, liquéfiés ou dissous tels que : Acétylène, Arsine germane, Phosphine, Silbène, Monosylane, séléniure ; • Gaz naturels : Oxygène, Ammoniac, Anhydride carbonique ou dioxyde de carbone, Anhydride sulfureux, Hydrogène, Azote, Carbogène, Monoxyde de carbone, Ozone, Biogaz, Brome ; • Gaz rares : hélium, xénon, argon, krypton, néon, radon ; • Gaz frigorigènes non polluants. a. Taxe sur l'autorisation d'importation – Personne physique – Personne morale b. Taxe sur l'autorisation de commercialisation – Personne physique – Personne morale c. Taxe sur l'autorisation de stockage – Personne physique – Personne morale		
		Annuelle	500 1.500
		Annuelle	500 1.500
		Annuelle	250/site 750/site

d. Ministère de l'énergie

A) Références

- Décret n° 15/009 du 28 avril 2015 portant mesures d'allègements fiscaux et douaniers applicables à la production, à l'importation et à l'exportation de l'énergie électrique.
- Arrêté ministériel n° CAB/MIN-ENRH/11/073/2016 du 12 Novembre 2016 fixant les dispositions pratiques relatives au décret n°15/009 du 28 Avril 2015 portant mesures d'allègements fiscaux et douaniers applicables o la production, à l'importation et à l'exportation de l'énergie électrique.

B) Dispositions du décret.

L'énergie électrique de la position tarifaire 2716.00.00 est soumise aux tarifs des droits et taxes à l'importation et à l'exportation institués par les Ordonnances-lois n° 011/2012 et 012/2012 du 21 septembre 2012.

L'énergie électrique bénéficie de la suspension de la perception des droits de douane et de la taxe sur la valeur ajoutée à l'importation.

Elle est soumise au paiement des droits de douane de 1% à l'exportation.

Les biens d'équipements, matériels, outillages et pièces détachées, importés et destinés exclusivement à la production de l'énergie électrique bénéficient de la suspension de la perception des droits de douane et de la taxe sur la valeur ajoutée à l'importation.

Le bénéfice des avantages prévus ci-dessus est subordonné à l'approbation, par le Ministre ayant les Finances dans ses attributions, de la liste des biens à importer, après avis des Ministres ayant respectivement les Mines et l'Energie dans leurs attributions, lorsque lesdits biens sont importés par le titulaire des droits miniers.

La durée des avantages douaniers et fiscaux visés par le présent Décret est de quatre (4) ans.

L'énergie électrique produite, importée ou exportée est soumise aux contrôles légaux et réglementaires en vigueur, notamment en ce qui concerne les aspects normatifs applicables.

C) Dispositions de l'arrêté

Sont concernés par la suspension de la perception des droits de douane et de la taxe sur la valeur ajoutée à l'importation accordée par le décret n° 15/009 du 28 avril 2015, jusqu'au 27 avril 2019, les biens et fournitures ci-après:

1. l'électricité importée exclusivement pour l'alimentation électrique des usines d'exploitation minière des opérateurs de ce secteur et l'industrie locale ;
2. les matériels, équipements, outillages ainsi que les pièces détachées et de rechange ainsi que les ensembles de pièces et machines compactes importés et destinés exclusivement aux centrales ou unités de production locale de l'énergie électrique ,
3. les matériels et équipements destinés à l'implantation des lignes ou à l'amélioration qualitative et quantitative du flux d'énergie pour l'alimentation des consommateurs ,
4. les centrales solaires et groupes ou centrales thermiques de production de l'énergie électrique à usage industriel et les kits solaires des projets publics ,

5. les carburants, lubrifiants et réfrigérants destinés exclusivement à l'alimentation ou à la consommation des centrales de production de l'énergie électrique destinée à l'industrie.

Sont éligibles aux avantages prévus dans le décret n ° 15/009 du 28 avril 2015 :

1. Les opérateurs du secteur d'électricité en ordre avec la réglementation en vigueur ;
2. Les titulaires des droits miniers en règle avec la réglementation en vigueur L les projets industriels et d'investissement dûment reconnus ;
3. Les fournisseurs des biens et équipements sous contrats valides pour des projets de l'Etat ou des opérateurs économiques susmentionnés.

Le bénéfice des avantages du décret n ° 15/009 du 28 avril 2015 est accordé par le Ministre ayant les finances dans ses attributions.

L'approbation du Ministre des Finances est sollicitée après examen du dossier et avis favorable du Ministre ayant l'électricité dans Ses attributions.

Les éléments à soumettre à l'examen du Ministre en charge du secteur de l'électricité comprennent :

2. La requête du titulaire de l'infrastructure ou du projet, propriétaire ou gestionnaire dûment mandaté ;
3. Le dossier administratif du requérant et de présentation du projet ;
4. Le dossier technique du projet comprenant notamment :
 - la présentation descriptive du projet ;
 - les spécifications techniques des biens, matériels et équipements susvisés,
 - la liste exhaustive énumérative et quantitative des fournitures dont question,
5. Les documents d'importation, notamment :
 - les documents d'achat identifiant le propriétaire et le fournisseur ou le fabricant ;
 - les certificats de vérification préalable à l'importation et de transport dans les pays de provenance.

L'exportation, la revente et l'utilisation à d'autres fins de tout produit bénéficiant des avantages accordés par le décret n ° 15/009 du 28 avril 2015 sont strictement prohibées.

Le contrevenant est passible de sanctions, conformément aux dispositions légales en vigueur.

L'énergie électrique produite, importée ou exportée ainsi que les biens, équipements, matériels, outillages et pièces de rechanges bénéficiant des avantages du décret n ° 15/009 sont soumis aux vérifications et contrôles légaux et réglementaires, notamment en ce qui concerne les aspects normatifs applicables, les quantités et le prix de l'électricité sur le marché national.

Les importateurs des biens dont ici question sont tenus de s'assurer de la conformité ces biens et équipements aux normes et standards admis en République Démocratique du Congo.

Les entreprises sous-traitantes restent assujetties à la législation fiscale et douanière (loi n° 17/001 du 08 février 2017 fixant les règles applicables à la sous-traitance dans le secteur privé, Titre V, article 25).

1.3.1.3. Déclarations à la cessation des activités

Les personnes physiques ou morales en cessation d'activités, sans s'être fait radier, selon le cas, du registre de commerce et du crédit mobilier, sont soumises au paiement d'un impôt forfaitaire fixé à :

- ✓ 500.000 FC pour les grandes entreprises ;
- ✓ 250.000 FC pour les moyennes entreprises ;
- ✓ 30.000 FC pour les entreprises de petite taille.

Par ailleurs, il sied de relever que les entreprises en cessation d'activité doivent présenter un bilan de liquidation et s'acquitter normalement de l'impôt sur les bénéfices et profits au taux de 30% sur le boni de liquidation réalisé.