

ウガンダ共和国
エネルギー鉱物開発省

ウガンダ共和国
水力開発マスタープラン
策定支援プロジェクト

ファイナルレポート

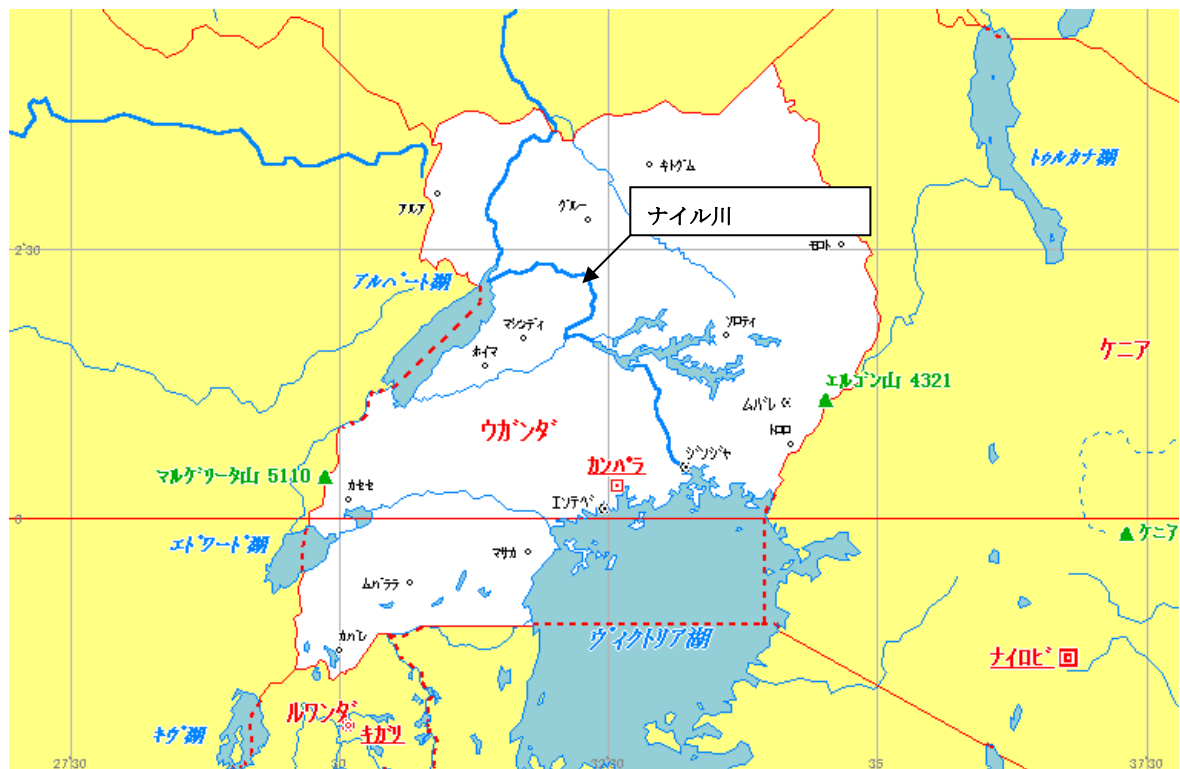
要 約

平成 23 年 3 月
(2011 年)

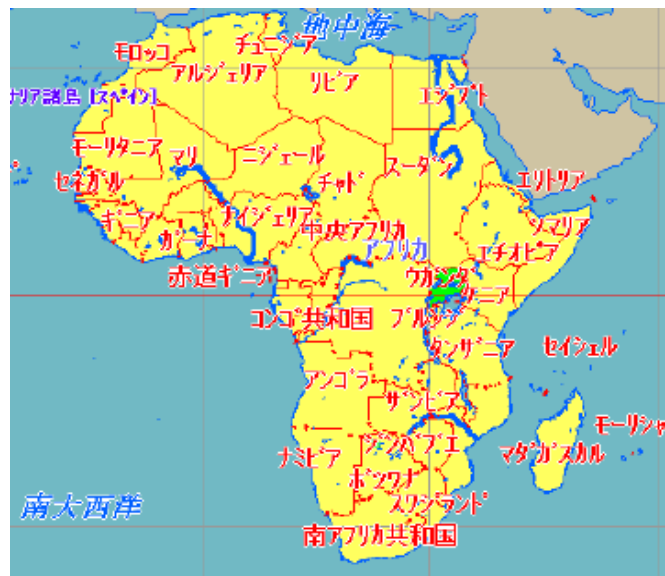
独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

電源開発株式会社
日本工営株式会社

産業
JR
11-023



Location Map





Kalagala Site



Isimba Site



Karuma Site



Oriang Site



Ayago Site



Kiba Site



Murchison Site



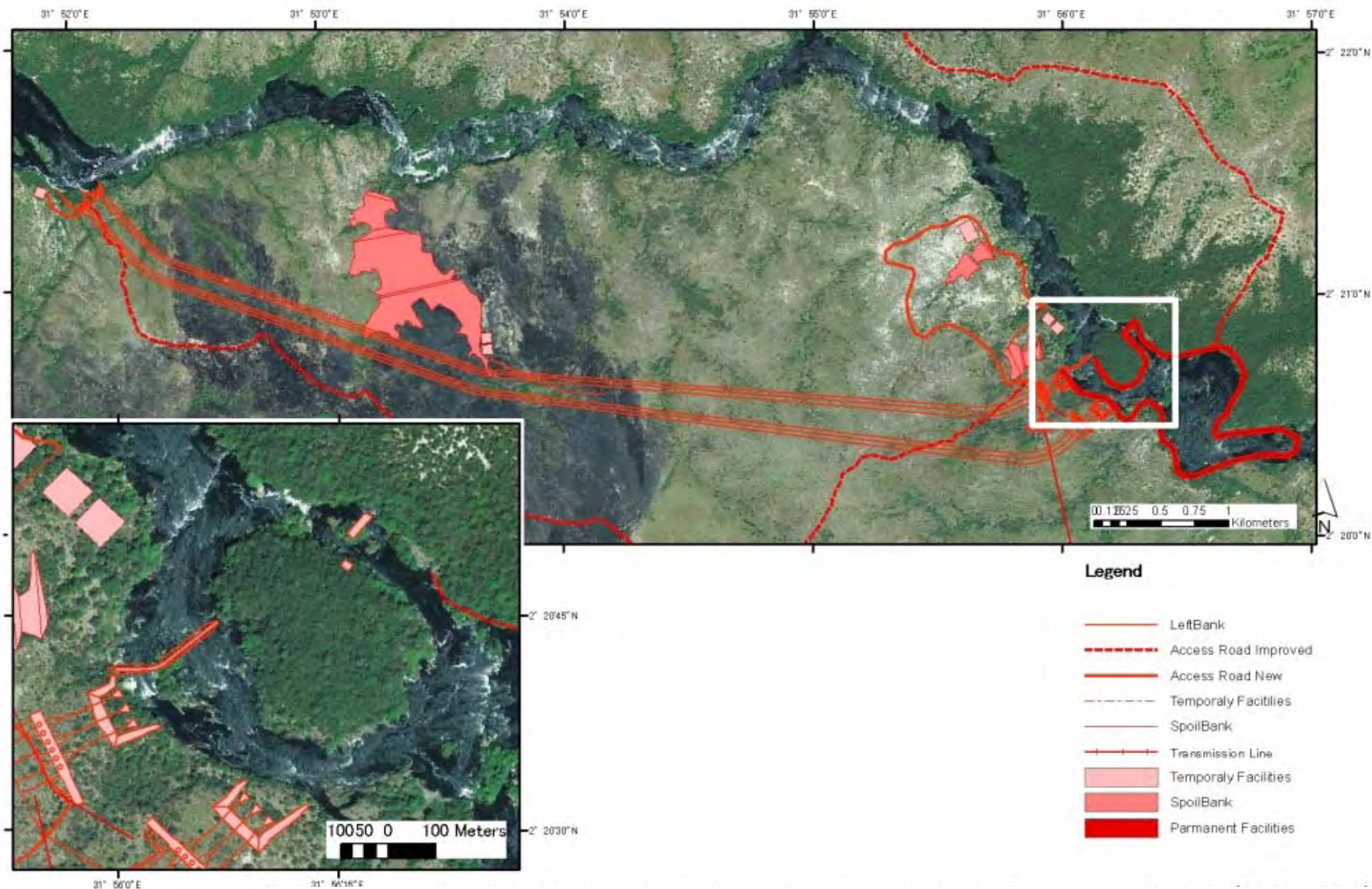
1st Stakeholder Meeting in Kampala (11 December, 2009)



2nd Stakeholder Meeting in Kampala (19 February, 2010)



3rd Stakeholder Meeting in Kampala (20 January, 2011)



Ayago Left Bank Plan

目 次

結論および提言

結 論	1
提 言	3

第 1 章 序論

1.1 調査の背景	6
1.2 調査の目的	6

第 2 章 水力開発代替電源の可能性

2.1 代替電源の可能性	7
2.2 代替電源設備の総合評価	9
2.3 水力開発の必要性	12

第 3 章 水力開発マスタープラン

3.1 水文・気象	13
3.2 環境の現況	15
3.3 地質概要	17
3.4 水力開発候補地点の発電計画緒元	17
3.5 水力開発候補地点の総合評価	19
3.6 有望計画地点および開発有望地点の選定	20

第 4 章 電力需要予測および電源開発シナリオ

4.1 電力需要想定	21
4.1.1 国内の電力需要想定	21
4.1.2 電力需要想定結果（国内＋輸出）	23
4.2 電源開発計画シナリオ	25
4.2.1 策定方針	26
4.2.2 考慮した電源開発プロジェクト	27
4.2.3 各シナリオ毎の電源開発計画の策定	27

第 5 章 開発有望地点

5.1 Ayago 地点の地形・地質	41
5.2 Ayago 地点の生物環境	41
5.2.1 調査方法	41
5.2.2 植物	42
5.2.3 哺乳類	42
5.2.4 鳥類	43
5.2.5 両生類・爬虫類	43
5.2.6 昆虫類（蝶類）	43
5.2.7 魚類	43
5.3 Ayago 地点の社会環境	43
5.3.1 行政区	43
5.3.2 土地利用と土地所有	44
5.3.3 人口	44

5.3.4	民族	45
5.3.5	国内避難民	45
5.3.6	地域経済	45
5.3.7	教育	46
5.3.8	保健	46
5.3.9	水の利用	46
5.3.10	観光業	47
5.3.11	国立公園と周辺住民の関わり	50
5.4	最適レイアウト検討	50
5.5	総合評価・最適レイアウト案の決定	54
5.6	最適規模の検討	54
5.7	設計	56
5.7.1	主要構造物の概要	56
5.7.2	Ayago 水力発電プロジェクトの概要図	57
5.7.3	送電設備	59
5.8	工事計画および工事費	61
5.8.1	工事工程	61
5.8.2	工事費	64
5.8.3	プロジェクトの総工事費	64
5.8.4	段階開発における工費費	65
第 6 章	環境社会配慮	
6.1	戦略的環境アセスメント	67
6.2	河川維持流量	67
6.3	情報公開とステークホルダー協議	68
6.4	下流国・周辺国への配慮と国際河川問題	69
第 7 章	事業実施計画	
7.1	実施方式	71
7.2	実施工程	71
第 8 章	課題と提案	
8.1	環境社会配慮	75
8.2	設計	78
8.3	施工計画・積算	78
8.4	F/S の業務体制について	79

表リスト

Table 2.1-1	Outline of Energy Source.....	7
Table 2.1-2	Development Potential of the Renewable Energy	8
Table 2.1-3	Nuclear Power - Prospective Nuclear Holder Country	9
Table 2.2-1	General Evaluation of various energy sources.....	10
Table 3.1-1	Major Lakes in Uganda.....	14
Table 3.2-1	Number of IUCN Red List species in UGANDA.....	15
Table 3.4-1	Potential Hydropower Development Project in Victoria Nile River.....	19
Table 4.1.1-1	Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh).....	21
Table 4.1.1-2	Result of Domestic Power Demand Forecast (MW).....	22
Table 4.1.2-1	Result of Demand Energy Forecast (GWh).....	24
Table 4.1.2-2	Result of Demand Power Forecast (MW).....	25
Table 4.2-1	Case of Scenario of Power development Plan	26
Table 4.2.2-1	Large Hydropower Projects	27
Table 4.2.3-1	Hydropower Development Plan (Scenario I).....	27
Table 4.2.3-2	Energy Demand and Supply Balance (Scenario I).....	28
Table 4.2.3-3	Hydropower Development Plan (Scenario II)	30
Table 4.2.3-4	Energy Demand and Supply Balance (Scenario II)	30
Table 4.2.3-5	Hydropower Development Plan (Scenario III)	32
Table 4.2.3-6	Demand and Supply Balance (Scenario III, Low Case)	32
Table 4.2.3-7	Hydropower Development Plan (Scenario IV).....	34
Table 4.2.3-8	Demand and Supply Balance (Scenario IV)	34
Table 4.2.3-9	Hydropower Development Plan (Scenario V)	36
Table 4.2.3-10	Demand and Supply Balance (Scenario V).....	37
Table 4.2.3-11	Major Power Development Plan (Scenario VI)	39
Table 4.2.3-12	Demand and Supply Balance (Scenario VI)	39
Table 5.3.3-1	Population Estimates of Survey Area C by Sex, 2010.....	45
Table 5.3.7-1	School Attendance in Survey Area C, 2002.....	46
Table 5.3.7-2	Literacy Rate in Survey Area C, 2002	46
Table 5.3.9-1	Distance to Nearest Water Sources of Households by Sub County	47
Table 5.3.10-1	Murchison Falls National Park Tourism Revenue in 2009	47
Table 5.3.10-2	Classification of Management Zones of Murchison Falls Protected Area.....	49
Table 5.4-1	Principal Feature of Alternative Layouts at Ayago Site	53
Table 5.5-1	Result of Evaluation.....	54
Table 5.6-1	Optimization Study on Development Scale of Ayago Hydropower Project.....	55
Table 5.8.3-1	Approximate Project Construction Cost	65
Table 5.8.4-1	Project Construction Cost	66
Table 7.1-1	Financial Plan	71

図リスト

Figure 2.2-1	Evaluation Results (Neutral Case).....	11
Figure 2.2-2	Evaluation Results (Priority for Environment Case)	11
Figure 2.2-3	Evaluation Results (Priority for Economy Case).....	11
Figure 2.3-1	Power Balance in Year 2023 by GDP2009-2025.....	12
Figure 3.1-1	Watershed Boundary in the Uganda.....	13
Figure 3.1-2	Major Rivers and Lakes in Uganda	14
Figure 3.1-3	Flow Duration Curve of the Lake Kyoga and Lake Victoria Outflow.....	15
Figure 3.2-1	Number of IUCN Red List species in UGANDA.....	16
Figure 3.2-2	Distribution of endangered species (Mammal and Amphibian)	16
Figure 3.2-3	Protected Area in UGANDA	17
Figure 3.4-1	Profile of Major Rivers, Lakes and Hydro Site in Uganda.....	18
Figure 3.4-2	Integrated Hydropower Development Plan in Victoria Nile River	18
Figure 3.5-1	Evaluation of each site.....	20
Figure 3.6-1	Demand and Supply Balance up to 2023.....	20
Figure 4.1.1-1	Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh).....	22
Figure 4.1.1-2	Result of Domestic Power Demand Forecast (MW).....	23
Figure 4.1.2-1	Result of Demand Energy Forecast (GWh)	24
Figure 4.1.2-2	Result of Demand Power Forecast (MW).....	25
Figure 4.2.3-1	Power Demand and Supply Balance (Scenario I).....	28
Figure 4.2.3-2	Energy Demand and Supply Balance (Scenario I).....	29
Figure 4.2.3-3	Power Demand and Supply Balance (Scenario II).....	31
Figure 4.2.3-4	Energy Demand and Supply Balance (Scenario II)	31
Figure 4.2.3-5	Power Demand and Supply Balance (Scenario III)	33
Figure 4.2.3-6	Energy Demand and Supply Balance (Scenario III)	33
Figure 4.2.3-7	Power Demand and Supply Balance (Scenario IV)	35
Figure 4.2.3-8	Energy Demand and Supply Balance (Scenario IV).....	35
Figure 4.2.3-9	Power Demand and Supply Balance (Scenario V)	38
Figure 4.2.3-10	Energy Demand and Supply Balance (Scenario V)	38
Figure 4.2.3-11	Power Demand and Supply Balance (Scenario VI)	40
Figure 5.2.1-1	Survey Area	42
Figure 5.3.1-1	Administrative Boundaries around Ayago Site, 2009 (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	44
Figure 5.3.10-1	Management Zones of Murchison Falls Protected Area (WGS_1984_UTM_Zone_36N).....	48
Figure 5.4-1	Alternative-1 at Ayago Site (Dam and Waterway Type)	52
Figure 5.4-2	Alternative-2 at Ayago Site (Waterway Type, Left Bank Route).....	52
Figure 5.4-3	Alternative-3 at Ayago Site (Waterway Type, Right Bank Route).....	52
Figure 5.6-1	Optimization Study on Development Scale of Ayago Hydropower Project.....	55
Figure 5.7.2-1	Outline of Ayago Hydropower Project.....	58
Figure 5.7.3-1	Transmission Line Rout Map of Ayago Project	59

Figure 5.7.3-2	Transmission Line Network of East Africa.....	60
Figure 5.8.1 1	Construction Schedule	62
Figure 5.8.1 2	Construction Schedule	63
Figure 6.2-1	Sample procedure on determine environmental flow	67
Figure 7.2-1	Flow of Implementation Plan after this Study	72
Figure 7.2-2	Implementation Plan	74

略 語 表

略 語	正 式 名 称	訳 語
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
BEL	Bujagali Energy Ltd.	ブジャガリ電力会社
CAPP	Central Africa Power Pool	中央アフリカ・パワープール
DSM	Demand Side Management	需要者の負荷管理
DWD	Department of Water Development	水開発総局
DWRM	Department of Water Resource Management	水資源管理総局
EAC	East African Community	東アフリカ共同体
EAPL	East Africa Electric Power & Lighting Company Limited	東アフリカ電力・電灯会社
EAPMP	East African Power Master Plan	東アフリカ電力マスタープラン
EAPP	Eastern Africa Power Pool	東アフリカ・パワープール
EEPCO	Ethiopian Electric Power Corporation	エチオピア電力公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EPC	Engineering, Procurement, Construction	設備一括請負契約
ERA	Electricity Regulatory Authority	電力規制庁
ERC	Energy Regulatory Commission	ケニアエネルギー規制委員会
ESKOM	The Electricity Supply Commission (ESCOM) と Elektrisiteitsvoorsieningskommissie (EVKOM) の合成語	南アフリカ電力会社
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GNI	Gross National Income	国民総所得
HIPC	Highly Indebted Poor Countries	拡大重債務返済国
IDA	International Development Association	国際開発協会
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IFC	International Finance Cooperation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IREMP	Indicative Rural Electrification Master Plan	ウガンダ地方電化マスタープラン
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KCCL	Kasese Cobalt Mine	カセセコバルト鉱山
KenGen	Kenya Electricity Generating Co. Ltd.	ケニア発電公社
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
KML	Kilembe Mines	キレンバ鉱山
KPC	Kenya Power Corporation	ケニア電力会社
KPLC	Kenya Power and Lighting Co. Ltd.	ケニア電灯・電力会社

Ksh	Kenya Shilling	ケニア・シリング
LA	Local Authority	自治庁
LCPDP	Kenya's Least Cost Power Development Plan	ケニア最小費用電力開発計画
LRA	The Lord's Resistance Army	ウガンダ反政府組織「神の抵抗軍」
MAAHF	Ministry of Agriculture, Animal, Husbandry and Fisheries	農業省
MCA	Multi-Criteria Analysis	多基準分析
M/P	Master Plan	総合的基本計画
MEMD	Ministry of Energy and Mineral Development	エネルギー鉱物開発省
MFPEd	Ministry of Finance, Planning and Economic Development	財務計画経済開発省
MOH	Ministry of Health	保健省
MOU	Minute of Understanding	覚書
MTTI	Ministry of Tourism, Trade and Industry	観光貿易産業省
MWE	Ministry of Water and Environment	水/環境省
NPA	National Planning Authority	国家計画庁
NBD	Nile Basin Discourse	ナイル川流域協議会
NBI	Nile Basin Initiatives	ナイル川流域イニシアチブ
NDF	Nordic Development Fund	ノルウエー開発基金
NBS	Net Basin Supply	正味流入量
NELSAP	Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program	
NEMA	National Environmental Management Agency	国家環境管理庁
NFA	National Forest Authority	国家森林庁
NORD	Norwegian Agency for Development Cooperation	ノルウエー開発協力庁
OJT	On the Job Training	職場内教育
PEAP	Poverty Eradication Action Plan	貧困撲滅行動計画
PPA	Power Purchase Agreement	電力供給契約
PPP	Public Private Partnership	官民提携
Pre-F/S	Pre-Feasibility Study	事業化可能性事前調査
PSIP	Power Sector Investment Plan	
PSRPS	The Power Sector Reform and Privatization Strategy	電力セクター改革・民営化戦略
PSS/E	Power System Simulator for Engineering	系統解析シミュレーションツール名
PV	Photovoltaic	太陽光発電
REA	Rural Electrification Agency	地方電化庁
REB	Rural Electrification Board	ウガンダ地方電化審議会
REF	Rural Electrification Fund	地方電化基金
RESP	Rural Electrification Strategy and Plan	地方電化戦略計画
SADC	Southern African Development Community	南部アフリカ開発共同体
SAPP	Southern Africa Power Pool	南部アフリカ・パワープール
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	集中制御監視装置
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダー協議

SIDA	Swedish International Development Agency	スウェーデン国際開発協力庁
TANESCO	Tanzania Electric Supply Co. Ltd.	タンザニア電力公社
UBS	Uganda Bureau of Statistics	ウガンダ統計局
UEB	Uganda Electricity Board	ウガンダ電力公社
UEDCL	Uganda Electricity Distribution Co. Ltd.	ウガンダ配電公社
UEGCL	Uganda Electricity Generation Co. Ltd.	ウガンダ発電公社
UETCL	Uganda Electricity Transmission Co. Ltd.	ウガンダ送電公社
UMEME	(スワヒリ語で「電気」を意味する言葉)	ウガンダ配電会社
Ush	Uganda Shilling	ウガンダ・シリング
ULC	Uganda Land Commission	ウガンダ土地委員会
UMD	Uganda Meteorological Department	ウガンダ気象局
UTB	Uganda Tourist Board	ウガンダ観光局
UWA	Uganda Wildlife Authority	ウガンダ野生生物公社
WAPP	West Africa Power Pool	西アフリカ・パワープール
WB	the World Bank	世界銀行
WWF	World Wildlife Fund for Nature	世界自然保護基金

結論および提言

結 論

本調査は、2009 年 11 月から 2011 年 3 月までの期間、ウガンダ国水力開発マスタープラン策定支援プロジェクトとして実施されたものである。この調査は、水力開発マスタープランの策定と、マスタープランの中で絞り込んだ開発有望地点に対するプレフィージビリティスタディ（PreF/S）の 2 段階で実施された。この調査の結果、開発有望地点として選定された Ayago 水力は技術面、経済・財務面、環境面から実施可能性が高く、ウガンダ国の電力事情を勘案すると、早急に次のステップであるフィージビリティスタディ（F/S）を実施することが望ましいと結論付けられた。以下に結論を取りまとめる。

(1) 調査の背景

ウガンダでは近年の高い経済成長を背景として電力需要が急増しており、今後も年 8% 程度の高い伸びが予測されている。またウガンダは東部アフリカ地域内における電力供給機能である東部アフリカ電力パワープールに属しており、将来的には豊富な水力資源を活用した「電力供給国」としての役割が期待されている。

一方、現況は国内では発電施設（ウガンダ国の総発電設備容量：約 600MW）の不足、水力発電所の低い稼働率（発電設備容量 409MW に対し、実最大発電能力 200MW）による慢性的な電力供給不足（最大需要 391MW に対し実最大可能供給量 387MW）が顕在化し、ひいては東部アフリカ電力パワープール強化の阻害要因の一つとなっている。

こうした状況に対し、ウガンダ政府は新規電源の開発や送配電網の拡充を含む電力インフラ開発を重要課題とし、今後の経済成長を支えるための安価で安定的な電力供給を確保し、現在 10% 程度の電化率を 2014/2015 期までに 20% まで引き上げることを、国産エネルギー（水力）の活用を中心とする方策により達成することを目指している。また、近隣国（ケニア等）への輸出を通じた外貨獲得の手段として、国内での水力開発を積極的に進めることとしている。（出典：GDP2009-2025、NDP2014/2015）

(2) 開発有望地点の選定

本調査では、JICA の環境ガイドラインに沿った形で戦略的環境アセスメント（SEA）を実施した。まず代替電源として、地熱、ディーゼル火力、太陽熱、風力、バイオマス、原子力発電を比較し、水力発電の優位性を検証した。引き続き、Kalagala、Isimba、Karuma、Oriang、Ayago、Kiba、Murchison の 7 箇所の水力開発候補地点を選定し、多面的評価手法（技術面、経済面、環境面、社会面）により絞り込みを行った。その結果、Ayago 水力、Karuma 水力、Isimba 水力が有望開発地点として選定され、Karuma 水力、Isimba 水力についてはウガンダ政府による F/S が実施中であることから、Ayago 地点を本調査で実施すべき開発地点とした。これらの結果については、ステークホルダー協議の開催による意見交換を実施し、地元関係者のコンセンサスを得るとともに、インターネットを通じ情報を開示している。選定された Ayago 水力は、常時出力 300MW、最大出力 600MW の流れ込み式水力であ

る。ウガンダ国においては、発電単価の安いベース電源が必要とされている状況にあり、また、電力輸出の観点からも、常時安定して発電できる安価な電源は、輸出用電源として価値がある。これらの点から、Ayago 水力は、電力量のみならず、その電源特性からも、ウガンダ国においてその開発の必要性は高い。

(3) 電力需要と開発計画

ウガンダ国での電力需要予測（GDP2009-2025）では、2009 年から 2025 年までの電力量の伸びを年平均約 8%と想定している。調査団はこの需要想定が基本的に妥当であることを確認した。この GDP2009-2025 での需要想定を Medium ケース、伸びを 1%ずつ上下に変化させたものをそれぞれ High ケース、Low ケースと設定し、それに加えケニアへの電力輸出を考慮したケースとウガンダ国の国家目標値に対しての検討ケース（2 ケース）を加えた計 6 ケースに対して電源開発計画を策定した。その結果、Ayago 水力については 2019 年もしくは 2020 年から 100MW ずつ段階的に 2023 年頃までに 300MW を開発する必要があるとの結論を得た。

(4) Ayago 水力計画の概要

開発有望地点として選定された Ayago 地点において、ダム水路案、流れ込み水路（右岸）案、流れ込み水路（左岸）案の 3 つのレイアウトを技術、経済、環境並びに社会面から比較検討し、流れ込み水路（左岸）案が最適であるとの結論を得た。

Ayago 水力計画の主要緒元は以下のとおりである。

総落差	87m
最大使用水量	840m ³ /s
年間発生電力	4,095GWh
堰	コンクリート重力式 高さ 15 m、堤頂長 250 m
導水路トンネル	コンクリート巻立式 条数 6 本、延長 113 m/条
水圧管路	条数：6 本－12 本、延長 85 m/条
放水路	コンクリート巻立式 条数 6 本、延長 7,400-7,890 m
発電所	地下式 幅 23 m×高さ 40 m×長さ 150 m ×2 基
水車	立軸フランシス水車 51 MW/unit × 12 units
発電機	55.5MW /unit × 12 units

なお、600MW に対する概算工事費は、準備工事費、環境対策費、土木工事費、水力機械設備費、電気機器設備費、送電設備費、技術・管理費および予備費を含み 2010 年ベースで約 US\$1,600 mil.である。工事期間は 5 年 6 ヶ月と想定される。

(5) 経済・財務評価

電力需要想定を Medium ケースとしたシナリオ I とケニアへの電力輸出を想定したシナリオ IV に対し、経済・財務評価を実施した。経済性評価は保証出力である 300MW までの開発を対象とし、代替火力の費用を便益として評価を行った。その結果、シナリオ I では EIRR が 24.36%、シナリオ IV では 24.44%と資本の機会費用である 10%を上回っており、両ケースともに経済的にフィージブルであることが確認された。

また、財務評価の結果でも、売電単価 6¢/kWh の場合、シナリオ I では FIRR が 12.83%、シナリオ IV では 18.46%となり、キャッシュフロー分析においても、シナリオ I では DSCR が 2.68、シナリオ IV では 3.75 となり、事業採算性および返済可能性を確保していることが認められた。

提 言

Ayago 水力は、年率 8%以上の電力需要増を賄うことができる貴重な国産エネルギーである。Ayago 水力の開発は、ウガンダ国の電力安定供給に寄与するのみならず、開発によって発電単価が売電単価より高い状況にあるディーゼル火力を休止でき、かつ年間約 500kt 以上の CO2 削減を期待できる。また、東アフリカパワープールにおける電力輸出シナリオに沿った開発が実現した場合には、外貨獲得による経済効果も望むことができる。

しかしながら、資金的にも人材能力的にもウガンダ国の現状の能力を大幅に超えた巨大プロジェクト（カルマ、イシンバ、アヤゴ）が次々と計画されており、2020 年までの今後の世界経済の動向やウガンダ国の動向、そして地球環境の変動や不確実性などを考慮すると、資金面、環境面、実施体制面に多くの不確実性と課題が存在する。このため、開発にあたっては、ウガンダ国の能力向上に配慮するとともに、今後の状況の変化に柔軟に対応した取り組みが必要である。

上記を踏まえた上で、今後のフィージビリティスタディに向けて提言および留意事項を以下に述べる。

(1) 環境影響評価

Ayago 地点は、国立公園内に位置しているため、住民移転等の社会的影響が少なくすむ一方、自然環境に対しては十分な調査と対策が必要となる。今回の PreF/S においては、可能な限り自然環境への影響を少なくするため、流れ込み式や地下発電所並びにトンネル水路等を採用した。しかしながら、今回行った環境評価は限定的なものであるため、フィージビリティスタディにおいては、ウガンダ国の法律およびドナーのガイドラインを満足する十分な環境影響評価を行う必要がある。特に、減水区間における維持流量については、川幅や水深の変化に伴う動植物への影響を評価し、上下流の他の発電所開発における累積的影響も含めて、関係機関と十分協議のうえで決定する必要がある。また、ウガンダ国においては国立公園が重要な観光資源となっていることから、開発と観光の両立については特に配慮する必要がある。更にナイル川が国際河川であることを鑑みて、下流国に対し、開発計画について十分な説明責任を果たすことが望まれる。

(2) 段階開発

Ayago 水力は流れ込み式であるため、出力は年間 90%の稼働を保証する保証出力 300MW と、水量の多い時にのみ発電可能な二次電力（300MW）に分かれる。一般に、火主水従の供給能力をもつ系統では、二次電力は、既設火力の燃料たき減らしの効果があるが、水主火従であるウガンダ国のような系統では、降雨量に左右される二次電力は信頼性が低く、国内の電源開発計画には組み込めない。

したがって、Ayago 水力の開発にあたっては、最終開発規模を 600MW とするが、当面 2020 年代前半までは 300MW を最適開発規模とし、300MW 以降の開発については、近隣国への電力輸出協議が整った時に開発を開始することを提案する。

更に開発にあたっては、電力需要の実際の伸びに合わせて 100MW 単位での段階的に実施することを推奨する。なお、この場合の概算工事費は、第 1 期 US\$436 mil、第 2 期 US\$213 mil、第 3 期 US\$213 mil、第 4 期 US\$295 mil、第 5 期 US\$221 mil、第 6 期 US\$220 mil と見込まれる。

(3) 資金調達方法

建設中の Bujagali 発電所は IPP 方式で実施され、また、現在 FS を実施中の Isimba 水力も IPP で実施することが計画されている。しかしながら、Ayago 水力はそれらに比べ資金規模が大きいため、強い輸出産業がない現在のウガンダ国の経済状況から、海外からの民間投資については良い条件での投資は期待できないと考えられる。また、段階的开发により ODA による融資を得られる可能性が高いことから ODA 方式による開発を推奨する。

(4) 組織体制整備

現在、ウガンダでは需要予測および送電線拡充計画を UETCL が担当している以外は、MEMD および HPDU (UEGCL)合わせて 10 名足らずの人員で、Karuma 水力、Isimba 水力並びに Ayago 水力の業務にあたっている。今後上記水力の設計、施工の段階に進むにあたり、このままの人員および体制では円滑な運営は困難であると考えられ、技術面、環境面、財務面で対応できる独立した組織体制の構築が望まれる。

(5) 人材育成

現在、ウガンダ国内では水力開発の実施に対応できる技術者数がかなり不足している。特に地質および土木技術者が不足しており、この業種の人材育成が急務な状況にある。そのために短期的には、外国コンサルタントの起用による OJT の実施や政府専門家派遣が最も現実的である。また長期的な視点として、水力専門講座の開設等による大学教育の充実による人材育成を提案する。

(6) 技術基準

現在、ウガンダ国内では水力開発を推進するのに必要な技術に対する基準が制定されていない状況にある。技術基準は、実際のプロジェクトを順調に遂行するうえで欠かせないものであることから、技術基準を早急に策定することを推奨する。

(7) フィージビリティスタディ実施時の提案事項

Pre F/S において実施できなかった以下の項目について、F/S 時に実施することを推奨する。

1) 環境影響評価 (EIA)

特に留意すべき事項として、自然環境においては、減水区間への対策とモニタリング、また社会環境の面では観光産業との両立や、景観への配慮(主に送電線)等があげられる。

2) 設計・施工計画のための現地調査および実験

より詳細な設計・施工計画策定のために、実地地形測量、河川測量並びに追加地質調査が必要である。また、取水口付近の流況が水生動物への影響を把握するために、水理模型実験の実施を推奨する。

3) 系統安定解析および単機容量の再検討

Pre F/S では潮流、事故電流解析を対象としたが、200km 以上の長距離送電でもあり安定度が系統の健全運転の支配要因となる可能性がある。このため F/S においては、より信頼度の高い送電系統を実現するため、系統安定度の解析を実施し、必要に応じて単機容量の再検討を行う。

第1章 序論

1.1 調査の背景

ウガンダでは近年 5%～7%の高い経済成長を背景として電力需要が急増しており、今後も年 8%程度の高い伸びが予測されている。またウガンダは東部アフリカ地域内における電力供給機能である東アフリカ電力パワープールに属しており、将来的には豊富な水力資源を活用した「電力供給国」としての役割が期待されている。

一方、現況は国内では発電施設（ウガンダ国の総発電設備容量：約 600MW）の不足、水力発電所の低い稼働率（発電設備容量 409MW に対し、実発電能力 140MW～200MW）や送電網の未整備等による慢性的な電力供給不足（最大需要 391MW に対し可能供給量 327～387MW、電化率約 10%）が顕在化し、ひいては東部アフリカ電力パワープール強化の阻害要因の一つとなっている。

こうした状況に対し、ウガンダ政府は新規電源の開発や送配電網の拡充を含む電力インフラ開発を重要課題とし、今後の経済成長を支えるための安価で安定的な電源による電力供給を確保し、国民一人当たりの電力消費量現在約 70kWh を 2040 年までに約 3,670kWh とするとともに、現在 10%程度の電化率を 2014/2015 期までに 20%まで（地方電化率の目標：現在、約 6% を 2012 年までに 10%）引き上げること、国産エネルギー（水力）の活用等により達成することを目指している。また、近隣国（ケニア等）への輸出を通じた外貨獲得の手段として、国内での水力開発を積極的に進めることとしている。（出典：GDP2009-2025、NDP2014/2015）

このような背景の下で、日本政府はウガンダ国政府の要請に基づき、同国の水力マスタープラン作成を決定した。

1.2 調査の目的

ウガンダにおける電力輸出入計画を含む長期的電源開発計画および送電開発計画と整合性のとれた水力開発マスタープラン策定を支援する。同マスタープランでは今後 15 年間の水力開発計画について技術面、環境面、経済面、資金面を勘案し優先順位付けを行い、ウガンダ政府が着実に水力開発を実施できるよう最適規模、基本レイアウト、開発方式の検討を行う。また、ウガンダ政府関係者との調査の共同実施を通じて、技術移転、人材育成を図る。同マスタープランに基づく水力開発を通じ、ウガンダにおける経済開発に必要な電力安定供給を実現するとともに、東部アフリカ地域の経済発展に必要な電力供給力向上に資することを目指す。

第2章 水力開発代替電源の可能性

2.1 代替電源の可能性

(1) 代替電源の種類と発電方法

本調査にて比較する代替電源の種類とその発電方式の概要について以下に列記する。

Table 2.1-1 Outline of Energy Source

電 源	発電方式の概要
水力発電 (大規模水力のみ) 注1)	水を高いところから低いところへ落として、その水の量と落差から生まれる力によって、発電機を回して電気を作る発電設備。
地熱発電	火山や温泉などがある地域では、地中深くにマグマ溜りがあり、この熱が地下水を加熱し、地熱貯留層を形成する。地熱発電とは、地熱貯留層から得られた蒸気でタービンを回し、発電する方式。
ディーゼルエンジン 火力発電 (重油燃料) 注2)	ディーゼルエンジンによる火力発電は、ディーゼルや石油を燃料としたレシプロ（ピストン）式のディーゼルエンジンを駆動させ、発電機を回転させ発電する方式。
太陽熱発電 注3)	太陽熱発電は電気温水器と同じ原理で、鏡などを用いて太陽光を集光し、その熱で水を蒸発させることで蒸気タービンを回転させ、発電する方式。
風力発電	風車が風を受け回転するエネルギーを発電機に直接伝えて発電する方式。
バイオマスコジェネレーション発電 注4)	木材やバイオエタノール等のバイオ燃料を燃やして高温・高圧の蒸気と、回収した熱を利用して蒸気タービンを回転させ発電する方式。
原子力発電	ウラン燃料の原子核反応時に出る熱エネルギーを得て、水を沸かし蒸気の力で蒸気タービンを回転させて発電する方式。

(Source: Study Team)

注1)：調査団は2023年までの系統の需要を満足する水力電源開発計画を目的としており、必要とされる電力需要は800MWを上回る。これらの需要を満足する為には少なくとも1地点あたり50MWクラスの開発（実際には200MW程度）が現実的であり、対象を大規模水力に限定した。小水力の開発ポテンシャルの総計は約184MWあり、大規模水力と並行して開発することが望まれるが、小流域の乾期流量は枯渇することが多々あり、系統の安定した電源供給に資するという観点からは、小水力の貢献度は低い理由から対象外とした。

注2)：ウガンダ政府はAlbert湖周辺の油田から採掘される原油精製後、排出された重油（ディーゼルは自動車等の燃料として利用）を利用したディーゼルエンジンによる火力発電計画を進めている。ウガンダ国における化石燃料を利用した火力発電計画としては、重油燃料ディーゼルエンジンは発電方式が現実的である。

注3)：注1)で述べたように、調査団が対象としているのは50MW/地点以上の大規模開である。太陽光をエネルギー源とした発電方式には、太陽電池による太陽光発電方式と、太陽熱発電方式があり、この内、50MWクラスの開発が可能なものは太陽熱発電のみである。また、ウガンダ国では太陽熱発電の計画が進められており、計画の熟度も高い理由から太陽光エネルギーを利用した発電方式として太陽熱発電を採用した。

注4)：ウガンダ国では既にバガス（サトウキビの絞りかす）を利用した50MWクラスのバイオマスコジェネレーション発電計画が進められており、比較的大規模で実現性が高い理由から、木材や廃材を利

用したバイオマスコジェネレーションを採用した。尚、バイオエタノール等のバイオ燃料は、市場での取引規模が小さく、現時点では実用段階にない理由から除外した。バイオ燃料の利用については今後の市場の動向を踏まえ適切に採用を検討する必要がある。

(2) 代替電源の開発ポテンシャル

1) 再生可能エネルギー

ウガンダ電力規制庁 (Electricity Regulatory Authority : ERA) による「The Renewable Energy Policy for Uganda (2007 年 11 月)」によれば、再生可能エネルギー (大規模水力、小水力、太陽光、バイオマス、地熱発電、泥炭、風力) の開発ポテンシャルの総計は 5,300MW と報告されている。

Table 2.1-2 Development Potential of the Renewable Energy

Energy Source	Estimated Electrical Potential (MW)
Hydro (mainly on the Nile)	2,000
Mini-Hydro	200
Solar	200
Biomass	1,650
Geothermal	450
Peat ^{注 1)}	800
Wind ^{注 2)}	-
Total	5,300

(Source: The Renewable Energy Policy for Uganda, (2007 年 11 月))

注 1) : 泥炭は再生可能エネルギー源には含まれないが、ウガンダ政府は 10%の泥炭資源の利用 (800MW の発電を 50 年間継続可能なエネルギー量に相当) を推進している。しかしながら、公平な電源比較の理由から、調査団は泥炭を化石燃料として位置づけることとした。

注 2) : ERA の調査によれば、ウガンダ国の風速はかなり緩やかで平均風速で 1.8m~4.0m/s 程度である。この程度の風速では、井戸の揚水ポンプの電源として利用されるのが現実的で、実際にカラモジャ地域のポンプ用電源として風力の導入が計画されているのみである。したがって、風力発電は限られた地域の動力用電源として利用される程度のポテンシャルしか有していない。

2) 化石燃料

ウガンダ政府の調査によれば、現時点におけるウガンダ国の原油埋蔵量は 10 億~15 億バレルと推定されている。一方、英国の石油資源開発会社 Tullow は、一日あたり 10 万~15 万バレルの原油を 25 年間に亘り採掘可能であると試算しており、石油精製後の廃油として残った重油を発電用として利用する計画を進めている。

重油燃焼による発電量は約 0.45MWh/バレルであることから推定すると、少なくとも 500MW 以上の開発ポテンシャルを見込むことができる。500MW は上記原油の埋蔵量の 1%の重油が利用可能であるという前提の基に調査団が概算した値である。

3) 原子力発電

原子力発電の開発ポテンシャルの特定は、燃料となるウランやプルトニウムの調達方

法や、核燃料廃棄物処理方法等により決定され、現段階での開発ポテンシャルの特定は困難である。目安として、原子力発電を新たに導入することを計画している国々の計画を参考にウガンダ国における原子力発電の開発ポテンシャルを推定する。下表に示す原子力開発計画により、新たに原子力発電を導入する場合、600MW～2,000MW 規模の開発が妥当と判断される。

Table 2.1-3 Nuclear Power - Prospective Nuclear Holder Country

Country	Reactors Planned		Reactors Proposed	
	No.	MWe	No.	MWe
Bangladesh	0	0	2	2,000
Belarus	2	2,000	2	2,000
Egypt	1	1,000	1	1,000
Indonesia	2	2,000	4	4,000
Israel	0	0	1	1,200
Kazakhstan	2	600	2	600
Poland	0	0	6	6,000
Thailand	2	2,000	4	4,000
Turkey	2	2,400	1	1,200
UAE	4	5,600	10	14,400
Vietnam	2	2,000	8	8,000

(Source: Reactor data: WNA to 4/1/10 IAEA- for nuclear electricity production & percentage of electricity (% e) 5/09.)

4) 電力輸入

自国にて電源開発を行わずに電力輸入のみに依存した場合、輸入電力の規模は送電線故障等による輸入電力遮断時における自国で有している非常用電源の規模により決定される。Nalubaale・Kiira 発電所及び今後運転開始される Bujagali 発電所の設備予備力が非常用電源として活用できる。これらの発電所の合計設備容量は 630MW で、合計保障出力は 323MW 程度であるから、約 300MW の発電出力を輸入電源遮断時の非常用電源として利用できる。以上から電力輸入のポテンシャルは 300MW 以下と推定される。

2.2 代替電源設備の総合評価

先にのべた代替電源の技術・経済性評価、自然環境影響評価及び社会環境影響評価の 5 段階評価結果を集計し、中立、自然・社会環境重視及び技術・経済性重視の 3 通りの重み付けを行った。その結果、Table 2.2-1 に示すとおり、水力、地熱、太陽熱が比較的高得点となった。

Table 2.2-1 General Evaluation of various energy sources

Evaluation items			Weight		Hydro	Geothermal	Diesel Engine (Heavy Oil)	Wind Power	Biomass Cogeneration	Solar Thermal	Nuclear	Energy import	
Economic and technical	Cost	Development cost (US\$/kW)	34	12	4	3	3	5	1	1	1	1	5
		Operation & Maintenance cost (US\$/kW/year)			4	5	3	3	5	3	5	1	5
		Unit cost of power generation (US\$/MWh)			4	5	5	1	5	3	1	5	1
	Development potential	Existing potential (MW)	12	4	5	3	3	1	4	2	4	2	
		Technically feasible potential at present (MW)			4	5	3	2	1	4	3	1	1
		Availability of Energy Source			4	4	5	2	1	2	3	1	1
	Construction	Survey maturity	5	3	4	3	5	1	5	5	1	1	
		Lead time for construction			2	3	2	5	1	4	4	1	3
	Operation	Initial Starting Time	4	1	5	3	4	1	3	3	2	1	
		Energy stability			1	4	5	5	1	3	1	5	3
		Power supply stability			1	4	5	3	1	2	1	2	2
		Life Span (Year)			1	5	4	3	4	4	4	4	5
	Contribution to national economy		1	1	5	5	1	3	5	3	5	3	
Environmental	Air pollution		33	4	5	5	1	4	2	4	5	2	
	Water pollution				5	3	2	3	5	3	4	2	2
	Consumption of natural resource				5	5	4	1	5	3	5	3	1
	CO2 emission				4	5	4	1	3	3	2	5	1
	Waste				4	4	3	3	5	2	5	1	2
	Water right/ water resource				5	2	4	3	5	4	4	3	3
	Impact on natural ecology				6	1	3	2	4	3	5	3	2
Social	Impact on Agriculture		33	5	2	5	5	3	1	4	5	5	
	Resettlement				5	2	5	5	3	1	5	4	5
	Impact on fishery				6	1	3	2	5	2	5	2	2
	Impact on tourism				5	1	4	5	2	5	3	3	5
	Legal aspects				4	5	3	5	5	5	1	5	5
	Human health hazard				4	2	2	2	4	2	5	2	2
	Risk of accident				4	2	4	1	5	4	5	2	1
General Evaluation		Even Case			328	363	291	344	295	368	285	264	
					B	A	C	B	C	A	C	C	
		Environment weighting case			320	367	277	367	291	378	298	261	
					B	A	C	A	C	A	C	C	
		Economic & Technical weighting Case			367	361	299	266	332	348	260	219	
					A	A	C	C	B	B	C	C	

また、各代替電源の評価点を、環境社会配慮面と、経済面の2軸グラフにプロットした結果を Figure 2.2-1～3 に示す。図より、中立、環境重視、技術・経済性重視のいずれの場合でも傾向はほぼ同じで、太陽熱発電は環境面で優れているが、技術経済面ではやや劣る。地熱発電は環境面、技術・経済性で比較的バランスがとれている。大規模水力は環境面でやや劣るものの、技術・経済性で優れていることがわかる。

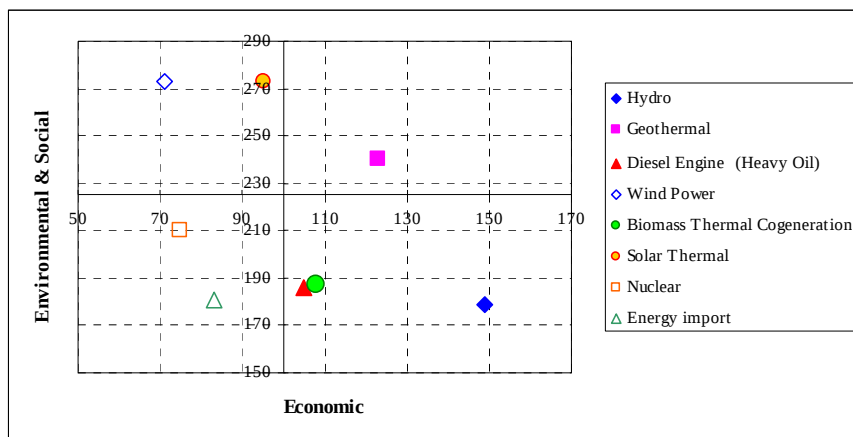


Figure 2.2-1 Evaluation Results (Neutral Case)

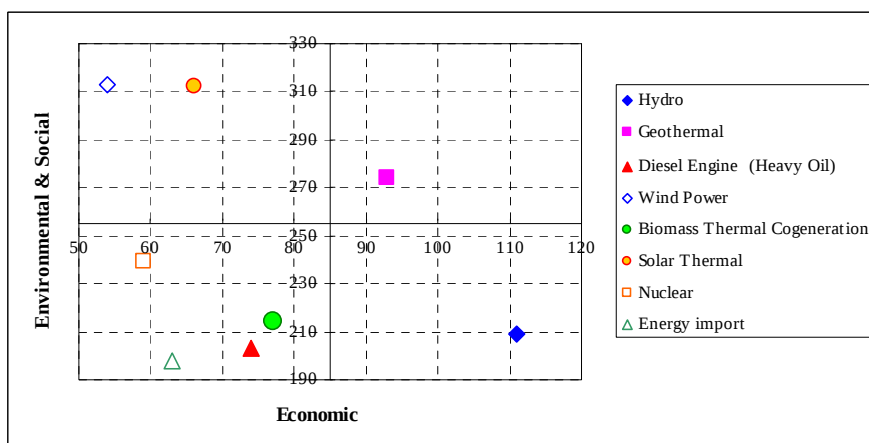


Figure 2.2-2 Evaluation Results (Priority for Environment Case)

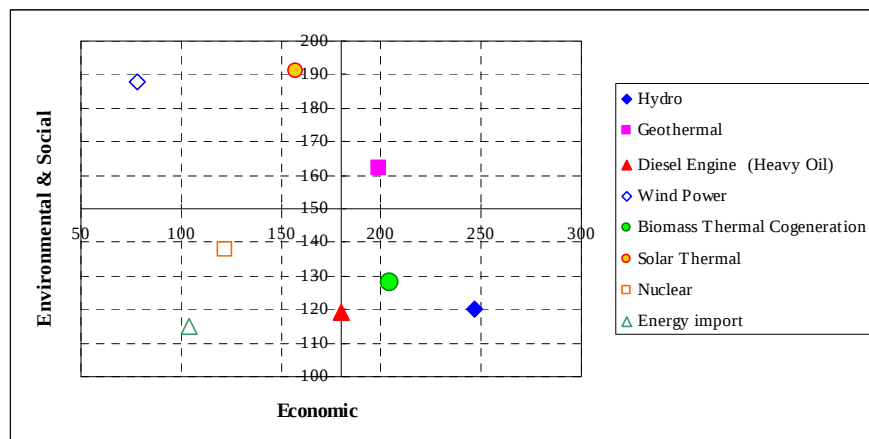


Figure 2.2-3 Evaluation Results (Priority for Economy Case)

2.3 水力開発の必要性

総合的な評価の高い地熱発電は、現時点で具体的な候補地が見つかっておらず、Figure 2.2-4 に示すとおり GDP2008-2023 時点ではウガンダ国の電源開発計画から外されている。また、雨天日数が多いウガンダ国では、夜間出力の安定度の低い太陽熱発電を、夜間のピーク電力需要を満たす電源として電源投入計画に計上することは不適切である。風力についても、必要な需要を満たすだけの適地がないのが実情である。

環境への影響を最小限に抑え信頼性の高い安定した安価な電力の供給を可能にするには、不確定要素の高い原子力発電を除く全ての電源をバランスよく開発することが望ましいが、2023 年までに 900MW 必要とされる電力需要を満足するためには、大規模水力が、ウガンダ国において最も現実的で比較優位な電源と位置づけられる。

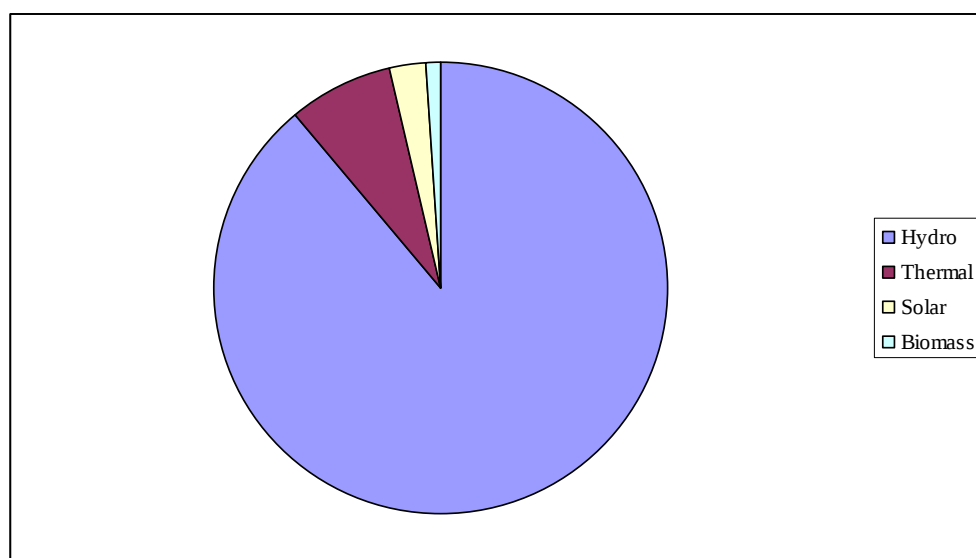


Figure 2.3-1 Power Balance in Year 2023 by GDP2009-2025

第3章 水力開発マスタープラン

3.1 水文・気象

Victoria 湖を含むウガンダ国の流域は 8 つに分かれる。8 つの流域は全てナイル川流域に属する。ウガンダ国の流域図を Figure 3.1-1 に示す。



(Source: Wet Land Department)

Figure 3.1-1 Watershed Boundary in the Uganda

Figure 3.1-1 に示すように Victoria 湖流域がウガンダ国内に占める面積が一番大きく、Kyoga 湖流域と Victoria ナイル川流域が続く。これら 3 つの流域は本調査対象地域となり、3 つの流域面積はウガンダ全流域面積の約 62% を占める。

ウガンダ国には多くの湖が存在し、湖の総面積はウガンダ国の面積の 15% を占め、湖水を含めた面積 66 km² に相当する^{注)}。ウガンダ国の主要な湖の諸元を Table 3.1-1 に示す。

^{注)} World Water Assessment Program, “Case Study: Uganda, National Water Development Report: Uganda,” 2006

Table 3.1-1 Major Lakes in Uganda

Lakes	Total Area (km ²)	Area in Uganda (km ²)	Mean Elevation above Sea level (m)	Maximum Depth (m)
Victoria	68,457	28,665	1,134	82
Albert	5,335	2,913	621	51
Edward	2,203	645	913	117
Kyoga and Kwanja	2,047	2,047	1,033	7
Bisina (Salisbury)	308	308	1,047	-
George	246	246	914	3

(Source: National Water Development Report (2006), National Environment Action Plan (1992))

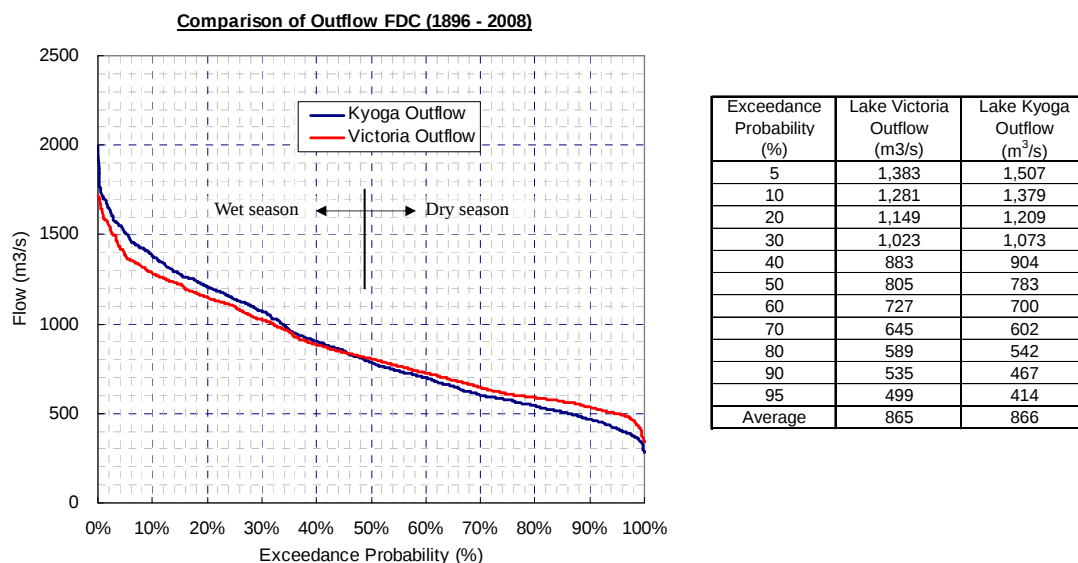
上表の Victoria 湖を水源とするナイル川を Victoria ナイルと呼ぶ。ウガンダ国の主要河川と湖の位置を下図に示す。



(Source: Wet Land Department)

Figure 3.1-2 Major Rivers and Lakes in Uganda

本調査で使用する水文量は、1896 年～2008 年の長期間観測されている Victoria 湖の水位データを基本として算定した。算定結果を Figure 3.1-3 に示す。対象となる Victoria ナイル川では残流域からの流入が無視できるほど小さいため、Victoria 湖と Kyoga 湖間の水力発電プロジェクト（Kalagala、Isimba）は Victoria 湖流出量をを使用し、Kyoga 湖と Albert 湖間の水力発電プロジェクト（Karuma、Oriang、Ayago、Kiba、Murchison）では、Kyoga 湖流出量を使用し、本調査を実施した。



(Source: Study Team)

Figure 3.1-3 Flow Duration Curve of the Lake Kyoga and Lake Victoria Outflow

3.2 環境の現況

(1) 希少な生物

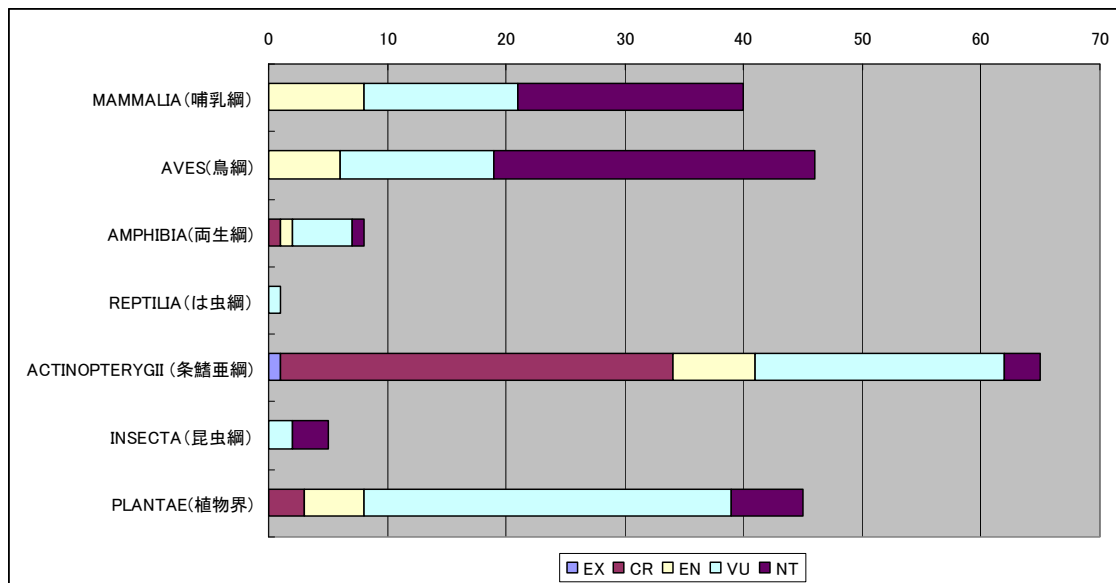
ウガンダは、世界でも最も種多様性の高い国のひとつであり、315 種の哺乳類、1,000 種以上の鳥類、1200 種の蝶類が確認されている。ウガンダで IUCN レッドリストの EX から LC に掲載されている種は、動物界植物界あわせて 1,838 種に上る。特に魚類で絶滅危惧 IA 類 (CR) とされる種が多くなっており、これはナイルパーチの Victoria 湖への放流による在来種駆逐が原因であると考えられている。哺乳類ではマウンテンゴリラなど 8 種が絶滅危惧 IB 類 (EN) に、カバやライオンなど 13 種が絶滅危惧 II 類 (VU) に挙げられている。

Table 3.2-1 Number of IUCN Red List species in UGANDA

Kingdom	Class	Red List status*						Total
		EX	CR	EN	VU	NT	LC	
ANIMALIA(動物界)	MAMMALIA(哺乳綱)			8	13	19	259	299
	AVES(鳥綱)			6	13	27	872	918
	AMPHIBIA(両生綱)		1	1	5	1	52	60
	REPTILIA(爬虫綱)				1		17	18
	ACTINOPTERYGII(条鰭亜綱)	1	33	7	21	3	87	152
	INSECTA(昆虫綱)				2	3	220	225
	GASTROPODA(腹足綱)		2	4	2	6	25	39
	BIVALVIA(二枚貝綱)		1				5	6
	CRUSTACEA(甲殻綱)			2	2		7	11
PLANTAE(植物界)			3	5	31	6	65	110
Grand Total		1	40	33	90	65	1,609	1,838

(Source: IUCN Web site (<http://www.iucnredlist.org/>))

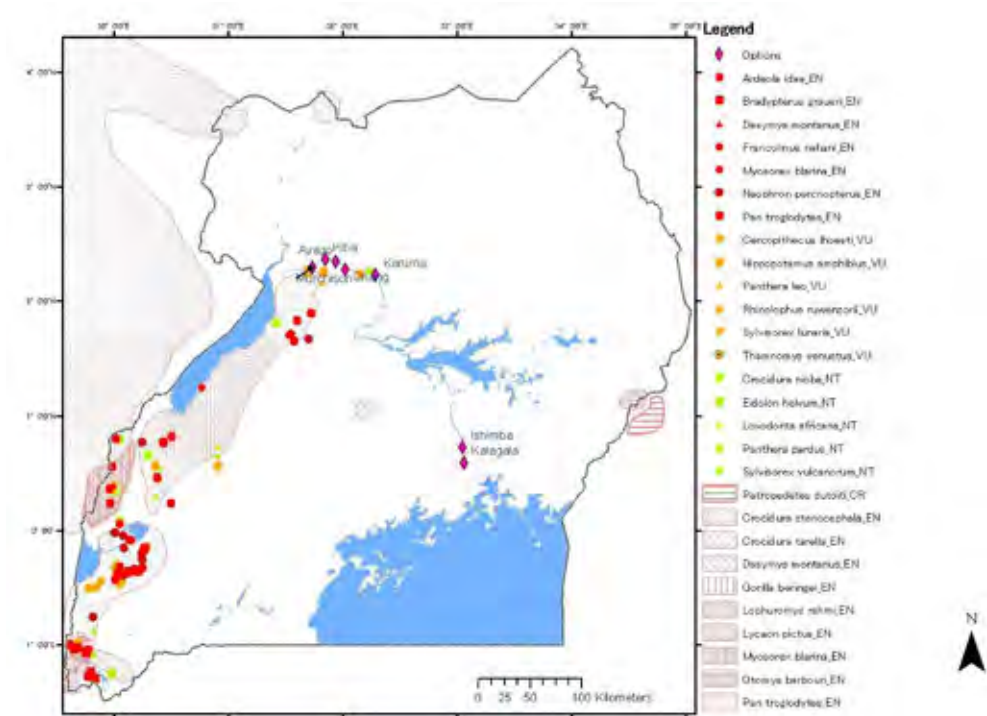
注) Extinct (EX) - 絶滅、Critically Endangered (CR) - 絶滅危惧 IA 類、Endangered (EN) - 絶滅危惧 IB 類、Vulnerable (VU) - 絶滅危惧 II 類、Near Threatened (NT) - 準絶滅危惧、Least Concern (LC) - 軽度懸念



(Source: IUCN Web site (<http://www.iucnredlist.org/>))

Figure 3.2-1 Number of IUCN Red List species in UGANDA

多くの IUCN レッドリスト掲載種は、ウガンダ国南西部の湖沼周辺に多く分布している。

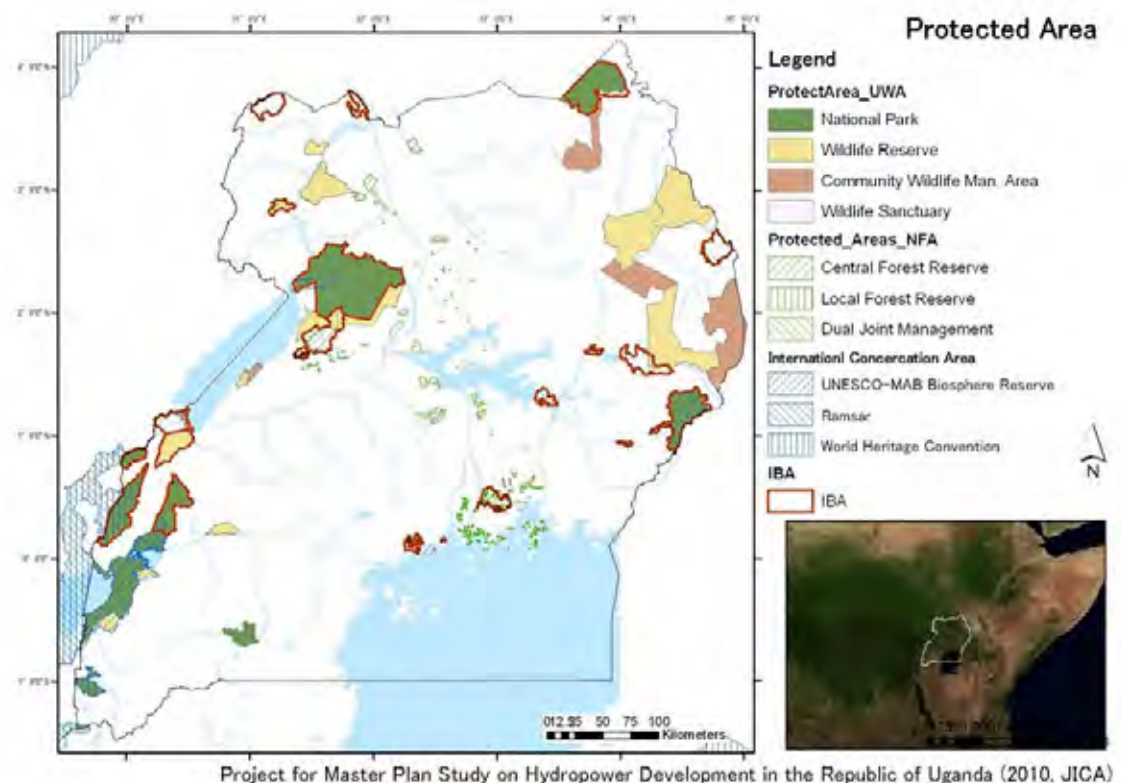


(Source: IUCN Web site (<http://www.iucnredlist.org/>))

Figure 3.2-2 Distribution of endangered species (Mammal and Amphibian)

(2) 保護区

ウガンダには国立公園、野生生物保護区、コミュニティー野生生物管理区など多くの保護区がある。最大の国立公園は Murchison フォールズ国立公園で、面積は 3,867km² (埼玉県とほぼ同じ大きさ) に及ぶ。Figure 3.2-3 にこれらの位置を示す。



(Source: Hydropower Master Plan, November 1997 および MEMD 資料、World Database on Protected Areas (<http://www.wdpa.org>) / National Forest Authority Uganda/ Nature Uganda (JICA revised))

Figure 3.2-3 Protected Area in UGANDA

3.3 地質概要

Victoria ナイル川は片麻岩からなる緩い丘陵部を蛇行しながら流下している。河川沿いの地形は、一般に両岸は 30m～50m 高の台地上を呈し、河床まで、15～25 度前後の斜面となる。河床部幅は 200m～300m が多く、岩盤が所々露頭しており、小さな滝を形成する。河床堆積物、段丘堆積物、および崖錐堆積物等の未固結堆積物は、一般に薄い。両アバットの風化は、数 m 程度のところもあるが、亀裂に沿って河床レベルまで強風化していることもある。

開発候補地点は、いずれも基盤は堅硬な岩盤から構成されており、構造物を建設する上で、大きな問題は認められない。Kyoga 湖より上流側は塊状の花崗片麻岩や塩基性片麻岩が広く分布するのに対し、下流側は片理が発達する黒雲母片麻岩が広く分布している。片理が発達した岩盤の掘削ずりは、一般にコンクリート骨材としての再利用が難しい。建設に当たっては、掘削ずりの処理および骨材のための原石山を検討する必要がある。

3.4 水力開発候補地点の発電計画緒元

Victoria ナイル川における水力開発候補地点として Figure 3.4-1 に示す 7 地点を抽出し、Victoria 湖と Kyoga 湖間の水力発電プロジェクト (Kalagala, Isimba) はピーク対応電源、Kyoga 湖と Albert 湖間の水力発電プロジェクト (Karuma, Oriang, Ayago, Kiba) はベース電力で計画した。

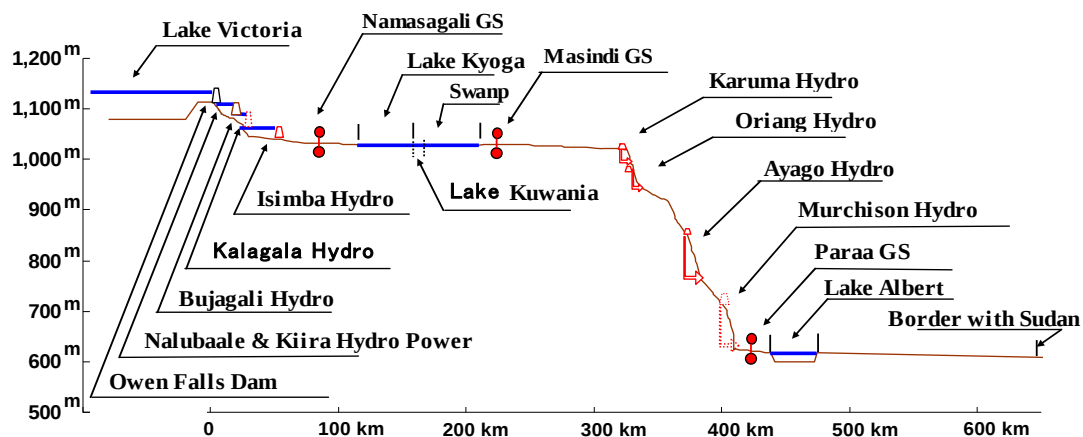


Figure 3.4-1 Profile of Major Rivers, Lakes and Hydro Site in Uganda

以下に Kalagala 地点、Isimba 地点、Karuma 地点、Oriang 地点、Ayago 地点、Kiba 地点、Murchison 地点の概要を示す。

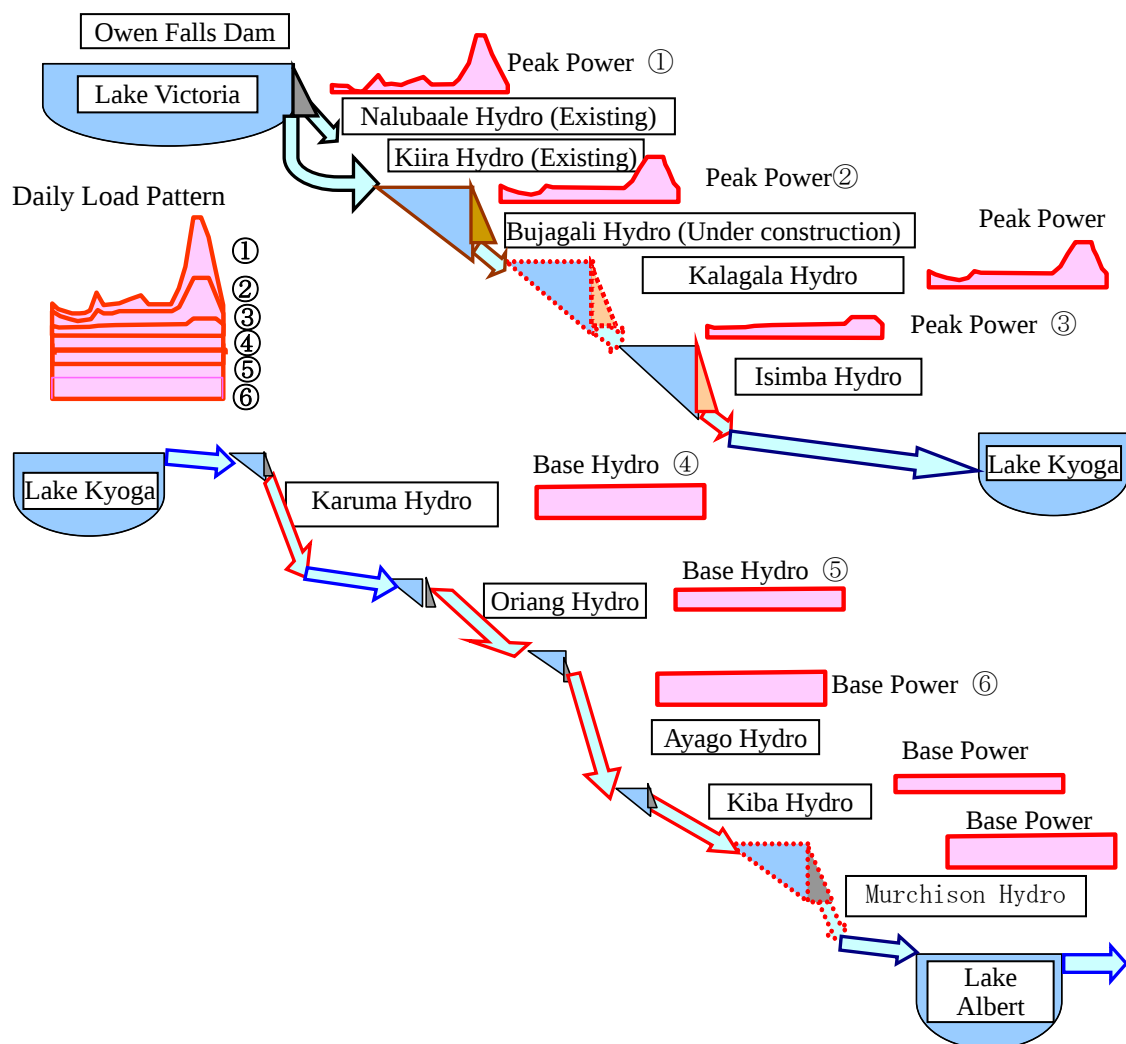


Figure 3.4-2 Integrated Hydropower Development Plan in Victoria Nile River

各候補地点の開発計画緒元を Table 3.4-1 に示す。

Table 3.4-1 Potential Hydropower Development Project in Victoria Nile River

Project	Unit	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Catchment Area	km ²	264,450	264,620	336,000	346,700	346,850	348,120	348,600
Intake Water Level	m	1,088	1,059	1,029.5	910	852	765	718
Tail Water Level	m	1,059	1,045	945	852	765	718	625
Regulating Capacity	10 ⁶ m ³	19	22					19
Head	m	29	14	84.5	58	87	47	93
Dam								
Type	-	RF/CG	RF/CG	Weir	Weir	Weir	Weir	CG
Height	m	55	16	5	5	10	5	40
Tailrace Tunnel								
Numbers of Tunnel	-	-	-	6	4	6	6	5
Diameter	m			8.40	9.80	8.40	8.40	9.00
Length	m			11,277	11,097	7,400	14,261	1,800
Power Station								
Power Discharge	m ³ /s	1,375	1,375	840	840	840	840	840
Installed Capacity	MW	330	138	576	392	612	288	648
Unit Capacity	MW	33	23	48	49	51	48	54
Numbers of Unit	-	10	6	12	8	12	6	12
Annual Energy Production								
Total Energy	GWh	1,801	752	4,145	2,768	4,357	2,066	2,314
Firm Energy	GWh	1,113	465	2,514	1,679	2,641	1,253	1,403
Annual Plant Factor								
Total Energy	%	64	65	82	81	81	82	41
Firm Energy	%	40	40	50	49	49	50	25

(Source: Hydropower Master Plan, November 1997 and MEMD)

3.5 水力開発候補地点の総合評価

水力開発候補地点の各項目の評価結果をとりまとめ、重み付けした上で合算したところ、Figure 3.5-1 に示すとおり平等ケース、環境重視ケース、社会重視ケース、経済重視ケースのいずれのケースにおいても Ayago、Karuma、Isimba が高い評価となった。ただし、この評価結果は7地点の相対的評価であり、環境影響を絶対的に評価した結果ではない。そのため、高い評価のものは、あくまでも他の地点に比べて相対的に条件が良いことを意味しており、すべての項目で問題が無いことを意味しているものではない。

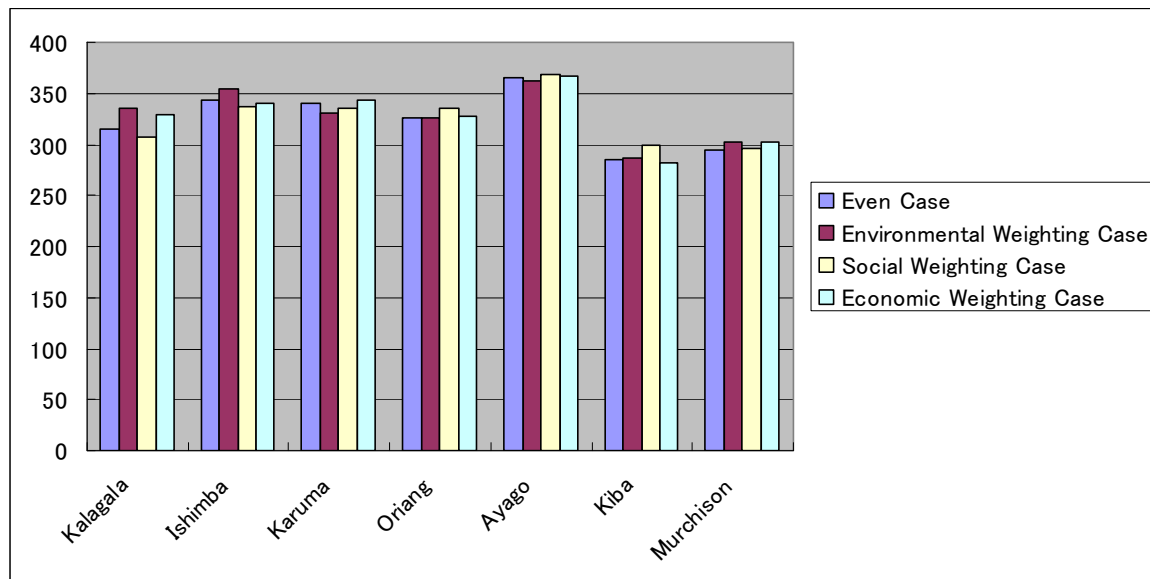


Figure 3.5-1 Evaluation of each site

3.6 有望計画地点および開発有望地点の選定

7つの水力開発候補地点から有望計画地点を絞り込むにあたり、GDP 2009-2025の需要予測によると、Figure 3.6-1に示すように輸出を考慮しない2023年の場合で1,129MWのピーク出力と6,458GWhの保証電力量、輸出を考慮する場合では1,449MWのピーク出力と8,967GWhの保証電力量の増強が必要である。この供給力増強は6.11.2に述べた開発候補地点の比較で上位ランクに評価されたAyago地点、Karuma地点、Isimba地点のうち2地点ないし3地点の開発で対応可能である。よって、これら3地点を有望計画地点に選定する。

一方、Karuma地点およびIsimba地点については、既にインドおよびドイツのコンサルタントによりフィージビリティスタディを実施している途中である。

従って、本マスタープランスタディにおける開発有望地点としてはAyago地点を選定することとする。但し、Ayago地点は、国立公園の中心部に位置するうえ、希少生物への影響も大きく、自然環境面で大きな課題が残る。そのため、今後調査を進めていく上では、これらの影響の程度を十分に把握した上で、万全な環境保全対策を施す必要がある。

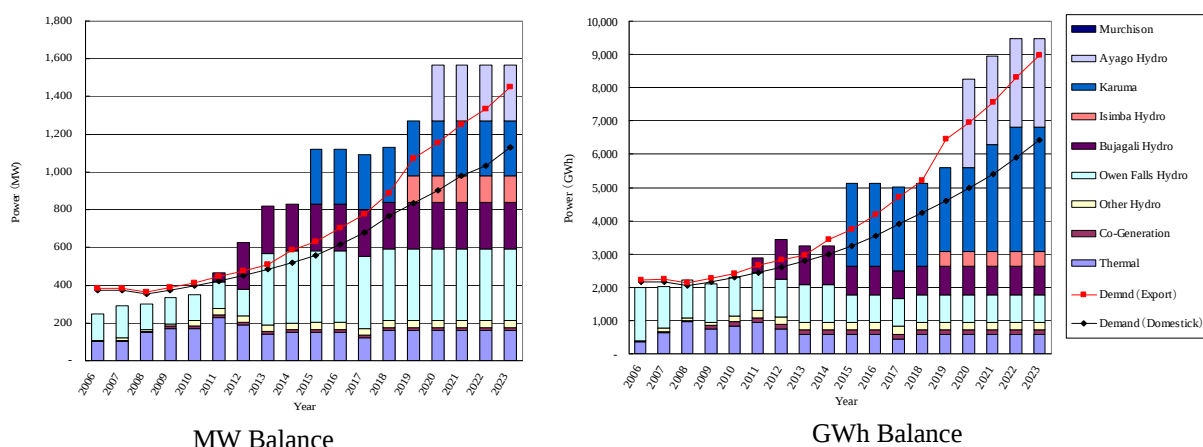


Figure 3.6-1 Demand and Supply Balance up to 2023

第4章 電力需要予測および電源開発シナリオ

4.1 電力需要想定

4.1.1 国内の電力需要想定

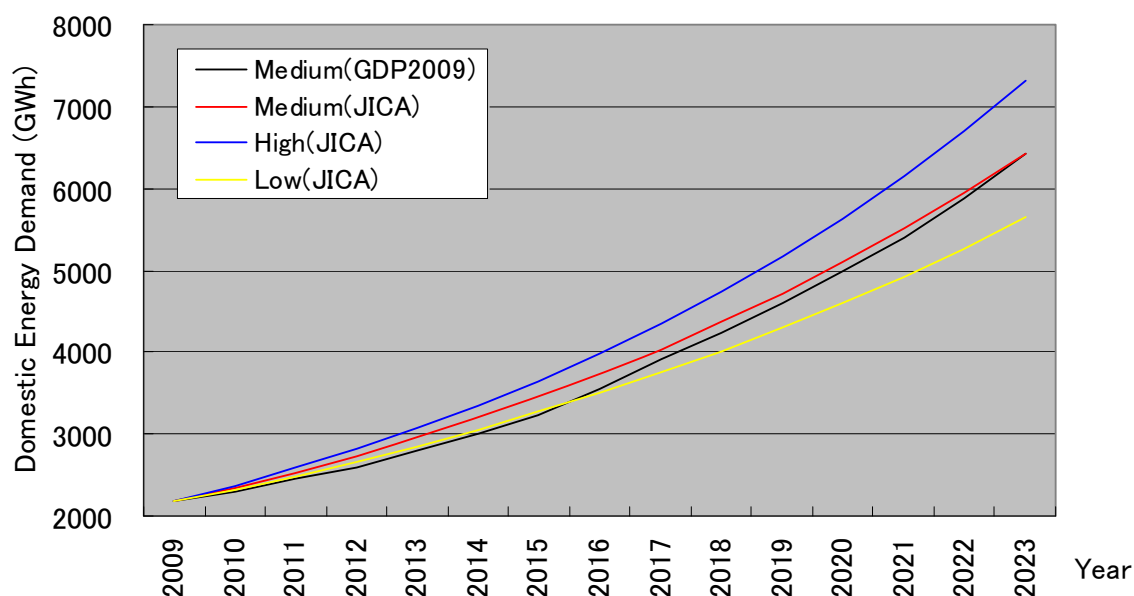
MEMD と調査団は UETCL が 2009 年に策定し 2010 年に公表された当時最新バージョンであった電力系統拡張計画 2009-2025 (GRID2009)を使用することで合意した。調査団は GDP2009 の需要想定を検証を行うべく、GDP2008 との比較や総国内生産に対する電力需要の弾性値を考慮した検討を実施し、GDP2009 に示された電力量需要定額の増加率の妥当性が検証されたので、その増加率 8.06%で 2009 年から一様に増加するケースを中位ケースとし、さらに需要変動リスク対応として中位ケースより需要増加率が 1%大きい (9.06%) 高めケース、1%小さい (7.06%) 低めケース需要を見積もる。また最大電力に関しては実績負荷率 66%が維持されるものとして算出した。

Table 4.1.1-1、Figure 4.1.1-1 に国内需要電力量の想定結果を示す。GDP2009 の増加率を妥当なものとしたため 2023 年の需要は 6,428GWh と GDP2009 の値と調査団の中位想定結果値は一致する。増加率に注目すると調査団の想定は期間を通して 8.09%と一定であり滑らかな曲線となっているが、GDP2009 では最小が 2010 年の 6.04%、最大が 2017 年の 10.16%と大きく変動している。至近年度はともかく後年度は想定精度に限界があるため大きな増加率の変動は無いものと想定するのが普通であり、GDP2009 の増加率の不連続性は不自然であると考えられる。

Table 4.1.1-1 Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GDP2009	Medium	2,171	2,302	2,449	2,595	2,793	3,003	3,232	3,554
JICA	Medium	2,171	2,346	2,535	2,740	2,961	3,199	3,457	3,736
	High	2,171	2,368	2,582	2,816	3,072	3,350	3,654	3,985
	Low	2,171	2,324	2,489	2,664	2,852	3,054	3,270	3,500
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
GDP2009	Medium	3,915	4,242	4,604	4,986	5,406	5,889	6,428	
JICA	Medium	4,037	4,363	4,714	5,094	5,505	5,949	6,428	
	High	4,346	4,740	5,169	5,637	6,148	6,706	7,313	
	Low	3,748	4,012	4,296	4,599	4,924	5,272	5,644	

(Source: Study Team)



(Source: Study Team)

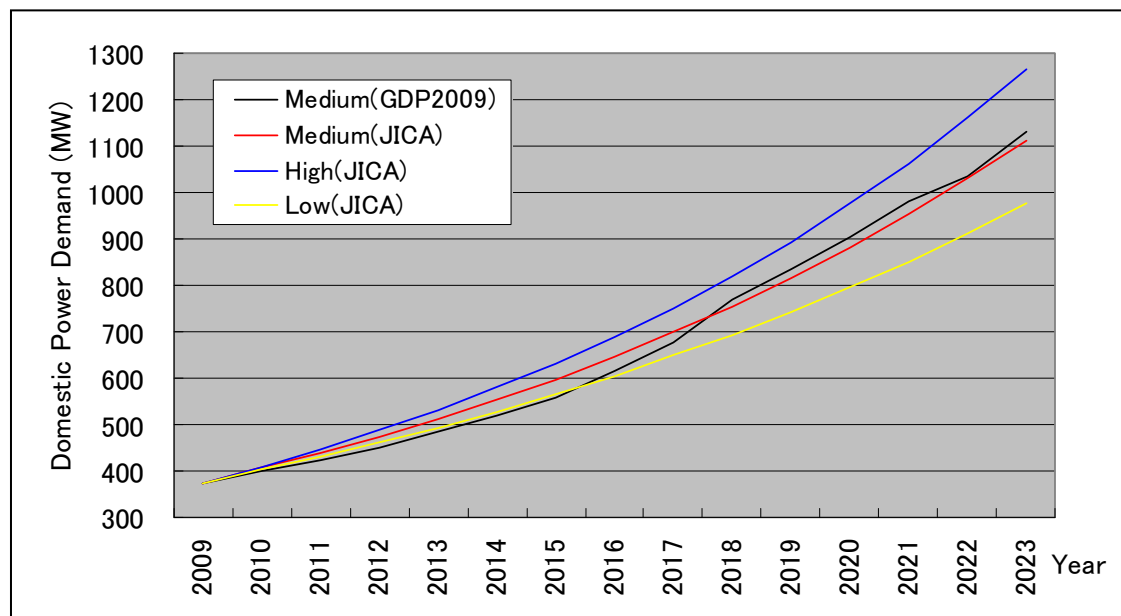
Figure 4.1.1-1 Result of Domestic Energy Demand Forecast (GWh)

Table 4.1.1-2、Figure 4.1.1-2 に国内需要電力の想定結果を示す。調査団想定と GDP2009 の両者の差は、需要電力量の想定差に起因するものに加え、年負荷率に関し調査団は全期間を通して 0.66 一定としているが、GDP2009 では前半年度 0.66、中半 0.63、後半 0.65 と変化しているためである。需要想定に際して年負荷率は緩やかに減少、あるいは増加の一定の傾向にあるとするのが通常であり、途中で減少から増加に転じることは負荷平準化対策を実施する等により実現するものであることから、ウガンダ側の想定は不自然なものと考えられる。

Table 4.1.1-2 Result of Domestic Power Demand Forecast (MW)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GDP2009	Medium	375	398	424	449	483	519	559	615
JICA	Medium	375	406	439	474	512	553	598	646
	High	375	410	447	487	531	579	632	689
	Low	375	402	430	461	493	528	566	605
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
GDP2009	Medium	677	769	834	903	980	1,034	1,129	
JICA	Medium	698	755	815	881	952	1,029	1,112	
	High	752	820	894	975	1,063	1,160	1,265	
	Low	648	694	743	795	852	912	976	

(Source: Study Team)



(Source: Study Team)

Figure 4.1.1-2 Result of Domestic Power Demand Forecast (MW)

4.1.2 電力需要想定結果（国内＋輸出）

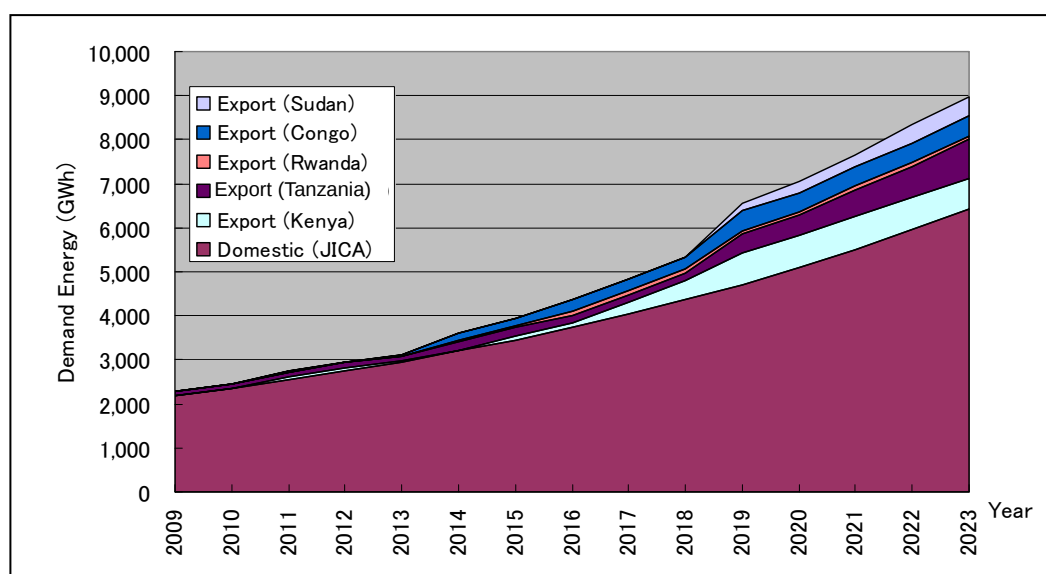
国内需要（需要中位ケース）ならびに輸出を総合した GDP2009 ならびに調査団想定 of 電力需要想定結果を電力量は Table 4.1.2-1、Figure 4.1.2-1、最大電力は Table 4.1.2-2、Figure 4.1.2-2 に示す。

GDP2009 と JICA 調査団との差異は国内需要のみで輸出には違いが無い。輸出は電源開発の進展に合わせ余剰を輸出に振り向けるとの GDP2009 の考えを修正せずにそのまま採用したものであり、電源開発年度を変更すれば当然輸出も変更されるべきである。2023 年の負荷率は、国内需要 66%（JICA 調査団）であるが、高い輸出 91%が底上げし総合で 71%となる。

Table 4.1.2-1 Result of Demand Energy Forecast (GWh)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Domestic	Forecasted by JICA	2171	2346	2535	2740	2961	3199	3457	3736
	GDP2009	2171	2302	2449	2595	2793	3003	3232	3554
Export	Kenya	10	10	88	88	13	26	102	102
	Tanzania	88	88	96	105	114	175	175	175
	Rwanda	9	9	9	9	4	44	44	88
	Congo			9	18	26	175	175	263
	Sudan			0	0	0	0	0	0
Total	Forecasted by JICA	2278	2453	2737	2959	3118	3620	3953	4363
	GDP2009	2278	2409	2651	2814	2951	3424	3728	4181
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Domestic	Forecasted by JICA	4037	4363	4714	5094	5505	5949	6428	
	GDP2009	3915	4242	4604	4986	5406	5889	6428	
Export	Kenya	263	438	701	745	745	745	701	
	Tanzania	175	175	438	438	613	701	876	
	Rwanda	88	88	88	88	88	88	88	
	Congo	263	263	438	438	438	438	438	
	Sudan	0	0	175	263	263	438	438	
Total	Forecasted by JICA	4825	5326	6554	7065	7651	8358	8969	
	GDP2009	4703	5206	6444	6957	7552	8298	8969	

(Source: Study Team, GDP2009)



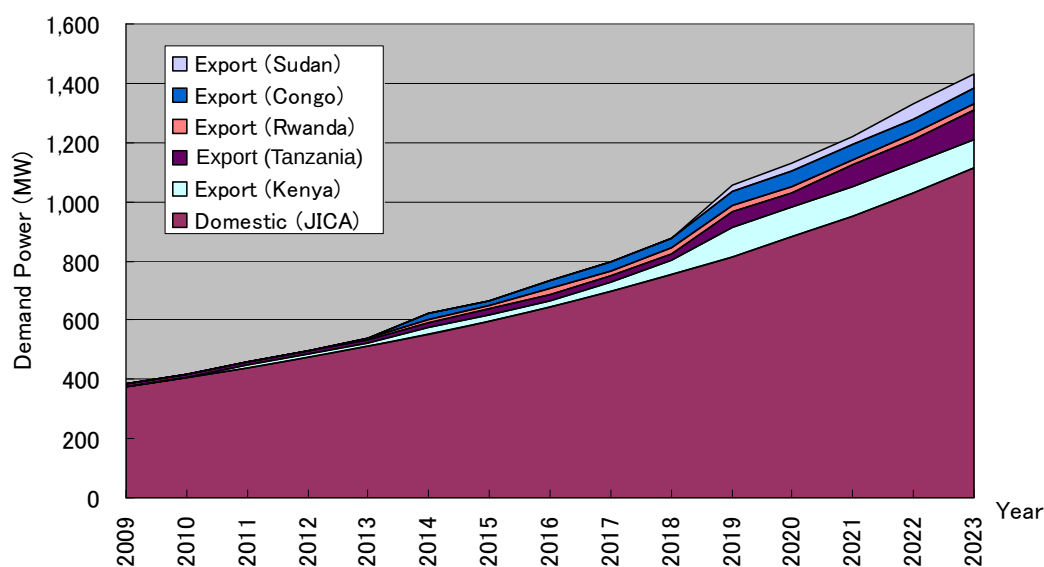
(Source: Study Team, GDP2009)

Figure 4.1.2-1 Result of Demand Energy Forecast (GWh)

Table 4.1.2-2 Result of Demand Power Forecast (MW)

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Domestic	Forecasted by JICA	375	406	439	474	512	553	598	646
	GDP2009	375	398	424	449	483	519	559	615
Export	Kenya	1	1	10	10	10	20	20	20
	Tanzania	10	10	11	12	13	20	20	20
	Rwanda	1	1	1	1	1	10	10	20
	Congo			1	2	3	20	20	30
	Sudan								
Total	Forecasted by JICA	387	418	462	499	539	623	668	736
	GDP2009	387	410	447	474	510	589	629	705
Year		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Domestic	Forecasted by JICA	698	755	815	881	952	1029	1112	
	GDP2009	677	769	834	903	980	1034	1129	
Export	Kenya	30	50	100	100	100	100	100	
	Tanzania	20	20	50	50	70	80	100	
	Rwanda	20	20	20	20	20	20	20	
	Congo	30	30	50	50	50	50	50	
	Sudan		0	20	30	30	50	50	
Total	Forecasted by JICA	798	875	1055	1131	1222	1329	1432	
	GDP2009	777	889	1074	1153	1250	1334	1449	

(Source: Study Team, GDP2009)



(Source: Study Team, GDP2009)

Figure 4.1.2-2 Result of Demand Power Forecast (MW)

4.2 電源開発計画シナリオ

本調査では、以下の表に示す5つの電源開発シナリオに対し検討を実施した。シナリオ I、II、III は第4章で設定した中位ケース、高めケース、低めケースの電力需要想定に対応するシ

ナリオである。シナリオ IV の電力需要想定は、中位ケースにケニア国への輸出を上乗せした値とした。シナリオ V およびシナリオ VI の電力需要はウガンダ国の国家目標 Vision2035 および国家開発計画(National Development Plan(2010/11-2014/15): NDP)に示されている目標値を使用した。

Table 4.2-1 Case of Scenario of Power development Plan

Case	Demand Forecast	Data Source
Scenario I	Medium Case	Study Team
Scenario II	High Case	Study Team
Scenario III	Low Case	Study Team
Scenario IV	Medium +Export to Kenya	Study Team
Scenario V	Vision 2035	PSIP Draft Report Dec.8,2009
Scenario VI	NDP	NDP

(Source: Study Team)

4.2.1 策定方針

電源開発計画の策定にあたっては、以下の事項を基本的な策定方針とした。

- 1) 電源開発の策定は 2010 年から 2023 年までを対象にする。
- 2) 大規模水力開発地点以外の電源開発計画は基本的に GDP2009-2025 のデータを使用した。Isimba 水力、Karuma 水力については既に F/S が開始されていることもあり、現在の状況を踏まえ、MEMD と協議の結果、Isimba 水力は 2019 年運開、Karuma 水力は 2015 年に 192MW、2017 年に 96MW それぞれ運転開始するものとした。(Karuma は GDP2009-2025 においては 2023 年に約 100MW 運開するとしているが、全て 2 次電力となることから検討から外した。)
- 3) Isimba 水力、Karuma 水力に続く水力の開発地点を表 4.2.2-1 に示した A ランクとされた Ayago 水力とし、Ayago 水力の次は、評価点の順に、Oriang 水力を開発することとした。Kalagala 水力は Kalagala オフセットにより、対象外とした。
- 4) 電源開発計画には保証出力（常時出力）および保証電力（1 次電力）を用いる。
- 5) 目標供給予備率は 15%に設定した。
- 6) 高コストで環境負荷の大きいディーゼル火力は、大規模水力投入後なるべく早期に廃止することとした。
- 7) Scenario V および VI は、電力需要をウガンダ国の 2035 年をターゲットとした国家ビジョン Vision2035 および国家開発計画 NDP に記載されている目標値とした場合の開発計画である。そのため、電力需要想定に基づいたものではなく、需要が目標値であることから、供給についても目標値レベルのもの（構想中の発電計画）を組みこむこととした。
- 8) Ayago 水力は 100MW 単位での段階的開発が可能な計画であることから、100MW 単位で開発することとした。

4.2.2 考慮した電源開発プロジェクト

(1) 大規模水力開発プロジェクト

開発計画の策定にあたっては、本調査で選定した開発候補地点および建設中のプロジェクトを対象とした。また、未実施の開発候補地点の開発優先順序は本調査の結果を採用することとした。なお、ここで用いている設備出力は、下表に示す値を用いた。

Table 4.2.2-1 Large Hydropower Projects

Project	Installed Capacity(MW)	Annual Energy(GWh)		Stage	Rank
		Total	Firm		
Owen Falls	380	1,354	830	Existing	-
Bujagali	250 (50-5unit)	1,365	844	Construction	-
Kalagala	330 (33-10unit)	1,801	1,114	n/a	-
Isimba	138 (23-6unit)	752	465	F/S	A
Karuma	576 (48-12unit)	4,145	2,514	F/S	A
Oriang	392 (49-8unit)	2,768	1,679	n/a	B
Ayago	612 (51-12unit)	4,357	2,641	n/a	A
Kiba	288 (48-6unit)	2,066	1,253	n/a	C
Murchison	648 (54-12unit)	2,314	1,403	n/a	C
Total	3,578	20,922	12,743	n/a	

(2) 小水力発電計画等その他電源による電力供給計画

小水力発電および火力等その他の電源による電力供給計画による供給計画は、GDP2009-2025 のデータを採用した。

4.2.3 各シナリオ毎の電源開発計画の策定

(1) シナリオ I

Medium ケースの電力需要に対して、電源開発計画を策定した結果を以下に示す。

1) 電源開発計画(新規大規模水力投入計画)

Table 4.2.3-1 Hydropower Development Plan (Scenario I)

Year	Project	Unit	Installed Capacity	Annual Firm Energy
2015	Karuma	4	192 MW	1,682 GWh
2017	Karuma	2	96 MW	832 GWh
2019	Isimba	6	138 MW	465 GWh
2020	Ayago	2	102 MW	894 GWh
2023	Ayago	2	102 MW	893 GWh

2) 需給バランス

Table 4.2.3-2 Energy Demand and Supply Balance (Scenario I)

Year	Power Demand (MW)	Demand With Margin	Supply (MW)		Energy Demand (GWh)	Firm Energy (GWh)	
			Total	Suspend Thermal		Total	Suspend Thermal
2010	406	467	360		2,346	2,007	
2011	439	505	469		2,535	2,290	
2012	474	545	852		2,740	2,663	
2013	512	589	804		2,961	2,771	
2014	553	636	804		3,199	2,985	
2015	598	688	998	120	3,457	4,679	756
2016	646	743	998	120	3,736	4,679	756
2017	698	803	1,094	120	4,037	5,511	756
2018	755	868	1,094	120	4,363	5,552	756
2019	815	937	1,232	120	4,714	6,017	756
2020	881	1,013	1,334	120	5,049	6,464	756
2021	952	1,095	1,334	120	5,505	6,911	756
2022	1,029	1,183	1,334	120	5,949	6,911	756
2023	1,112	1,279	1,439	120	6,428	7,804	756

ピーク出力（MW）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

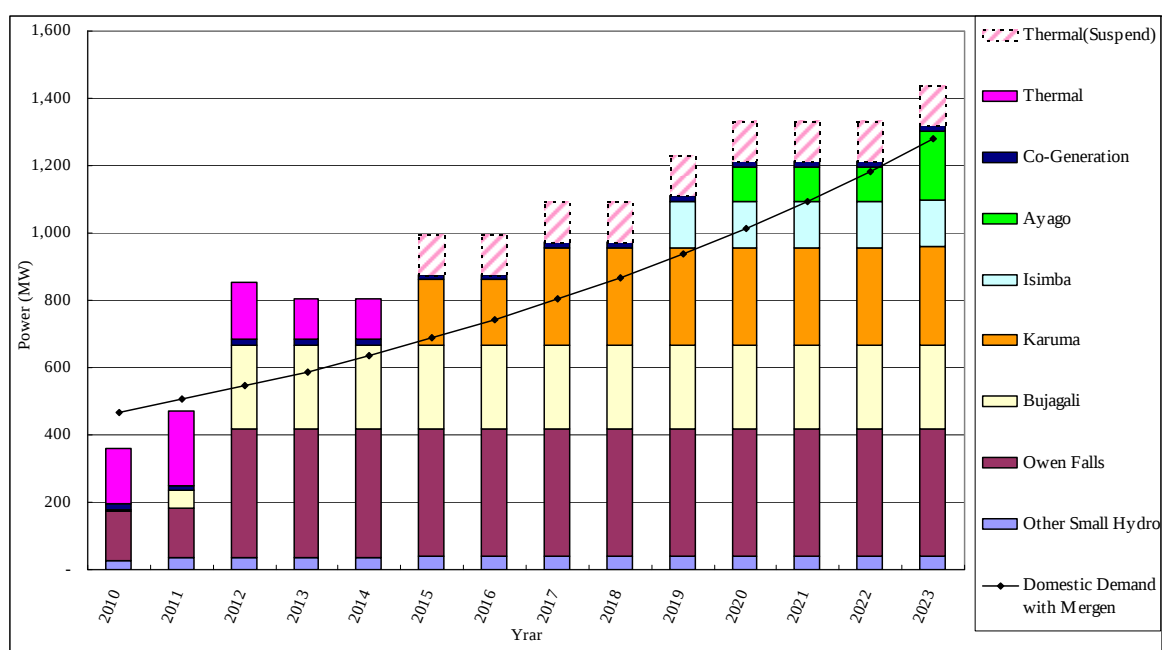


Figure 4.2.3-1 Power Demand and Supply Balance (Scenario I)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

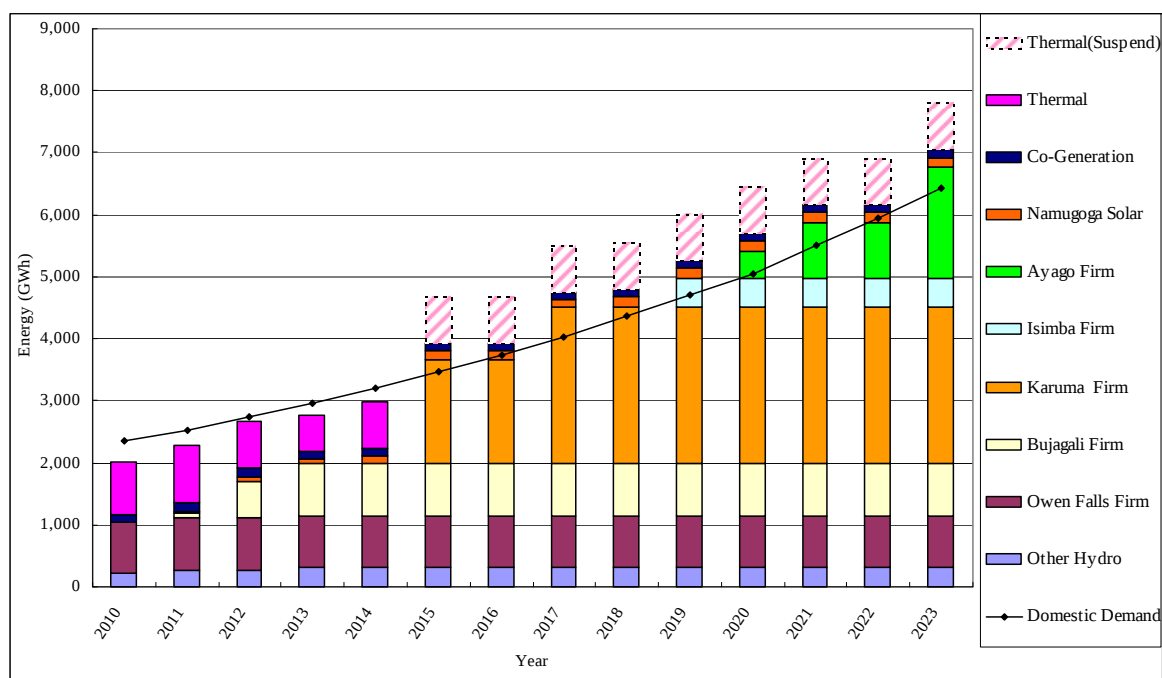


Figure 4.2.3-2 Energy Demand and Supply Balance (Scenario I)

シナリオ I では、Ayago 水力を 2020 年に第 1 期 102MW（51MW-2unit）、2023 年に第 2 期 102MW（51MW-2unit）と段階的に開発し、図中の破線で示したように 2015 年以降、燃料費の高いディーゼルによる火力発電を休止することが可能となる結果となった。

また、可能な限り需要を満たすように計画したが、2014 年までは Bujagali 水力の運開時期の遅れ等もあり、電力開発のスケジュール上、需要の伸びに供給が追いつかないため、供給予備力がマイナスとなり、供給信頼性が確保できない状況が生じる結果となった。2012-2013 年において、ピーク出力が前年を下回る値となった主な原因は、2013 に投入予定であった新規火力電源の計画が中止となったことにある。

(2) シナリオ II

High ケースの電力需要に対して、策定方針に基づきシナリオ II を策定した。その結果、シナリオ I とは異なり、Oriang 水力の開発が必要となり、Ayago 水力を 2020 年、2022 年および 2023 年に 102MW、Oriang 水力を 2023 年に 102MW に開発するシナリオとなった。以下に検討結果を示す。

1) 電源開発計画(新規大規模水力 投入計画)

Table 4.2.3-3 Hydropower Development Plan (Scenario II)

Year	Project	Unit	Installed Capacity	Annual Firm Energy
2015	Karuma	4	192 MW	1,682 GWh
2017	Karuma	2	96 MW	832 GWh
2019	Isimba	6	138 MW	465 GWh
2020	Ayago	2	102 MW	894 GWh
2022	Ayago	2	102 MW	893 GWh
2023	Ayago	2	102 MW	854 GWh

2) 需給バランス

Table 4.2.3-4 Energy Demand and Supply Balance (Scenario II)

Year	Power Demand (MW)	Demand With Margin	Supply(MW)		Energy Demand (GWh)	Firm Energy(GWh)	
			Total	Suspend Thermal		Total	Suspend Thermal
2010	410	472	360		2,368	2,007	
2011	447	514	469		2,582	2,290	
2012	487	560	852		2,816	2,663	
2013	531	611	804		3,072	2,771	
2014	579	666	804		3,350	2,985	
2015	632	727	998		3,654	4,679	
2016	689	792	998		3,985	4,679	
2017	752	865	1,094	120	4,346	5,511	756
2018	820	943	1,094	120	4,740	5,552	756
2019	894	1,028	1,232	120	5,169	6,017	756
2020	975	1,121	1,334	120	5,637	6,911	756
2021	1,063	1,222	1,334	120	6,148	6,911	756
2022	1,160	1,334	1,436	120	6,706	7,804	756
2023	1,265	1,455	1,636	120	7,317	9,517	756

ピーク出力（MW）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

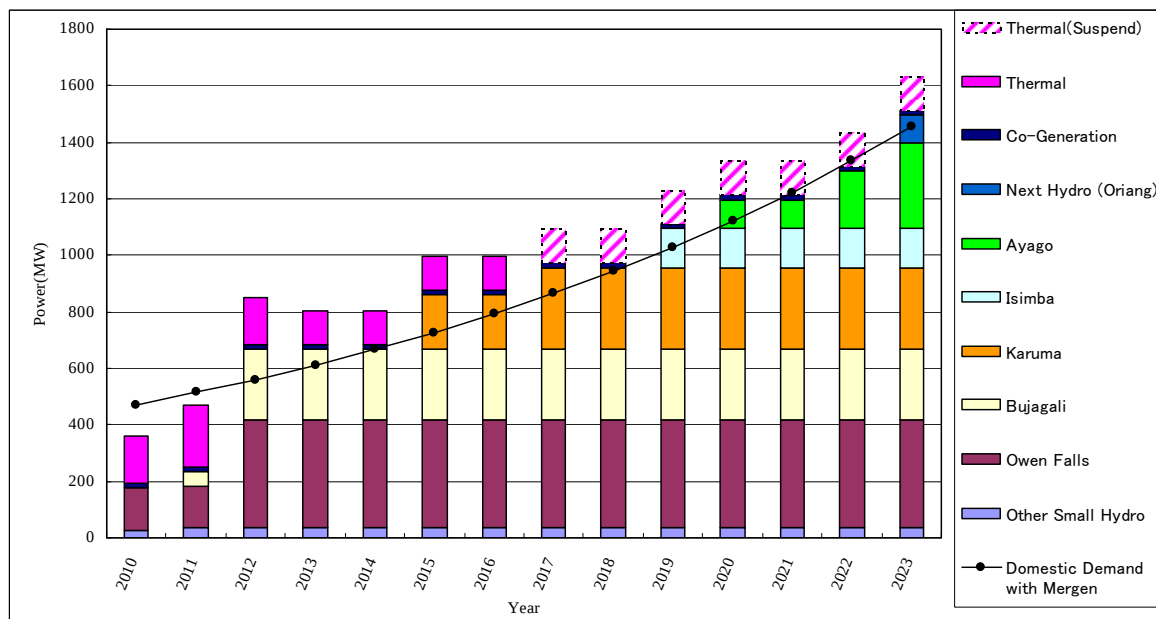


Figure 4.2.3-3 Power Demand and Supply Balance (Scenario II)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

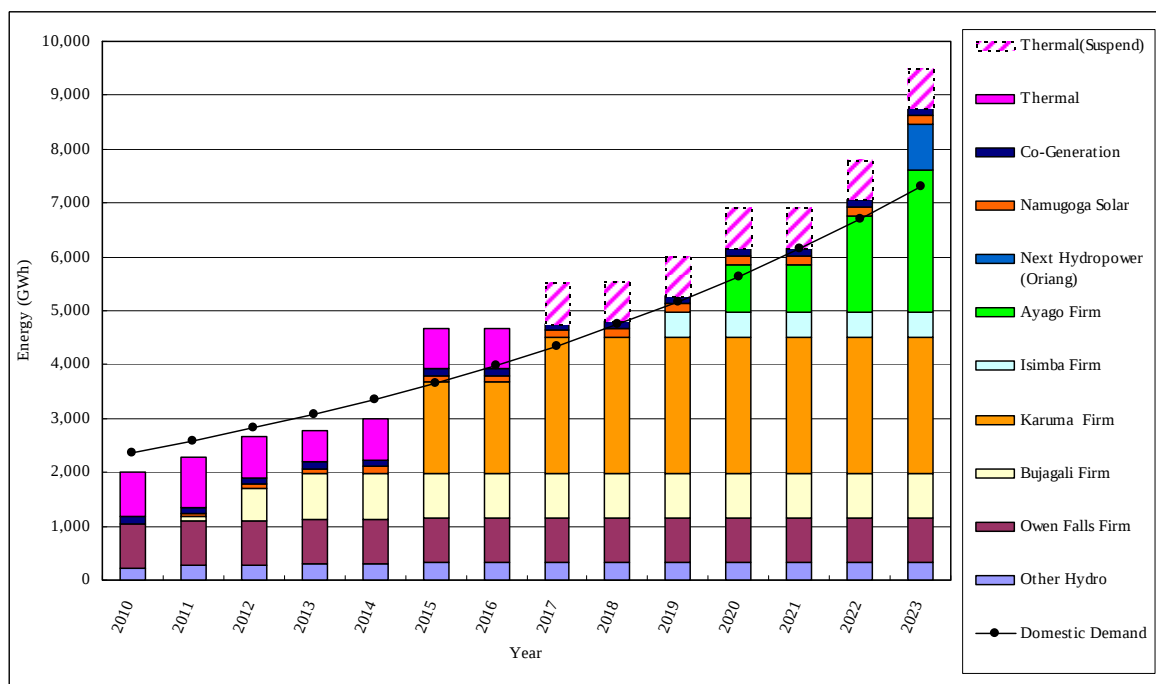


Figure 4.2.3-4 Energy Demand and Supply Balance (Scenario II)

(3) シナリオ III

シナリオ III は電力需要を Low ケースとしたものである。この場合は、電力需要の伸びがかなり低いため Ayago 水力を 2022 年に 102MW のみ開発すれば良いという結果となった。

1) 電源開発計画

Table 4.2.3-5 Hydropower Development Plan (Scenario III)

Year	Project	Unit	InstalledCapacity	Annual Firm Energy
2015	Karuma	4	192 MW	1,682 GWh
2017	Karuma	2	96 MW	832 GWh
2019	Isimba	6	138 MW	465 GWh
2022	Ayago	2	102 MW	894 GWh

2) 需給バランス

Table 4.2.3-6 Demand and Supply Balance (Scenario III, Low Case)

Year	Power Demand (MW)	Demand With Margin	Supply(MW)		Energy Demand (GWh)	Firm Energy(GWh)	
			Total	Suspend Thermal		Total	Suspend Thermal
2010	402	462	360		2,324	2,007	
2011	430	495	469		2,489	2,290	
2012	461	530	852		2,664	2,663	
2013	493	567	804		2,852	2,771	
2014	528	607	804		3,054	2,985	
2015	566	651	998	120	3,270	4,679	756
2016	605	696	998	120	3,500	4,679	756
2017	648	745	1,094	120	3,748	5,511	756
2018	694	798	1,094	120	4,012	5,552	756
2019	743	854	1,232	120	4,296	6,017	756
2020	795	914	1,232	120	4,599	6,017	756
2021	852	980	1,232	120	4,924	6,017	756
2022	912	1,049	1,334	120	5,272	6,911	756
2023	976	1,122	1,334	120	5,644	6,911	756

ピーク出力（kW）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

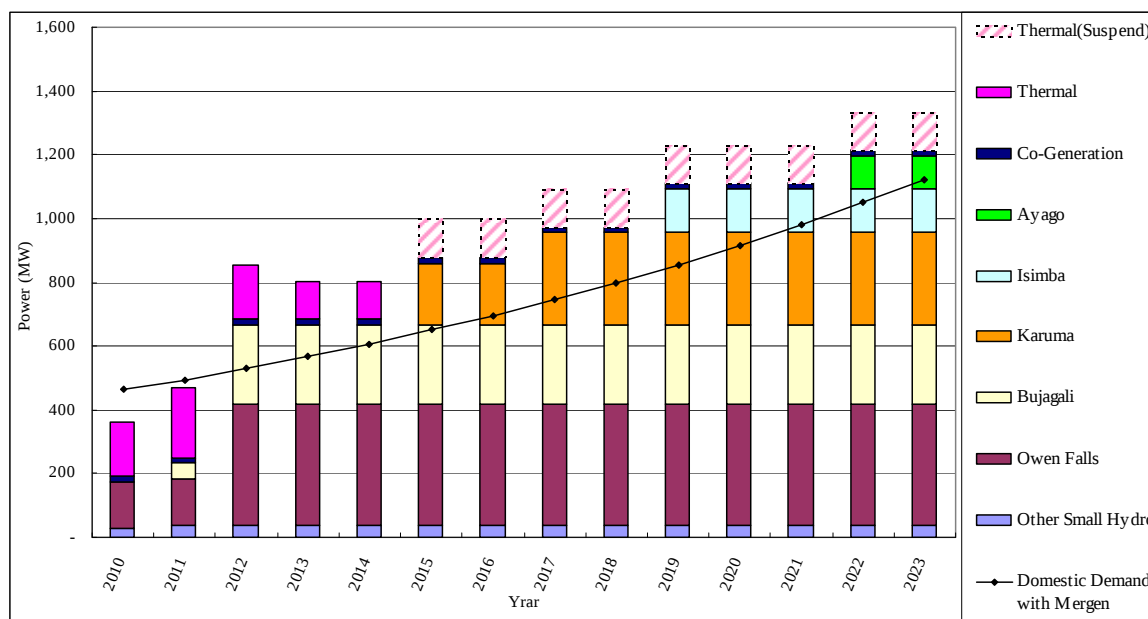


Figure 4.2.3-5 Power Demand and Supply Balance (Scenario III)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

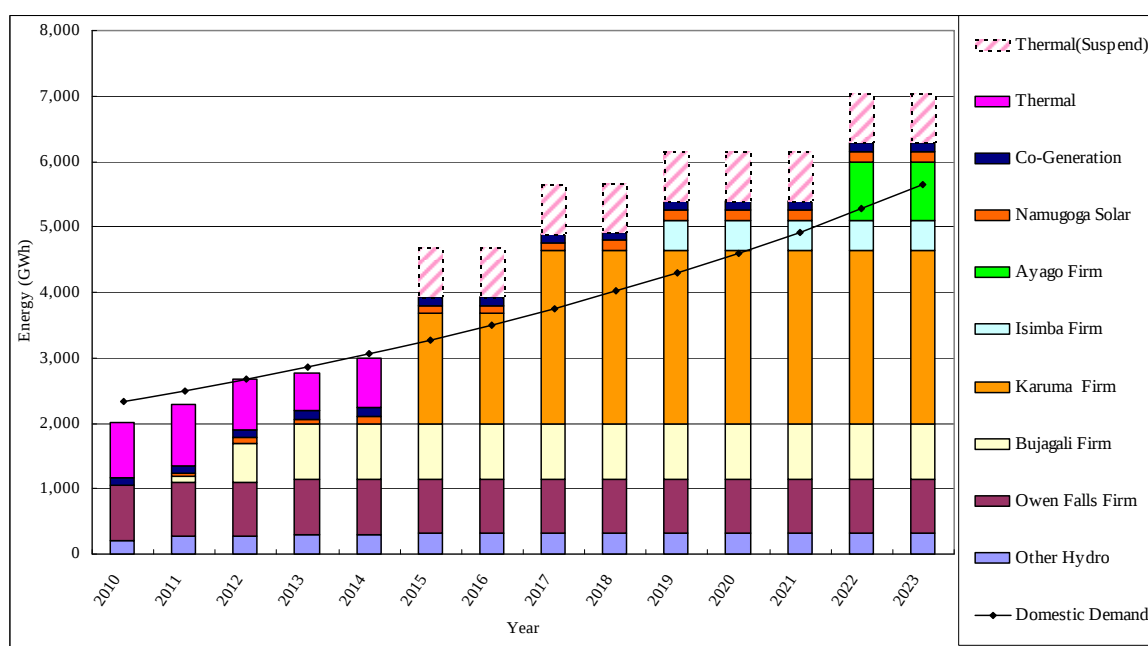


Figure 4.2.3-6 Energy Demand and Supply Balance (Scenario III)

(4) シナリオ IV

シナリオ IV は、電力需要としてケニア国への輸出電力量を考慮したケースである。

電力事情、電力事業規模等から輸出国先として近隣諸国では最も可能性があると推測され、すでにウガンダ国側と接触を持っていることから、ケニア国を輸出対象国として設定した。

シナリオ IV での電源開発計画は下表に示すような結果となる。ここで、Ayago 水力の開発は 2019 年、2021 年および 2023 年にそれぞれ 102MW 開発する計画とした。

輸出時の供給電力源として、輸出時に逆ザヤとなる火力発電により発生される電力を使用することは現実的でない。このことから、このシナリオでの輸出は 2015 年から実施するのが現実的であると言える。

1) 電源開発計画

Table 4.2.3-7 Hydropower Development Plan (Scenario IV)

Year	Project	Unit	InstalledCapacity	Annual Firm Energy
2015	Karuma	4	192 MW	1,682 GWh
2017	Karuma	2	96 MW	832 GWh
2019	Isimba	6	138 MW	465 GWh
	Ayago	2	102 MW	894 GWh
2021	Ayago	2	102 MW	893 GWh
2023	Ayago	2	102 MW	854 GWh

2) 需給バランス

Table 4.2.3-8 Demand and Supply Balance (Scenario IV)

Year	Power Demand (MW)	Supply(MW)		Energy Demand (GWh)	Firm Energy(GWh)	
		Total	Suspend Thermal		Total	Suspend Thermal
2010	468	360		2,356	2,007	
2011	515	469		2,623	2,290	
2012	555	852		2,828	2,663	
2013	599	804		2,974	2,771	
2014	656	804		3,225	2,985	
2015	708	998		3,559	4,679	
2016	763	998		3,838	4,679	
2017	823	1,094	120	4,300	5,638	756
2018	918	1,094	120	4,801	5,679	756
2019	1,073	1,334	120	5,415	6,368	756
2020	1,113	1,334	120	5,794	7,038	756
2021	1,195	1,436	120	6,250	7,931	756
2022	1,283	1,436	120	6,694	7,931	756
2023	1,379	1,538	120	7,129	8,785	756

ピーク出力（kW）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

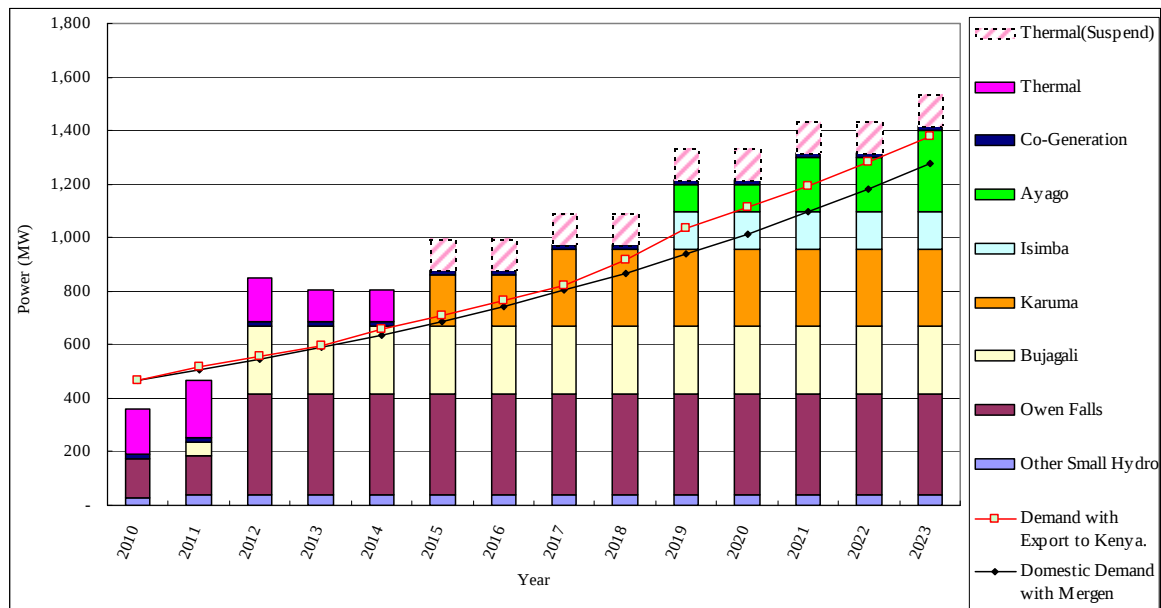


Figure 4.2.3-7 Power Demand and Supply Balance (Scenario IV)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

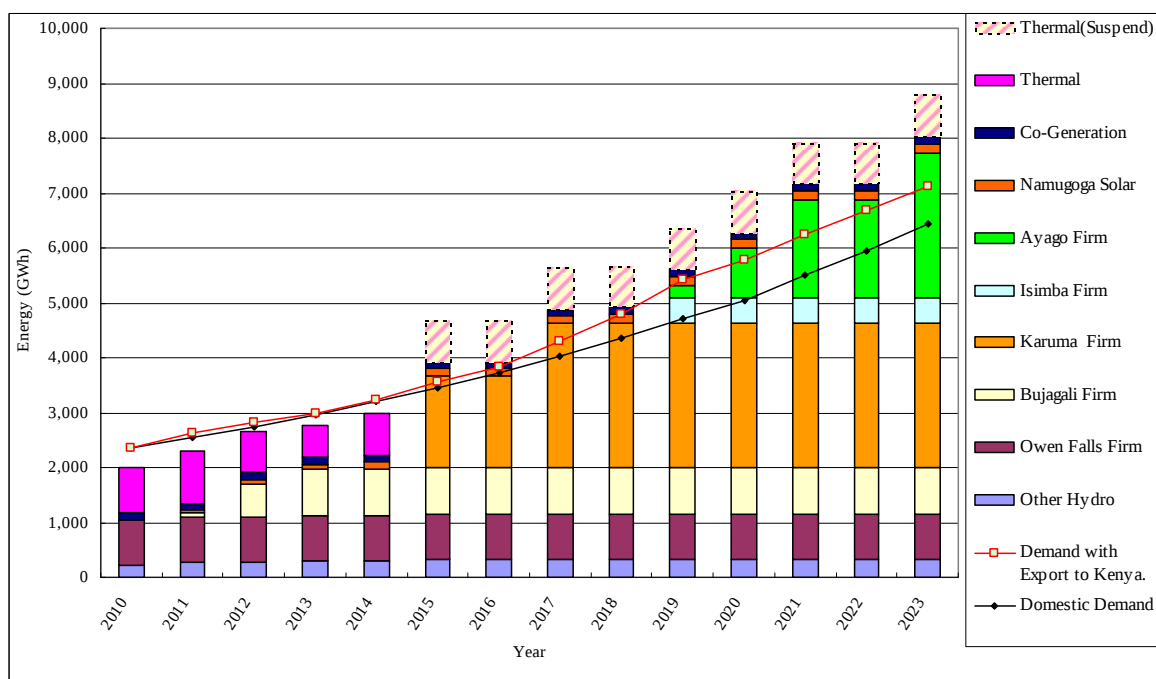


Figure 4.2.3-8 Energy Demand and Supply Balance (Scenario IV)

(5) シナリオ V

シナリオ V はウガンダ国の長期国家目標である Vision 2035 に示されている電力供給目標を電力需要とみなし、シナリオを作成した。ここで、基本的な開発目標に加えて、以下の

ように Ayago 水力、Oriang 水力を開発し、加えて、ウガンダ側で現在、構想段階にある火力発電による供給を加えることとした。(この火力は Albert 湖で採掘が予定されている石油、ガスあるいは輸入燃料による火力である。石油開発そのものが未だ、確定していない等、不確定要素が高いため、構想されている出力および発生電力のみを検討対象とした。)

1) 電源開発計画

Table 4.2.3-9 Hydropower Development Plan (Scenario V)

Year	Project	Unit	Installed Capacity	Annual Firm Energy
2015	Karuma	4	192MW	1,682GWh
	Thermal to be considered	5	250MW	1610GWh
2016	Thermal to be considered	2	100MW	644GWh
2017	Karuma	2	96MW	832GWh
	Thermal to be considered	1	50MW	322GWh
2018	Thermal to be considered	2	100MW	644GWh
2019	Isimba	6	138MW	465GWh
	Ayago	2	102MW	894GWh
2020	Ayago	1	102MW	893GWh
	Thermal to be considered	2	100MW	644GWh
2021	Thermal to be considered	2	100MW	644GWh
2022	Ayago	2	103MW	854GWh
2023	Oriang	2	98 MW	858GWh

2) 需給バランス

Table 4.2.3-10 Demand and Supply Balance (Scenario V)

Year	Power Demand (MW)	Supply(MW)		Energy Demand (GWh)	Firm Energy(GWh)	
		Thermal to be Considered	Total		Thermal to be Considered	Total
2010	642		360	3,416		2,007
2011	717		469	3,837		2,290
2012	812		852	4,308		2,663
2013	908		804	4,838		2,771
2014	1,003		804	5,367		2,985
2015	1,115	250	1,248	5,989	1,610	6,289
2016	1,235	350	1,348	6,700	2,254	6,933
2017	1,381	400	1,497	7,498	2,576	8,087
2018	1,534	500	1,597	8,281	3,220	8,772
2019	1,691	600	1,837	9,230	3,220	9,461
2020	1,875	750	2,039	10,209	3,862	11,668
2021	2,057	750	2,189	11,315	4,830	12,634
2022	2,276	750	2,291	12,411	4,830	13,488
2023	2,482	750	2,485	13,546	4,830	15,167

(Source: PSIP Draft in December, 2009)

ここで、Vision2035 の需要予測は PSIP (Power Sector Investment Plan Draft Report, December 8, 2009) で示されている数値を使用した。

構想中の火力発電を現実化することができれば、2015 年以降、Vision 2035 で示されているウガンダ国の国家目標を満足する電力供給が可能な状況となる。

ピーク出力 (kW) に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

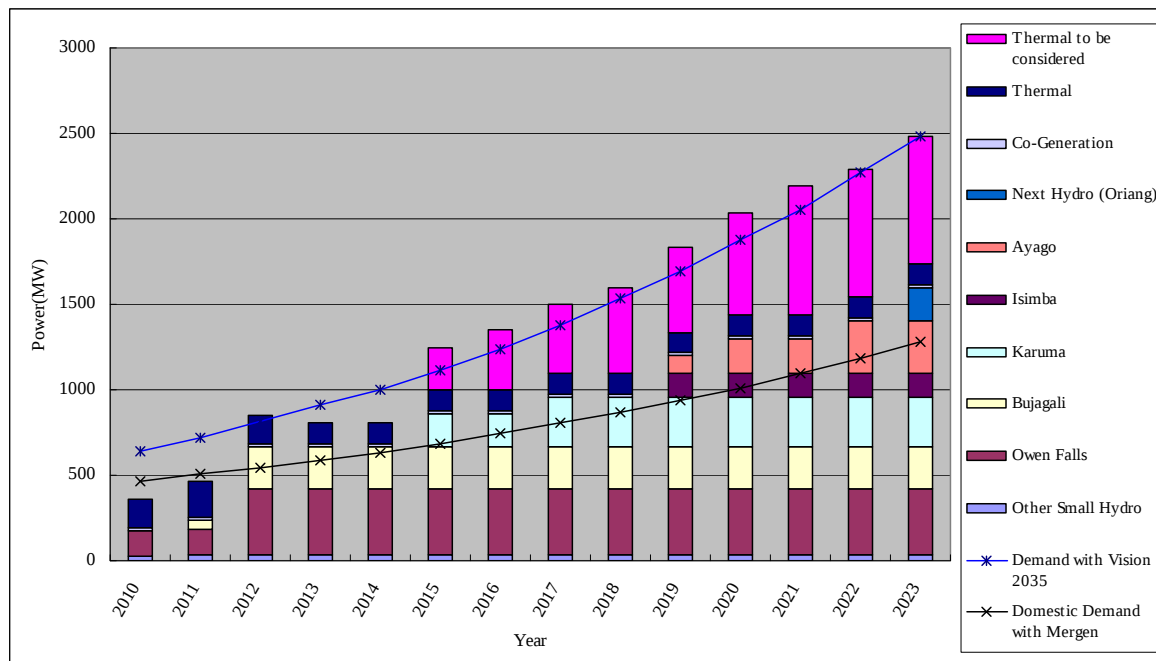


Figure 4.2.3-9 Power Demand and Supply Balance (Scenario V)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

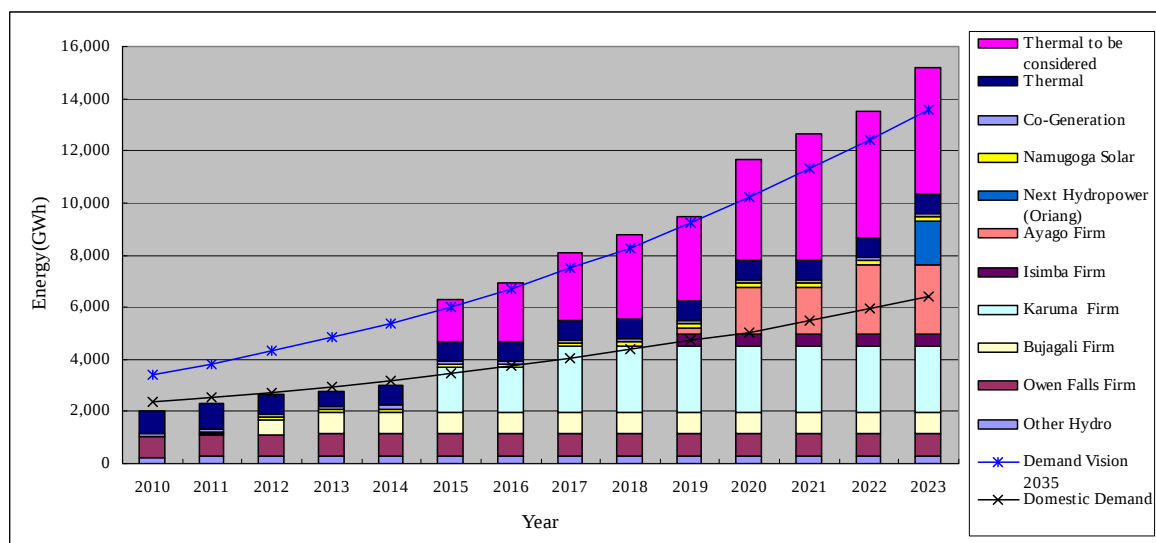


Figure 4.2.3-10 Energy Demand and Supply Balance (Scenario V)

(6) シナリオ VI

シナリオ VI はウガンダ国の国家開発計画である NDP に示されている電力供給目標を電力需要とみなし、シナリオを作成した。ここで、基本的な開発目標に加えて、以下のように Ayago 水力、Oriang 水力を開発し、加えて、ウガンダ側で現在、構想段階にある火力発電による供給を加えることとした。（この火力は Albert 湖で採掘が予定されている石油あるいは輸入燃料を用いる石油あるいは石炭による火力である。石油開発そのものが未だ、確

定していない等、不確定要素が高いため、構想されている出力および発生電力のみを検討対象とした。)

1) 電源開発計画

Table 4.2.3-11 Major Power Development Plan (Scenario VI)

Year	Hydro Project	Installed Capacity (MW)		
		Hydro	Thermal to be Considered	Total
2013			1,700MW	1,700MW
2014			700MW	700MW
2015	Karuma	192MW	500MW	692MW
2016			1,000MW	1,000MW
2017	Karuma	96MW	800MW	896MW
2018			1,000MW	100MW
2019	Isimba	138MW	700MW	
	Ayago	102MW		840MW
2020	Ayago	204MW	500MW	
	Oriang	194MW		898MW
2021			1,200MW	1,200MW
2022			1,200MW	1,200MW
2023			1,300MW	1,300MW

2) 需給バランス

Table 4.2.3-12 Demand and Supply Balance (Scenario VI)

Year	Power Demand (MW)	Supply(MW)		Construction Cost of Thermal to be Considered (mil.US\$)
		Total	Thermal to be Considered	
2010	425	360		
2011	1,117	469		
2012	1,809	852		
2013	2,501	2,504	1,700	1,360
2014	3,193	3,204	700	560
2015	3,885	3,898	500	750
2016	4,828	4,898	1,000	1,150
2017	5,771	5,797	800	990
2018	6,715	6,797	1,000	1,150
2019	7,658	7,737	700	910
2020	8,601	8,635	500	750
2021	9,815	9,835	1,200	1,310
2022	11,029	11,035	1,200	1,310
2023	12,242	12,335	1,300	1,390

Note: Planned Thermal is a packaged power consisting of HFO- and coal-fired thermal

ここで、エネルギーセキュリティを考慮し、火力発電のタイプを複数とし、燃料を多様化するため重油火力と石炭火力を投入することとした。また、建設コストは、それぞれ 580US\$/kW（本文第 7 章参照）、1,500US\$/kW（Source: IEA）として、算定した。

構想火力発電を現実化することができれば、2013 年以降、NDP で示されているウガンダ国の国家計画を満足する電力供給が可能な状況となる。しかし、その実現のためには、Table 6.12.3-12 に示すように多額の開発資金が必要となり、加えて、大規模な火力発電の建設および運転技術、燃料の確保等、大きな課題があるため、その実現はかなり困難であると想定される。

ピーク出力（MW）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

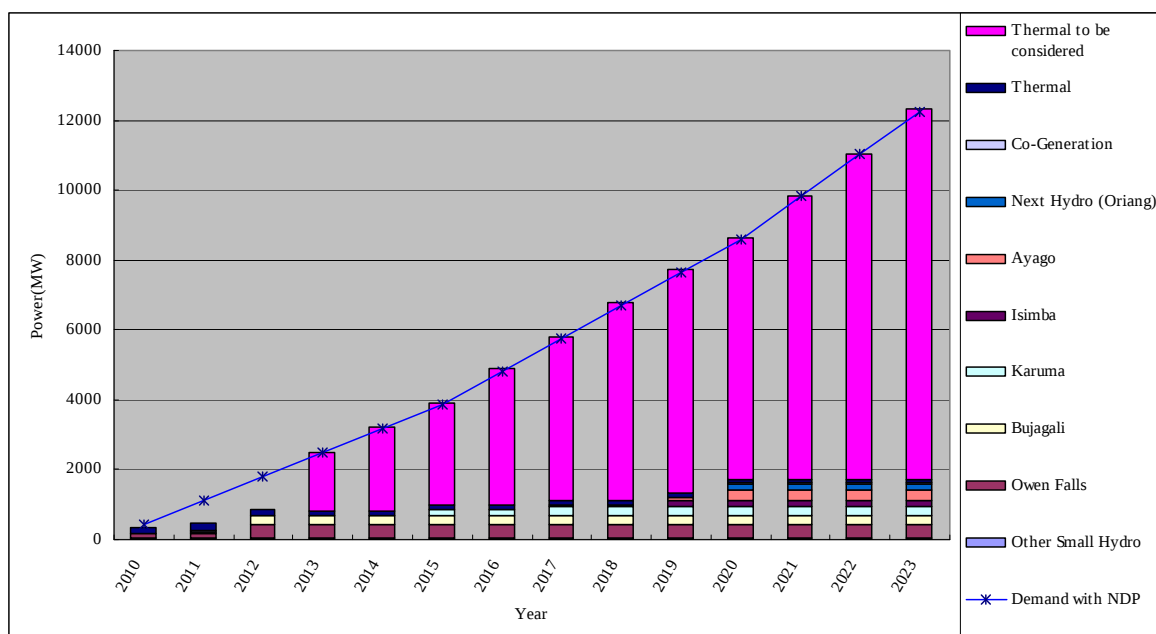


Figure 4.2.3-11 Power Demand and Supply Balance (Scenario VI)

第5章 開発有望地点

5.1 Ayago地点の地形・地質

(1) 地形

Victoria ナイル川の河床幅は 200m～300m程度で、流路には小島が点在する。取水口地点から放水口地点の間には、5～6 段の小滝があり、所々河床部には岩盤が露出している。河川両岸は 15～25 度の斜面となっており、河床からの比高 20～30m以上では傾斜 5～10 度の緩い台地を呈している。取水堰から約 3.3 km下流の右岸に Ayago 川が合流している。

(2) 地質

Ayago 地点の地質概要は以下のとおり。

基盤は、先カンブリア紀の黒雲母片麻岩を主体とし、花崗岩質片麻岩、クォーツァイト、角閃岩等の変成岩が帯状に挟在して分布する。

段丘堆積物、崖錐堆積物、現河床堆積物等の未固結堆積物は、河川沿いに薄く分布するのみである。

土壌は熱帯性の赤土と、珪岩が風化した砂質土からなり、表層から 1m程度は、有機質で、暗灰色を呈することが多い。土壌は、一般に薄く 2～3m 程度と想定される。

トンネル路線沿いは風化により露頭が少なく、また、古い時代の構造運動により複雑に褶曲しているため、詳細な地質構造は明らかではないが、片麻岩の構造は一般に NW-SE に走向を持ち、放水路付近では 30～50 度程度 NE 側へ傾斜し、発電所付近では NE または SW に急傾斜している。

比較的明瞭な NE-SW 系のリニアメントが放水口付近に分布しており、断層等の地質境界が推定される。なお、Ayago 地点付近では、活断層等の活構造は認められていない。

構造物に影響を及ぼすような地すべりは、認められない。

5.2 Ayago地点の生物環境

5.2.1 調査方法

Ayago地点の生物概況を把握するため、文献調査と現地調査を行った。現地調査の調査範囲は、概要調査を行う調査エリアAと詳細調査を行う調査エリアBに区分した。調査エリアAは、各レイアウトのアクセス道路や送電線ルートも含むおおむね 1,020 km²で、動植物相の概要把握を行った。調査エリアB¹は、各レイアウトの取水口、導水路、発電施設、土捨て場などを含むおおむね 119km²である。調査エリアBでは、動植物の詳細調査を行い、衛星画像を元に詳細植生図等の作成を行った。Figure 5.2.1-1 に調査エリアを示す。

¹ The ccoordinate values of the corners of Survey area B are 31°51'6.000"E 2°24'31.000"N, 31°51'6.000"E 2°17'30.000"N, 31°58'15.00E 2°17'30.000"N, 31°58'15.000" 2°24'31.000"N. Coordination system is WGS_1984_UTM_Zone_36N.

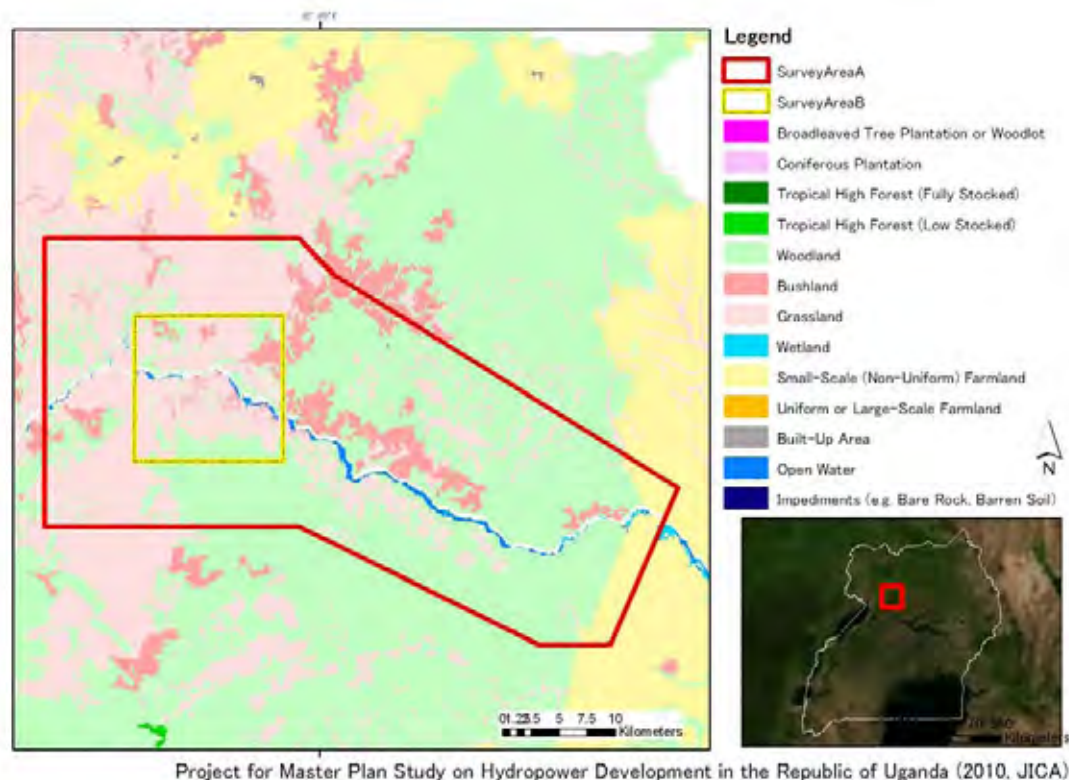


Figure 5.2.1-1 Survey Area

5.2.2 植物

現地調査では、54 科 168 属 244 種の植物が確認された。IUCN レッドリスト掲載種としては、*Milicia excelsa* (LR/nt) and *Khaya anthotheca* (VU) が樹林域で確認された。Kalema (2005)によると、MFNP には *Azelia Africana*, *Vitellaria paradoxa*, *Entandrophragma cylindricum*, *Hallea stipulosa*, *Khaya grandifolia*, *Pouteria altissima*, *Dalbergia melanoxylon* などの希少種も確認されている。

取水堰サイト付近で確認された植物タイプは、河畔植生(Riverine vegetation)、コンブレタム優勢草地(Combretum dominated grassland)、アカシア優勢疎林(Acacia dominated wooded grassland)、ピリオスティグマーアカシア疎林(Piliostigma-Acacia wooded grassland)の 4 タイプである。中でも重要なものは河畔植生である。河畔植生は MFNP 特有のものではないが、攪乱に弱く、希少な種が多く生育し、種多様性が高く、斜面を浸食から守るという点からも、保全重要性が高い。

5.2.3 哺乳類

現地調査では 26 種の哺乳類が確認された。このうち IUCN レッドリストの絶滅危惧 II 類 (VU-Vulnerable) に該当する種は *Hippopotamus*、準絶滅危惧(NT-Near Threatened)に該当する種は、*Leopard*、*Spotted Hyena*、*African Elephant* の 3 種である。*Hippopotamus* と *African Elephant* は調査地内で比較的多く確認されている。

5.2.4 鳥類

Wilson(1995)によると、Murchison フォールズ国立公園では、491 種の鳥類が確認されており、そのうち 12 種は IUCN レッドリストの EN、VU、NT に区分され、116 種はアフリカ大陸内もしくは大陸間を移動する渡り鳥である。現地調査によって確認された種は 119 種であり、そのうち 9 種が保全上重要な種であった。

Wilson (1995)によると、MFNP で確認された鳥類のうち 53%以上の種類は環境選好性のある種であった。これらの種の好む環境は主に樹林と水域であり、これらが鳥類保全上重要な場所であると考えられる。

5.2.5 両生類・爬虫類

現地調査では、3 科 12 種の両生類と 12 科 16 種の爬虫類が確認された。確認された種は次表のとおり。そのうち両生類 11 種が IUCN レッドリストの LC、1 種が DD、爬虫類はクロコダイル 1 種が LC に該当した。爬虫類は、特に立地に依存せず分布しているものが多かったが、クロコダイルは河川に、カメ類は樹木のある草地で確認されたが、Pelomedusids は、水溜りと湿地で確認された。両生類と爬虫類にとって最も重要な生息地は湿地と河川を含む溪谷である。

5.2.6 昆虫類（蝶類）

現地調査では 66 種の蝶類が確認された。そのうちいずれの種も IUCN レッドリストに掲載種に該当しなかった。アフリカ大陸限定の湿地依存種は確認されなかったが、14 種の樹林選好種と 1 種の湿地選好種が確認された。蝶類保全上重要な生息環境は、蝶類の種多様性の高い樹林と湿地である。

5.2.7 魚類

既存文献調査より調査エリアには 8 種の魚類が生息している可能性があり、現地調査ではそのうち 5 種の魚類が確認された。IUCN レッドリスト掲載種は、LC が 7 種であった。魚類にとって保全上重要な場所は、左岸の取水口付近と Ayago 川など、比較的流域面積の大きな支流である。

5.3 Ayago地点の社会環境

5.3.1 行政区

Murchison フォールズ国立公園は、北を Amuru (2010 年 7 月に Nwoya が独立)、南を Masindi (2010 年 7 月に Kiryandongo が独立)、東を Oyam (2006 年 7 月に Apac から独立)、西を Bulisa と Nebbi の各 District(Local Council: LC5)に囲まれている。Ayago Project が位置する Survey Area B の東北部の境界線エリア (Survey Area C) に含まれる Sub-county (LC3) は、Purongo、Anaka、Koch Goma、Minakulu (2010 年 7 月に Myene が独立)、Aber、Mutunda の 6 つである。Ayago 地点周辺の行政区 (2009 年時点) を Figure 5.3.1-1 に示す。

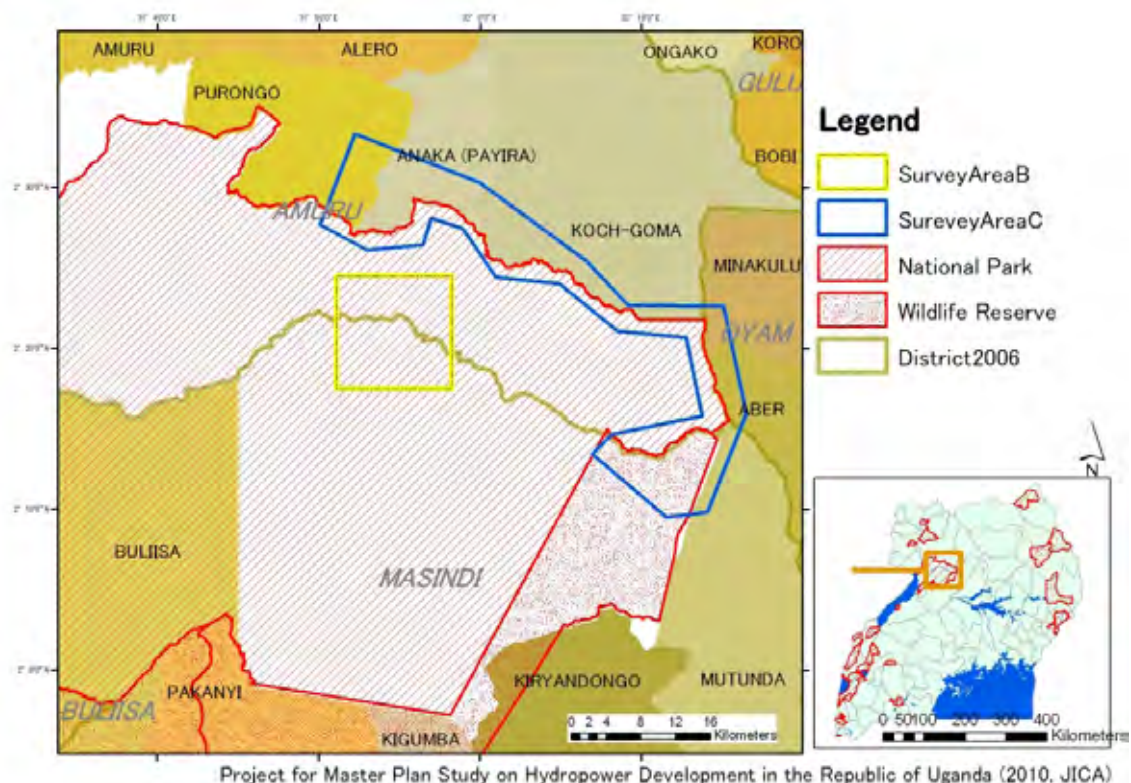


Figure 5.3.1-1 Administrative Boundaries around Ayago Site, 2009
(WGS_1984_UTM_Zone_36N)

5.3.2 土地利用と土地所有

Ayago 地点周辺の土地利用は、主に草地と荒野、低木林であり、北東部の国立公園外のアクセス道路付近 (Anaka, Purongo Sub-county) や東部 (Myene/Minakulu, Aber, Mutunda Sub-county) に小規模農地が広がっている。保護区の位置する南部 (Mutunda Sub-county) や北部 (Koch Goma Sub-county) は大部分を低木林と森林が占めている。

ウガンダ北部の土地所有の形態は、伝統的な Customary land (慣習保有地) が一般的である。この制度では、土地は人々の共有財産とみなされ、分配や売買の決定権は地域の長老や氏族 (Clan) の長が持つ。一度分配された土地はその子孫に世襲される。しかしながら、女性が土地などの財産を所有することは伝統的に難しく、夫と離婚・死別した際など特別な場合のみ認められることが多い。

5.3.3 人口

Ayago 地点は国立公園内のため、居住者はいない。国立公園に隣接する Survey Area C を含む Sub-county の人口を Table 5.3.3-1 に示す。

Table 5.3.3-1 Population Estimates of Survey Area C by Sex, 2010

Sub-county	Male	Female	Total
Aber	33,000	35,100	68,100
Anaka	7,600	8,100	15,700
Purongo	4,100	4,200	8,300
Mutunda	35,200	36,900	72,100
Myene/Minakulu	26,700	26,900	53,600
Koch Goma	5,500	5,100	10,600

(Source: Sub National Projections Report Northern, Western Region 2008-2012)

5.3.4 民族

Masindi District は多様な民族で構成されており、Banyoro が 25.52%、Alur が 21.82%を占めている。Chope は 3.37%だが、Mutunda Sub-county に多く居住している（Sub-county Three Year Development Plan for F/Y 2009/2010 – 2011/2012）。Minakulu/Myene と Aber sub-county が位置する Oyam District では、98.3%が Langi である。一方、Prongo、Anaka、Koch Goma sub-county が位置する Amuru District では、91.09%が Acholi である。国立公園に隣接する 15 の Sub-county のうち 9 つで Luo 語が主に使われている。

5.3.5 国内避難民

ウガンダ北部では 1980 年代から 20 年以上の間、「神の抵抗軍（LRA）」と呼ばれる反政府勢力が活発化し、治安の悪い状態が続いた。武力紛争は、北部の村々を荒廃させ、主要道路や町の郊外に国内避難民キャンプが多数作られた。避難民は累計 110 万人に達し（UNOCHA, 2010）、Amuru District では 2005 年時点で 34 キャンプに 257,000 人が生活していた。

国内避難民キャンプおよび定住地は Survey Area C の北側の Amuru と Oyam District に多く存在した。2006 年 8 月の停戦合意後は治安が回復し、避難民の帰還や定住が始まった。現在は生活基盤の回復に向けて、JICA を含めたドナーやウガンダ政府が復興支援を行っている。UNHCR によると、Amuru District では 2010 年 7 月 30 日までにすべてのキャンプが正式に閉鎖された。しかしながら、Amuru District では推定 11,260 人が以前のキャンプやトランジット・サイトに留まっている（UNHCR camp mapping data from November 2010）。彼らの中には高齢者、女性・子供世帯主、障害者、慢性患者など特別な支援を必要とする社会的弱者も多くいる。

5.3.6 地域経済

Survey Area C に住む世帯の多くは、自給的な零細農業で生計を立てている。2002 年国勢調査によると、自給的な農業を営む世帯の割合は Masindi で 67.4%、Amuru で 77.4%、Oyam で 94.0% である。主な農作物は、メイズ、キャッサバ、ミレット（ヒエ）、ソルガム、豆、ピーナツ、サツマイモ、ゴマである。自家消費で余剰が出た場合は、市場や道路沿いで売り現金収入を得ている。牛、ヤギ、豚、鶏、羊、アヒル、七面鳥などの家畜飼育も重要な経済活動である。しかしながら、長年の LRA の活動により大規模な家畜飼育は困難な状況が続いた。漁業は国立公園外の Victoria ナイルやその他の川、沼、湿地で行われているが、地元で消費される

規模である。その他の経済活動としては、日用雑貨店や食料雑貨店などの零細ビジネス、レンガ作り、炭焼きなどが挙げられる。

5.3.7 教育

Ayago 地点周辺の 3 つの District では、男子に比べて女子の就学率が低い。女子の 25%以上が学校に行った経験がないのに対し、男子は 15%以下である。

Table 5.3.7-1 School Attendance in Survey Area C, 2002

(Unit: %)

	Attended School in 2002			Left School			Never Attended School		
	Male	Female	Average	Male	Female	Average	Male	Female	Average
Masindi	41.1	34.6	37.8	43.5	34.2	38.8	15.4	31.2	23.3
Amuru(Gulu)	43.9	32.9	38.3	43.6	32.6	38.0	12.6	34.5	23.8
Oyam(Apac)	42.5	33.1	37.6	46.1	39.6	42.8	11.4	27.4	19.6

(Source: 2002 Population and Housing Census, District Reports of Masindi, Gulu, Apac)

同様に、上記 3District の女性の識字率は男性よりも低いことが、Table 5.3.7-2 からわかる。

Table 5.3.7-2 Literacy Rate in Survey Area C, 2002

	Male	Female	Average
Masindi	70.1%	49.4%	59.7%
Amuru(Gulu)	77.7%	47.2%	62.0%
Oyam(Apac)	83.2%	57.7%	70.0%

(Source: 2002 Population and Housing Census, District Reports of Masindi, Gulu, Apac)

5.3.8 保健

ウガンダ政府の保健政策では、District レベルには病院を置くほか、各 Parish にはヘルスセンターII、各 Sub-county にはヘルスセンターIIIと呼ばれる保健所を設置することになっている。Survey Area C には病院やヘルスセンターII、III が存在するものの、数が少なく、施設は不十分で薬や器具が不足している。また、医者や看護師の数も少なく、診察を受けるまでに長時間待たされる。そのため、個人クリニックや薬局でサービスを受ける住民も多い。

5.3.9 水の利用

Ayago 地点周辺の主な水源は、川、小川、深井戸、浅井戸、湧き水、雨水タンクである。Survey Area C に住む人々の大部分が、居住地では水のアクセスができないため、水源から毎日運んでいる。Table 7.5.9-1 に示すように、1km 以上離れた水源まで歩く人々も多数いる。水運びは主に女性と子供の仕事とされているため、水源が遠い場合は他の生産活動にかかる時間が制限される。

Table 5.3.9-1 Distance to Nearest Water Sources of Households by Sub County

Sub-county	Water Source		
	On premises	Up to 1km	Over 1km
Aber	163	6,287	3,532
Minakulu	312	7,100	1,056
Anaka	127	2,219	65
Purongo	104	1,419	75
Koch Goma	84	1,786	107
Mutunda	104	5,156	3,660

(Source: 2002 Population and Housing Census, District Reports of Masindi, Gulu, Apac)

5.3.10 観光業

Ayago 地点周辺の観光業は、Murchison フォールズ国立公園に依存している。UWA によると、国立公園の観光資源は十分活かされておらず、観光客も年間 5 万人以下である。2004 年から 2006 年にかけての観光客減少は、LRA の影響による治安の悪化が原因とされている。UWA は、現在の観光客数は受け入れキャパシティのわずか 30% から 40% と見ている。

公園内で可能な観光アクティビティは、車または徒歩のサファリ、Murchison 滝や動物を見学するボートトリップ、スポーツフィッシングに限られている。Murchison フォールズ国立公園の観光収入の内訳を Table 5.3.10-1 に示す。収入の 70% 以上が入場料であることがわかる。主な観光アクティビティであるサファリ、ボートトリップ、スポーツフィッシングなどの割合は非常に低い。これは、観光客がガイドを雇わず自ら運転しながらサファリをしているためである。UWA はサファリや Murchison 滝の見学に対しても料金の設定を検討している (Performance Evaluation of the Murchison Falls Protected Area General Management Plan Report, 2007)。

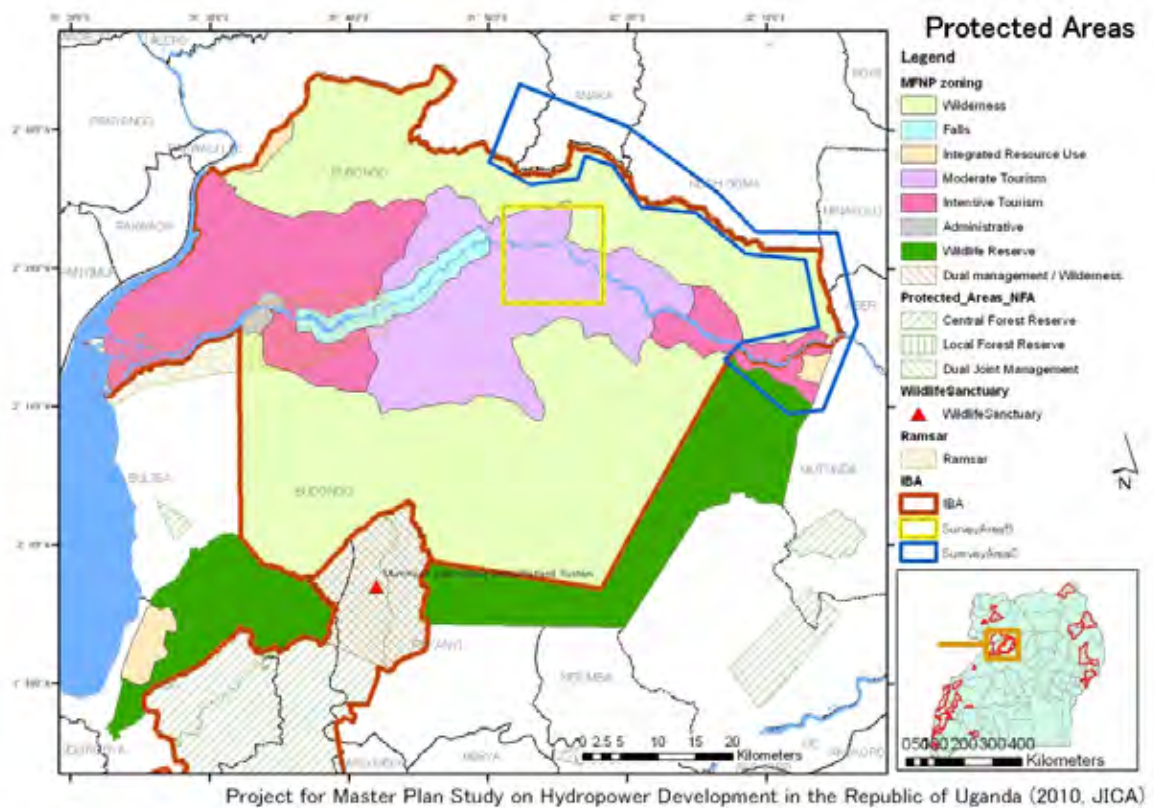
Table 5.3.10-1 Murchison Falls National Park Tourism Revenue in 2009

Tourism Activity	Annual Revenue in Ush.	%
Entrance fees (visitors)	1,649,033,319	63.7
Entrance fees (vehicles)	192,906,513	7.4
Camping fees	40,526,570	1.6
Landing fees	10,775,951	0.4
Photographic fees	29,938,677	1.2
Ranger Guide Fees	51,735,529	2.0
Ferry Crossing	301,849,052	11.7
Fishing Permits	39,960,836	1.5
Nature Walk fees	71,325,277	2.8
Lauch Hire	71,768,241	2.8
Vehicle Hire	3,941,737	0.2
Accommodation Bandas	16,452,950	0.6
Accommodation Ugandan Students	31,449,980	1.2
Boat rides	78,722,312	3.0
Total	2,590,386,944	100.0

(Source: Uganda Wildlife Authority)

公園内の観光を多様化させるため、UWA は今後、スポーツフィッシングと徒歩のサファリのエリアを拡大することや、Victoria ナイルにおけるラフティングの可能性を検討している (Murchison Falls Protected Area General Management Plan for 2001-2011)。

国立公園では、Figure 5.3.10-1 に示すとおり、管理のためのゾーニングが設定されている。観光開発が今後進められるエリアは、Intensive Tourism Zone、Moderate (Low) Tourism Zone、Falls Zone である。Ayago 地点は Moderate (Low) Tourism Zone に含まれる。



(Source: UWA 2010, NFA 2010, Nature Uganda 2010, Ministry of Water and Environment 2008, World Database on Protected Area 2009)

**Figure 5.3.10-1 Management Zones of Murchison Falls Protected Area
(WGS_1984_UTM_Zone_36N)**

観光開発、資源保全、周辺住民との関わりからの観点からのゾーニングの位置づけを Table 5.3.10-2 に示す。

Table 5.3.10-2 Classification of Management Zones of Murchison Falls Protected Area

Management Zones	Tourism Development	Natural Resource Management	Community Collaboration
The Falls Zone	- It was proposed for nomination for the World heritage Site list. - All developments are carefully designed to give the visitor the fullest exposure to the spectacular landscape of the Falls.	- It is the main breeding are for Nile Crocodiles. - There is the unique spray forest around the Falls.	None
The Intensive Tourism Zone	It comprises the launch trip to the Falls, the drive to the Falls, game drive, walking safari, bird watching and sport fishing. Activities will continue to be promoted with a diversification of visitor experience.	None	None
The Moderate (Low) Tourism Zone	It is confined to game drive, walking safari and sport fishing by concession. Development is conducted in a particularly sensitive way.	The central part of this area is a unique habitat to almost half of the large mammals of the entire conservation area.	None
The Wilderness Zone	Although tourism activities suggested by operators may be allowed, the area does not appeal to tourist.	It comprises dense bushland and thicket with low wildlife numbers. Tsetse flies are abundant. Wildlife and habitats will remain undisturbed.	None
The Integrated Resource Use Zone	None	None	Local community may use resources such as firewood and thatching materials in a sustainable manner under MoUs.
Administrative Zones	It contains the developed areas where resources are allocated for operations and visitor accommodation.	Environment in this zone is kept as natural as possible.	None
Wildlife Reserve (Alternative Management Area)	It will be offered for long-term management by concessionaries. Sport hunting may be permitted.	Wildlife populations are low. The vegetation is thick, infested with tsetse flies.	None

(Source: Murchison Falls Protected Area General Management Plan for 2001-2011)

5.3.11 国立公園と周辺住民の関わり

Murchison Falls Protected Area General Management Plan 2001-2011 によると、UWA は国立公園の周辺住民との関係を改善し、公園内の野生生物・資源を保全するために、以下のような目標を立てている。

- 公園内の資源保全を周辺住民との共同管理でおこなう
- 周辺住民への野生動物被害を減らす
- 公園の収益の一部を周辺住民に分配し、コミュニティのためのプログラムを実施する
- 周辺住民が持続的に公園内の資源を利用できるようなプログラムを実施する

この目標に基づき、UWA は地方政府の環境委員会（Environment Committee）と共同で Community Protected Areas Institutions (CPI)を設立し、周辺住民への資源管理に関する啓発活動を行ってきた。この組織はよく機能しており、公園の収益の分配についての話し合いの場としても活用されている。

5.4 最適レイアウト検討

前述のとおり、Ayago 地点は地形特性上、ダム水路式と流れ込み水路式の 2 とおりの発電形式が適用可能である。以下に各レイアウト案の概要を述べる。

(1) ダム水路式レイアウト案（Alternative-1, Figure 5.4-1 参照）

ダム水路式レイアウト案の場合、ダムサイトは Ayago 川と Victoria ナイル川本川の合流点直下流が候補地となる。水路ルートは右岸ルートと左岸ルートの両ルートが適用可能であるが、水路延長の短い右岸ルートをダム水路式案の水路ルートとして採用した。

ダム水路式案の主要構造物は、取水ダム、導水路トンネル、水圧鉄管路、地下式発電所及び放水路トンネルから構成される。取水ダムの構造形式は、国立公園内に建設されることに配慮し、土地の改変面積の少ないコンクリート重力式ダムを採用した。コンクリート重力式ダムはゲート式の常用洪水吐部（維持放流及び土砂吐設備を兼用）と越流式の非常用洪水吐部と非越流部から構成される。

(2) 流れ込み水路式レイアウト案

1) 左岸ルート案（Alternative-2, Figure 5.4-2 参照）

左岸ルート案の場合、水路縦断線形のレイアウトとして、ヘッドタイプとテールタイプが適用可能である。これらのレイアウトの比較にあたっては、水路経過地の地形だけでなく地質状況を踏まえ検討する必要がある。現調査段階では、取水口及び放水口付近（水路の始点と終点）の地質状況を除き、水路経過地の全線の地質状況が不明確であること、ヘッドタイプレイアウトのほうが水路経過地の地山被りを厚く確保でき、比較的良好な地質を確保できる可能性が高い等の理由から、左岸ルート案の水路縦断線形レイアウトとして、

ヘッドタイプのレイアウトを採用した。

水路式レイアウト案の主要構造物は取水堰、導水路トンネル、水圧鉄管路（埋設式）、地下式発電所、放水路トンネルから構成される。取水堰の構造形式は経済的に有利な越流式の固定堰を標準部とした。また、取水口付近の土砂排除を目的とし、固定堰の左岸側に土砂吐ゲートを設ける計画とした。発電所の構造形式は水路縦断線形レイアウト及び地形上の制約から、地下式発電所を採用している。導水路トンネルの構造形式は圧力式コンクリートライニング、水圧鉄管路はトンネル埋設式を採用した。放水路トンネルは圧力式と無圧式の２種類の構造形式が適用可能である。Victoria ナイル川のように放水口付近の河川水位の上下変動が少なく、小規模洪水時に放水口が圧力状態となる頻度が少ない場合、一般に無圧式の放水路トンネルが経済的に有利であること、放水路トンネルの放水が容易で維持管理上有利である等の理由から、放水路トンネルの構造形式として無圧式（開水路式）コンクリートライニングを採用した。

2) 右岸ルート案（Alternative-3, Figure 5.4-3 参照）

右岸ルート案は、左岸ルート案に対し水路延長がかなり長く経済的に不利であることが予想される。しかしながら、左岸ルート経過地の地質が非常に悪い場合や、左岸ルートに環境上重大な問題が確認された場合、右岸案の採用の可能性もあるので、比較検討の対象とした。右岸ルート案の主要構造物は左岸ルート案と同様である。

Figure 5.4-1～5.4-3 に各案のレイアウト概要図を Table 5.4-1 に比較レイアウト案の主要諸元を示す。

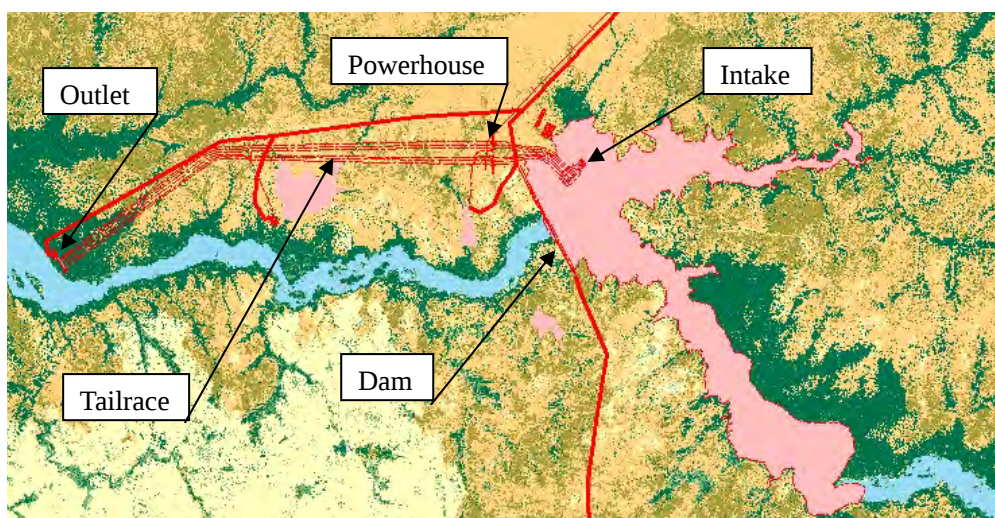


Figure 5.4-1 Alternative-1 at Ayago Site (Dam and Waterway Type)

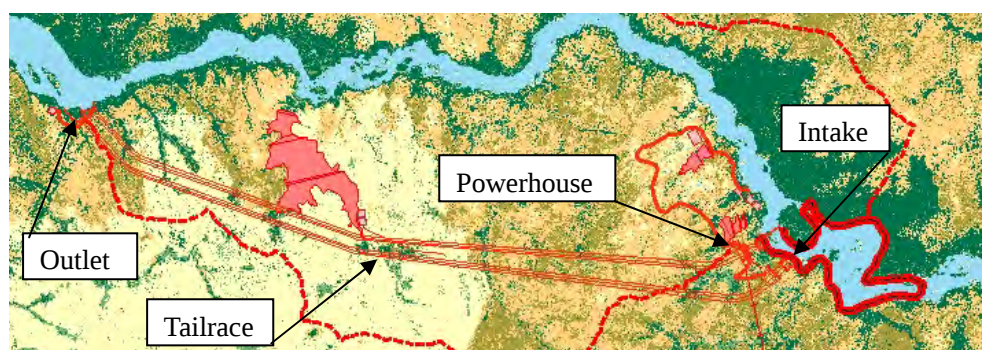


Figure 5.4-2 Alternative-2 at Ayago Site (Waterway Type, Left Bank Route)

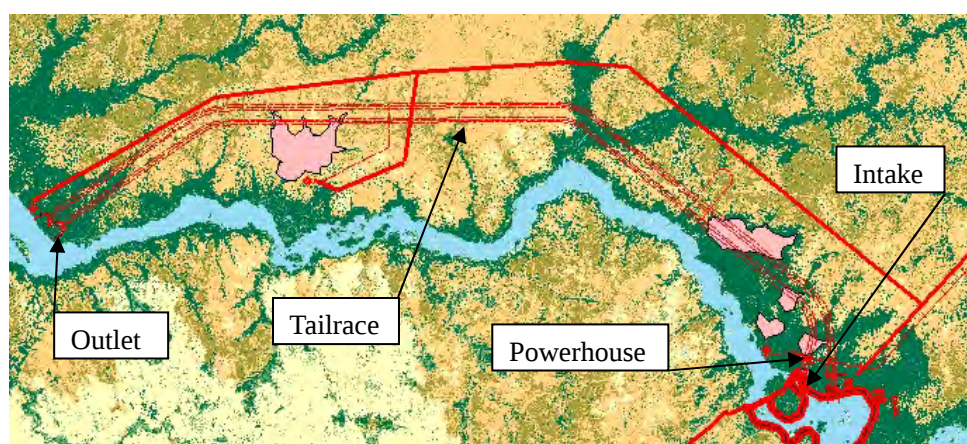


Figure 5.4-3 Alternative-3 at Ayago Site (Waterway Type, Right Bank Route)

Table 5.4-1 Principal Feature of Alternative Layouts at Ayago Site

Item		Unit	Dam and Waterway Type	Waterway Type	
				Left Bank Route	Right Bank Route
General					
	Catrchment Area	km ²	348,120	346,850	346,850
	Reservoir Area	km ²	4.2	0.03	0.03
	Full Supply Level	m	852	852	852
	Rated Water Level	m	850	852	852
	Minimum Operation Level	m	848	-	-
	Gross Storage Capacity	mil.m3	100	-	-
	Effective Storage Capacity	mil.m3	20	-	-
	Tail Water Level	m	765	765	765
	Gross Head	m	87	87	87
	Effective Head	m	80	80	80
	Plant Discharge	m3/s	840	840	840
	Installed Capacity	MW	600	600	600
Dam / Weir					
	Type		Concrete Gravity Dam	Concrete Weir	Concrete Weir
	Height	m	45	15	15
	Crest Length	m	1,400	245	245
Headrace / Pressure Shaft					
	Type		Pressure Flow Tunnel	Pressure flow Tunnel	Pressure flow Tunnel
	Number of Tunnel	Nos.	6	6	6
	Inner Diameter	m	8.4	8.4	8.4
	Length	m	940	113	113
Steel Penstock					
	Number of Tunnel	Nos.	6	6	6
	Inner Diameter	m	8.4 to 5.4	8.4 to 5.4	8.4 to 5.4
	Length	m	6.9	6.9	6.9
	Number of Tunnel	Nos.	6	6	6
	Inner Diameter	m	5.4	5.4	5.4
	Length	m	44	44	44
	Number of Tunnel	Nos.	12	12	12
	Inner Diameter	m	3.8	3.8	3.8
	Length	m	37	37	37
	Total Length	m	87.9	87.9	87.9
Tailrace					
	Type		Free Flow Tunnel	Free Flow Tunnel	Free Flow Tunnel
	Number of Tunnel	Nos.	6	6	6
	Inner Diameter	m	8.4	8.4	8.4
	Length	m	5050	7450 (#1 to #3) 7890 (#4 to #6)	9350 (#1 to #3) 9900 (#4 to #6)
Powerhouse					
a) Machine Bay and Erection Bay Cavern					
	a) Inner Height	m	40	40	40
	b) Innter Width	m	23	23	23
	c) Number	Nos.	2	2	2
	d) Length	m	150	150	150
b) Transformer and GIS Room Cavern					
	a) Inner Height	m	20.5	20.5	20.5
	b) Innter Width	m	18	18	18
	c) Number	Nos.	2	2	2
	d) Length	m	67	67	67
c) Main Acces Tunnel		m	1330	1740	1490
Access Road					
	Improved	km	103	122	103
	New	km	27	6	32
	Total	km	130	130	130
Transmission Line		km	56	58	51
Volume of Disposal Material		mil. m ³	5.2	6.1	7.6
Area of spoil bank		ha	43.2	57.1	66.7
Volume of Rock Material from Quarry		mil. m ³	0.17	negligible	negligible

(Source: Study Team)

5.5 総合評価・最適レイアウト案の決定

最適レイアウトの評価は、経済・技術面からの評価結果、環境面からの評価結果、社会面からの評価結果を基に、多基準分析を行った。各評価項目の評価値に重みを掛け合わせ、レイアウト案ごとに集計した結果を Table 5.5-1 に示す。

現調査段階における評価では、経済優先案、環境優先案、平均案とも、全て左岸ルート案が優位であることから、本調査では左岸ルート案についてプレフィージビリティ調査を実施することとした。

Table 5.5-1 Result of Evaluation

		Weight (even)	Dam-Waterway Type	Left Bank Route	Right Bank Route
Economic and technical	Construction Cost	5	2	3	1
	Disposal Volume	5	3	2	1
	Concrete Aggregate Volume	5	1	3	3
	Rock Classification Rate	6	1	3	2
	Peak Power Generation Control	5	3	1	1
	Construction Term	5	3	3	3
	Construction Risk	5	3	3	2
Environmental	Flora and Vegetation	7	1	3	2
	Mammal	8	1	2	1
	amphibians and reptiles	6	1	2	2
	butterflies	6	1	2	2
	Fishes	6	1	2	2
Social	Land acquisition	5	2	1	2
	Flooding area	5	1	2	2
	Number of resettlement/ affected people	4	2	1	2
	Impact on agriculture	4	2	3	1
	Impact on historical/cultural property	5	1	2	3
	Impact on poaching activities	3	2	1	2
	Impact on tourism	5	1	2	2
General Evaluation	Even Case		161	218	188
	Environment weighting case		152	215	188
	Economic Weighting Case		172	218	187

(Source: Study Team)

5.6 最適規模の検討

最適規模の決定方法として、投下資金の効率を重視する場合は、便益費用比(B/C)が最大となる規模を最適とし、開発資金に制約を設けず、水力資源の有効利用を重視する場合は年間超過便益(B-C)が最大となる規模を最適とすることが一般的である。

ここでは、Ayago 水力の最適開発方式である流れ込み式・左岸水路式レイアウトにて 100MW から 800MW までの 7 ケースについて、便益費用比 (B/C)、年間超過便益(B-C)並びに電力単価 (Cent/kWh)を指標に経済性の比較を行った。比較検討の結果を Table 5.6-1 および Figure 5.6-1

に示す。

Table 5.6-1 Optimization Study on Development Scale of Ayago Hydropower Project

Item	Unit	Description						
Installed Capacity	MW	100	200	300	400	500	600	800
Maximum Power Discharge	m3/s	140.4	280.8	421.2	561.6	702	842.4	1122.8
Firm Discharge	m3/s	467						
Minimum Amenity Flow	m3/s	50						
Firm Power Discharge	m3/s	140	280	417	417	417	417	417
Firm Capacity	MW	100.0	200.0	297.1	297.1	297.1	297.1	297.1
Annual Total Energy Production	GWh	876	1,740	2,592	3,285	3,830	4,244	4,800
Annual Firm Energy Production	GWh	876	1,740	2,568	2,568	2,568	2,568	2,568
Annual Incremental Total Energy Production	GWh		864	853	692	546	413	556
Annual Plant Factor	%	100	99	99	94	87	81	68
Station Services use	%	1.00						
Annual Forced Outage	%	0.50						
Annual Scheduled Outage	%	2.00						
Effective Total Capacity	MW	96.50	193.00	289.50	386.00	482.50	579.00	772.00
Effective Firm Capacity	MW	96.50	193.00	286.70	286.70	286.70	286.70	286.70
Effective Annual Total Energy	GWh	845	1,679	2,502	3,170	3,696	4,095	4,632
Effective Annual Firm Energy	GWh	845	1,679	2,478	2,478	2,478	2,478	2,478
Total Construction Cost	103US\$	386,635	619,491	848,478	1,113,403	1,355,527	1,599,293	2,130,475
Total Annual Cost	103US\$	46,365	74,258	101,683	133,335	162,301	191,439	254,835
Unit Firm Energy Price	Cent/kWh	5.48	4.42	4.10	4.92	5.71	6.54	8.12
Annual Surplus Benefit	103US\$	65,216	147,479	228,634	277,146	311,319	329,890	330,468
Benefit Cost Ratio		2.41	2.99	3.24	2.93	2.70	2.49	2.08

Note: Unit Firm Energy Price is combined price of hydropower firm energy price and thermal power energy price

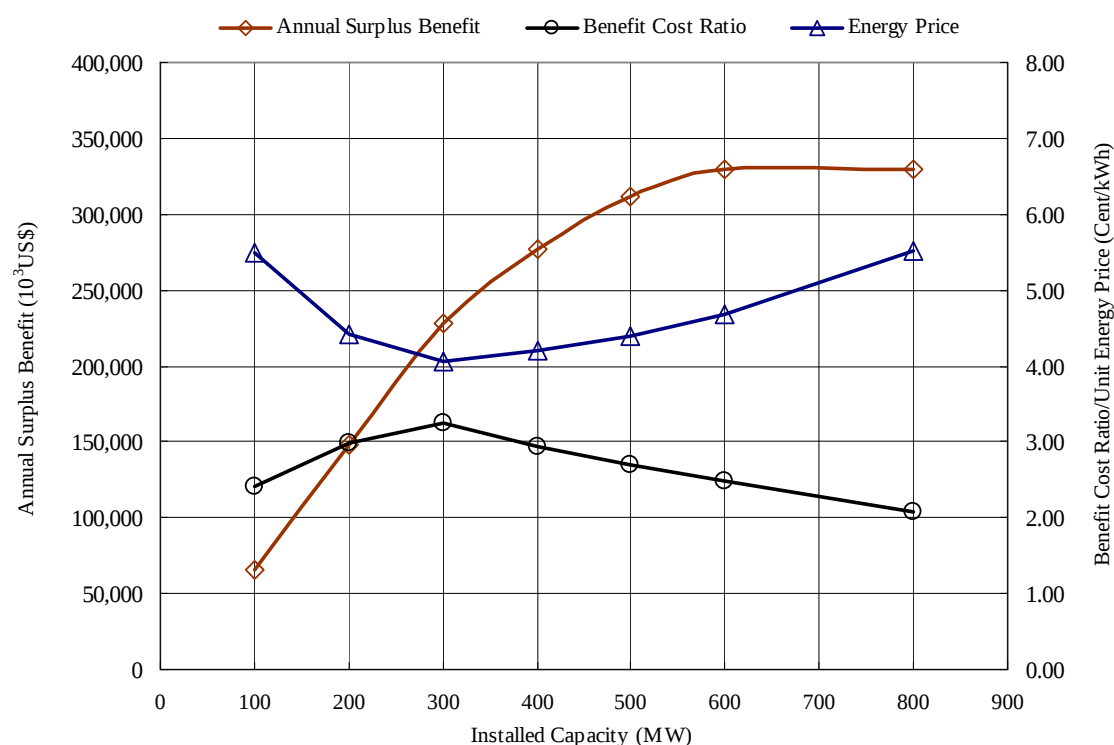


Figure 5.6-1 Optimization Study on Development Scale of Ayago Hydropower Project

検討の結果、電力単価は開発規模 300MW の場合 4.1Cent/kWh と最低となり、便益・費用比(B/C)も同じく 300MWで 3.24 と最高となる。一方、年間超過便益(B-C)は 600MWまでは規模が増加するに連れて増加するが 600MW以降は増加しない。よって、資金の効率性重視の場合は 300MW、水力資源の有効利用の観点からは 600MW が最適規模と言える。

ここで、Ayago 水力の出力は年間 90%の稼働を保証する保証出力 300MW と、水量の多い時にのみ発電可能な二次電力に分かれる。一般に、火主水従の供給能力をもつ系統では、二次電力は、既設火力の燃料たき減らしの効果があるが、水主火従であるウガンダのような系統では、降雨量に左右される二次電力は信頼性が低く、国内の電源開発計画には組み込めない。

従って、Ayago 水力の開発にあたっては、最終開発規模を 600MW とするが、当面 2020 年代前半までは 300MW を最適開発規模とし、300MW 以降の開発については、以下の条件が整った時に開発を開始することを提案する。

- 1) ナイル川の流量を長期間継続して測定した結果、保証流量が 300MW に相当する 417m³/s より多く期待できることが判明した場合
- 2) ケニアとの輸出協議が整い、Ayago 水力の二次電力によりケニアの火力発電所の焚き減らしが可能となった場合
- 3) 長期的にウガンダにおいてベース火力発電所が建設され、Ayago 水力の二次電力が火力発電所の焚き減らしに効果があると判明した場合

なお、ここでは経済性の面から最適規模の検討を行ったが、開発規模の増大は設計／仕様と直接関係することから、環境社会へも大きな影響を与える。したがって、次期 F/S 時には、環境社会面への影響についても十分検討した上で最適規模開発を決定する必要がある。

5.7 設計

5.7.1 主要構造物の概要

Ayago 水力発電プロジェクトの概略設計を行った。主要構造物の概要は次のとおりである。

堰.....	コンクリート重力式	高さ 15 m、堤頂長 250 m
取水口.....	側方取水式	6 基
導水路トンネル.....	コンクリート巻立式	本数 6 本、内径 8.4 m、延長 113 m/本
水圧管路.....	本数：6 本－12 本、内径 8.4～3.8m、延長 85 m/本	
放水庭.....	地下式	幅 12 m×高さ 10-18 m×長さ 34 m ×6 基
放水路.....	コンクリート巻立式	本数 6 本、内径 8.4 m、延長 7,400-7890 m
発電所.....	地下式	幅 23 m×高さ 40 m×長さ 150 m ×2 基
水車.....	立軸フランシス水車	
.....	51.2 MW/unit × 6 units, 250 r/min(Unit 1-6)	
.....	51.1 MW/unit × 6 units, 250 r/min(Unit 7-12)	

発電機.....	55.6 MVA /unit × 6 units(Unit 1-6),
	55.4 MVA / unit × 6 units(unit7-12)
主要変圧器.....	屋内式
.....	13.2kV/400kV, 容量 111.2MVA 6 units(Unit 1-6)
	13.2kV/400kV, 容量 110.8MVA 6 units(Unit 7-12)
高圧開閉機器.....	屋内式（ガス絶縁開閉装置）
ケーブルトンネル.....	立坑トンネル式 内径 8.0m

5.7.2 Ayago水力発電プロジェクトの概要図

Ayago 水力発電プロジェクトの概要図を以下に示す.

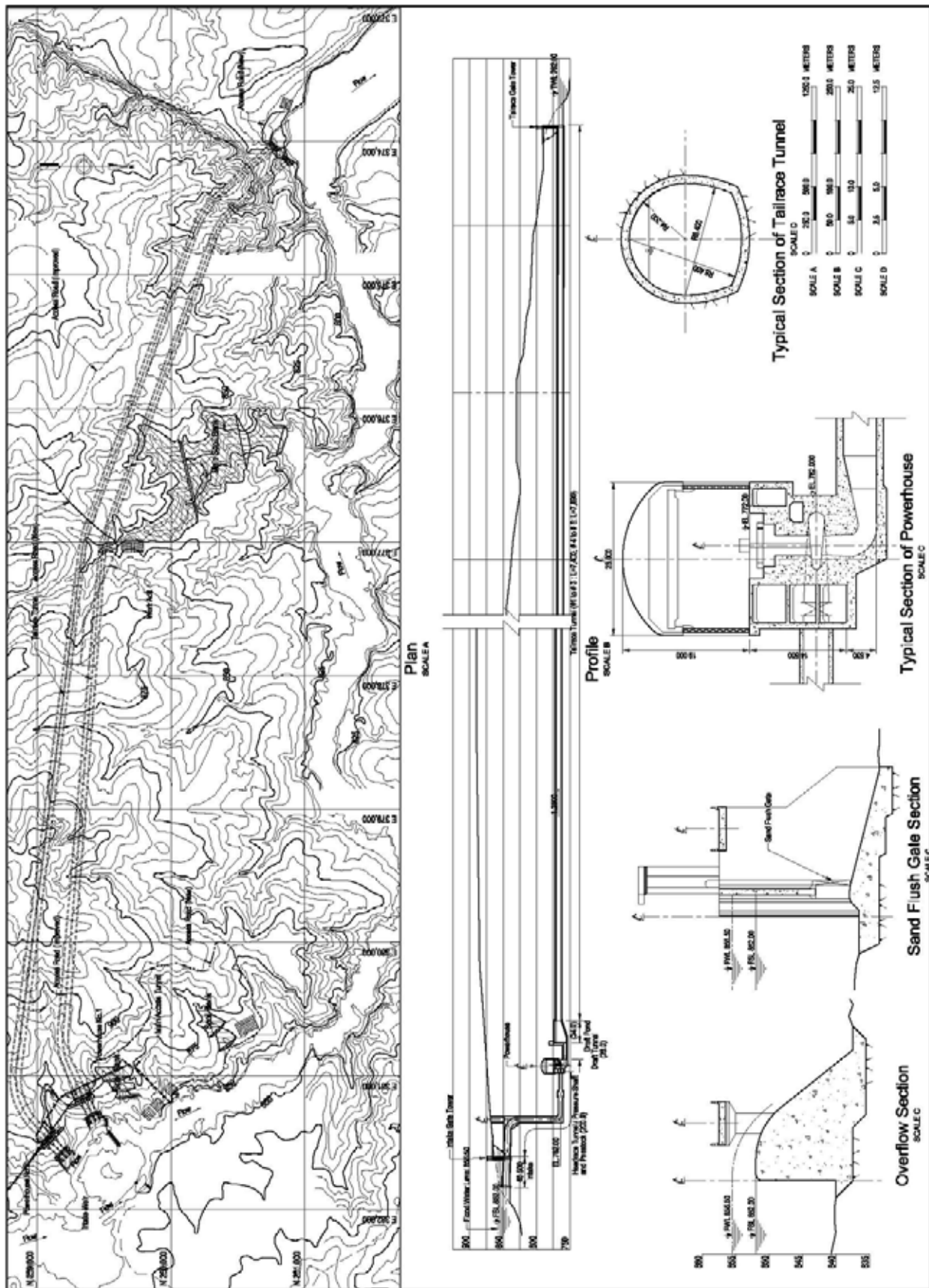


Figure 5.7.2-1 Outline of Ayago Hydropower Project

5.7.3 送電設備

(1) 送電線ルート

Ayago 水力発電所での発生電力は、同じく建設が予定されている Karuma 水力発電所の屋外開閉所に接続され、そこから首都 Kampala 近郊の Kawanda 変電所まで送電される。

今回の Ayago 水力発電所新設に伴う送電線は Ayago 水力発電所から Karuma 水力発電所の開閉所までの区間になり、亘長は 58 km である。

送電線ルートとしてはナイル川南岸の工事用アクセス道路に沿い、一部分ショートカットし、最短距離となるルートとする。

以下に概略の送電線ルートを示す。

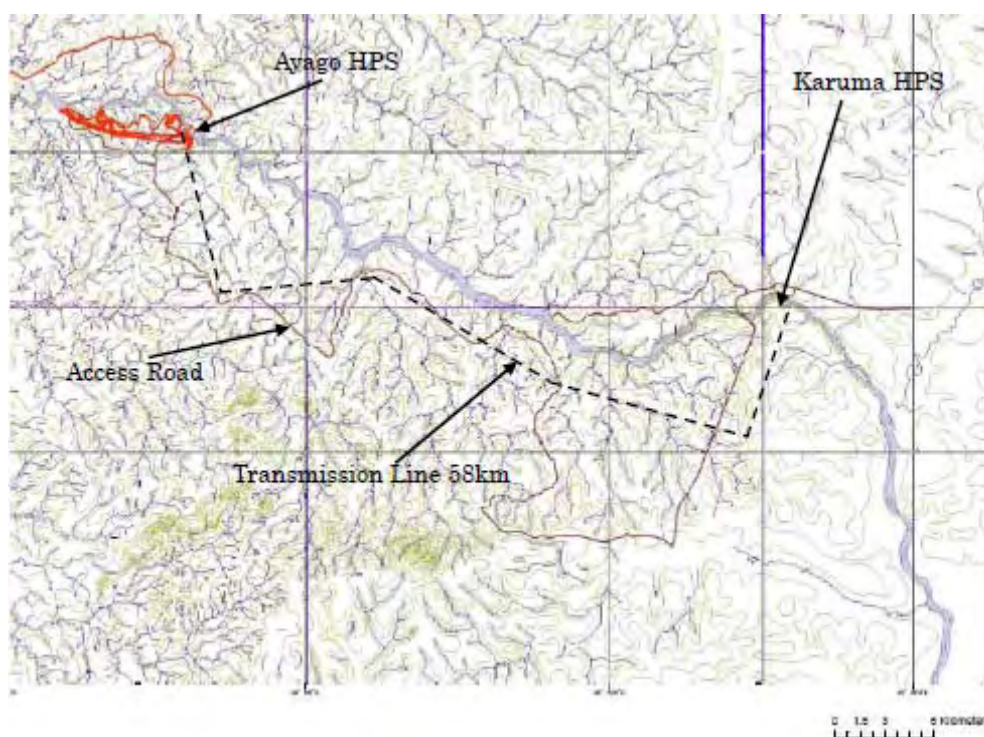


Figure 5.7.3-1 Transmission Line Rout Map of Ayago Project

なお、今回の Ayago 水力発電所新設に伴う送電線建設は Ayago 水力発電所から Karuma 水力発電所の開閉所までの区間であるが、東アフリカ連携との関連を示した系統図を Figure 5.7.3-2 に示す。

系統図のとおり Ayago 発電所にて発電された電力は、Karuma 発電所、Kafu 変電所、Kawanda 変電所経由にて首都 Kampala に供給される。

一方、東アフリカ連携（特にケニア）については、Ayago 発電所、Karuma 発電所、Kafu 変電所、Bujagali 発電所、Tororo 変電所経由にてケニアに接続、および Ayago 発電所、Karuma 発電所、Lira 変電所、Opuyo 変電所、Tororo 変電所経由にてケニアに接続される 2 ルートが考えられる。

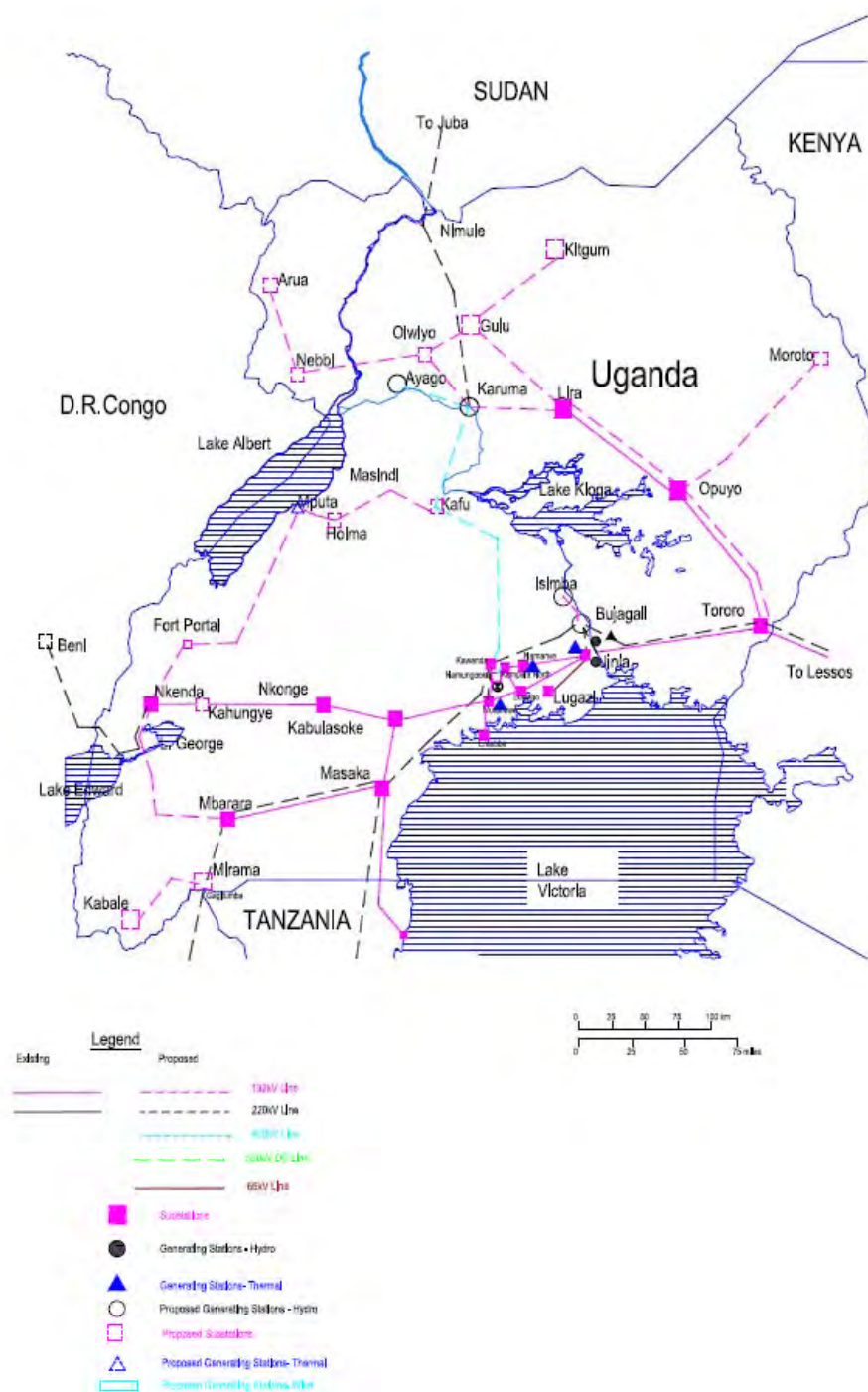


Figure 5.7.3-2 Transmission Line Network of East Africa

(2) 送電線の景観対策

今回の送電線ルートであるナイル川南岸は北側に比較して高木が多く、景観上も目立たないものとしたが、詳細については今後実施されるフィージビリティ調査において、地元、関係機関共に協調を取りながらの景観設計が望まれる。

5.8 工事計画および工事費

5.8.1 工事工程

600MW の建設に要する工事期間は、準備工事を含め 5 年 6 ヶ月（66 ヶ月）と見積もった。本プロジェクトのクリティカルパスは、発電所アクセストンネルー発電所掘削ーコンクリートー発電機器据付ー試運転の工事である。プロジェクトの工事工程を以下に示す。

尚、工事工程は許認可や資金繰り並びに現地の地形、地質、環境対策等と密接に関係してくることから、今後の調査の結果を踏まえて、再検討することが必要である。

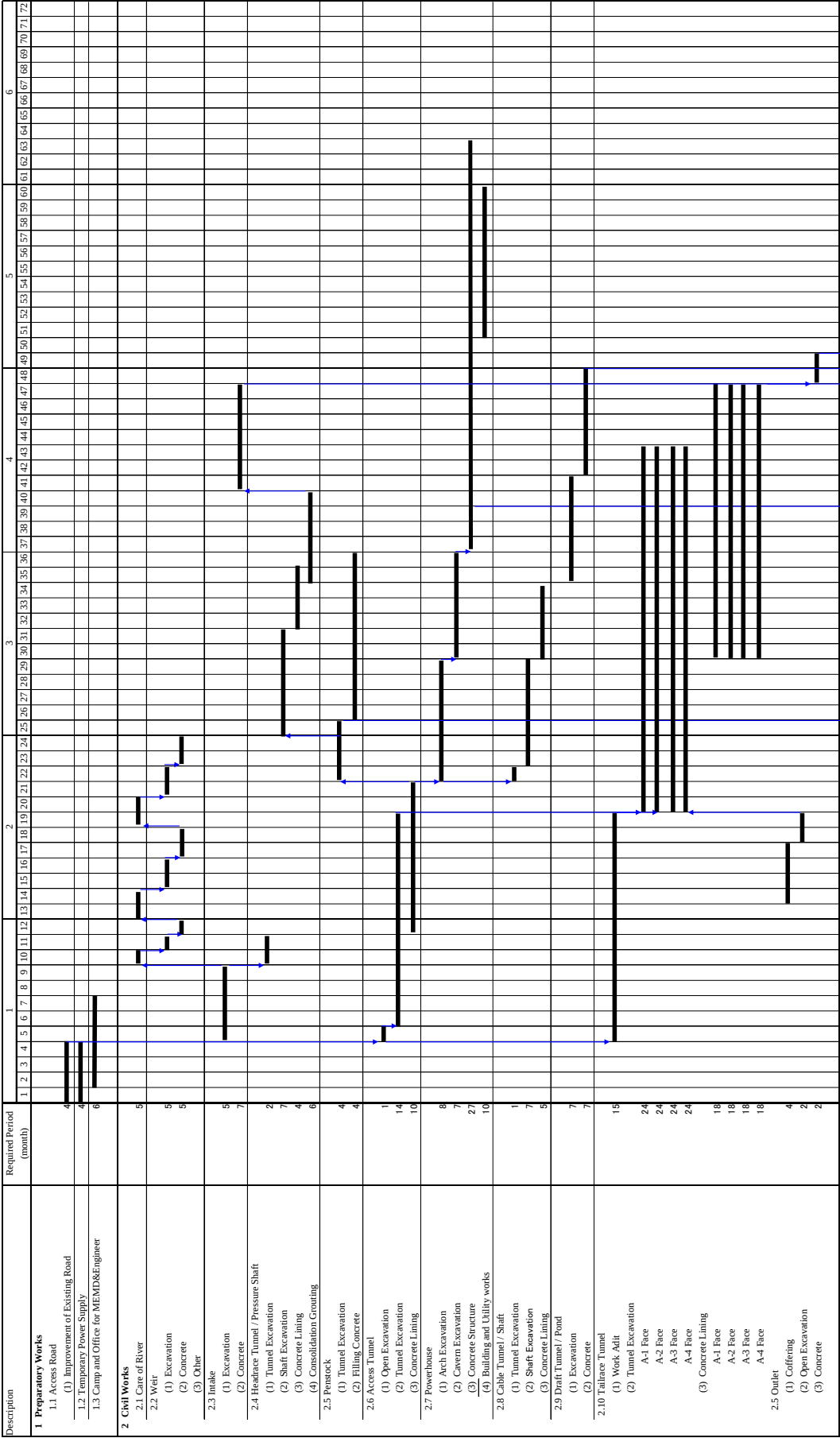
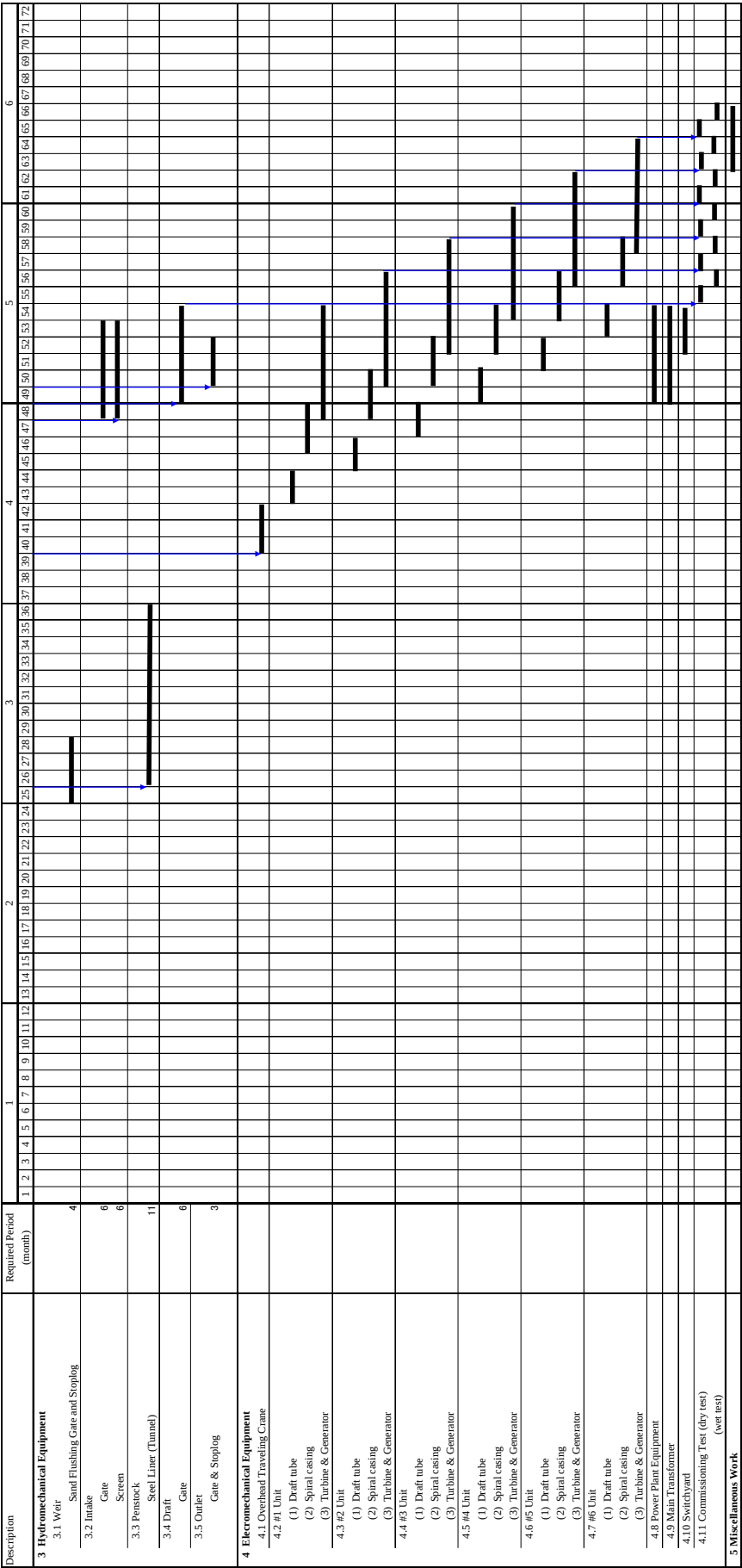


Figure 5.8.1 1 Construction Schedule



Note: ■ Installation, Assembly

Figure 5.8.1 2 Construction Schedule

5.8.2 工事費

工事費は2010年時点においてUS\$にて算出した。算出に当たっての前提条件を下記に示す。

- (1) 補償費用は、国立公園内につき移転住民はないが、公園外の送電線下の移転を想定して5MUS\$を計上した。
- (2) 環境対策費は、土木コストの5%を計上した。
- (3) 土木工事費の単価は、既設の Kiira 発電所、計画中の Karuma 発電所、近隣国ケニアの Sondu Miriu 発電所並びに類似の水力発電所の契約単価を参考にして、物価スライド補正により、2010 年末時点での単価を算定した。
- (4) 水力機械設備および電気機器設備の工事費は、2010 年末時点の国際市場価格を勘案して算出した。
- (5) 送電線は、各地点から Karuma の開閉所までの費用を計上した。
- (6) 技術・管理経費は直接費（準備工事、環境対策、土木工事、水力機械設備、電気機器設備、送電設備の合計）の15%を計上した。
- (7) 予備費は、自然現象等想定外の支出のために、直接費（準備工事、環境対策、土木工事、水力機械設備、電気機械設備、送電設備の計）の10%を計上した。
- (8) 工事費には、物価上昇による費用および建設工事中の利子は含まれていない。
- (9) 工事単価と工事費には、付加価値税および輸入材料および機械に対する輸入関税等は含まれていない。

ここに見積もったプロジェクトの費用は将来プロジェクトの実施機関がプロジェクトを実施する場合に必要な資金と同じではない。プロジェクトの実施機関が支払うべき費用は、ここで見積もったプロジェクトの費用の他に、物価上昇による費用および建設中の利子を考慮しなければならない。その他ウガンダ国内で必要な税金および請負業者が外国から建設機械、資材を輸入する場合に必要な関税等が必要となる。

なお、工事費は工程並びに現地の地形、地質と密接に関係してくることから、今後詳細な調査等を実施し、その結果に基づいた詳細設計を行った上で、再検討することが必要である。

5.8.3 プロジェクトの総工事費

上記で設定した項目毎に 600MW の概算建設費用を、Table 5.8.3-1 に示す。

Table 5.8.3-1 Approximate Project Construction Cost

Item	Cost (x10 ³ US\$)	Note
1. Preparation and Land acquisition	36,030	
(1) Access road	13,500	100x10 ³ US\$/km × 135 km
(2) Compensation & Resettlement	5,000	
(3) Camp & Facilities	17,530	(3. Civil work)× 2%
2. Environmental mitigation cost	43,825	(3. Civil work)× 5%
3. Civil work	876,494	
(1) Weir	28,613	
(2) Intake	19,531	
(3) Headrace	21,053	
(4) Penstock	5,060	
(5) Access tunnel	13,018	
(6) Powerhouse	78,520	
(7) Draft Pond	23,712	
(8) Tailrace tunnel	601,861	
(9) Outlet	5,444	
(10) Miscellaneous	79,681	
4. Hydraulic equipment	38,886	
5. Electro-mechanical equipment	255,200	Installed Capacity 610 MW
6. Transmission line	29,000	Ayago-Karuma 58 km
Direct cost	1,279,434	
7. Administration and Engineering service	191,915	Direct cost × 15%
8. Contingency	127,943	Direct cost × 10%
Total cost	1,599,293	

5.8.4 段階開発における工費費

本プロジェクトの開発に当たっては、需要の伸びに合わせて段階的に開発することが、資金調達の面から有利である。Table 5.5.5-1 に、100MW 毎に段階開発した場合の概算工事費を示す。

なお、第 1 期の 100MW については、アクセス道路・トンネル、堰並びに送電線等の共通設備を含むため、第 2 期以降の開発より高くなっている。

Table 5.8.4-1 Project Construction Cost

(x 1,000US\$)						
Item	100 MW	200 MW	300 MW	400 MW	500 MW	600 MW
1. Preparation and Land acquisition	23,046	25,391	27,736	31,121	33,579	36,030
(1) Access road	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500
(2) Compensation & Resettlement	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
(3) Camp & Facilities	4,546	6,891	9,236	12,621	15,079	17,530
2. Environmental mitigation cost	11,365	17,227	23,091	31,553	37,697	43,825
3. Civil work	227,306	344,549	461,814	631,069	753,932	876,494
4. Hydraulic equipment	15,747	18,383	21,018	33,615	36,251	38,886
5. Electro-mechanical equipment	42,533	85,067	127,600	170,133	212,667	255,200
6. Transmission line	29,000	29,000	29,000	29,000	29,000	29,000
Direct cost	348,998	519,616	690,258	926,491	1,103,125	1,279,434
7. Administration and Engineering service	52,350	77,942	103,539	138,974	165,469	191,915
8. Contingency	34,900	51,962	69,026	92,649	110,313	127,943
Total cost	436,247	649,520	862,823	1,158,114	1,378,907	1,599,293
Difference		213,273	213,303	295,291	220,792	220,386

第6章 環境社会配慮

6.1 戦略的環境アセスメント

本調査では、(1) 水力開発代替電源の可能性検討、(2) 水力開発候補地点の検討、(3) 開発有望地点での3つのレイアウト検討、の3つの検討に対し、それぞれ戦略的環境アセスメントを実施した。(1) と (2) は資料調査を基に、(3) は簡単な現地調査を基に、技術・経済面、環境面、社会面からの影響予測を行い、代替案の比較検討を行った。これらの調査結果と予測結果は SEA レポートにとりまとめた。SEA レポートは Appendix D に添付した。

なお、本開発調査では JICA 環境社会配慮 (2010 年 4 月 1 日付け) を適用している。

6.2 河川維持流量

減水区間での水量の程度によって、IUCN レッドリスト掲載種であるカバのほか、クロコダイルが大きな影響を受ける可能性がある。さらに河岸植生が変化することにより、河岸植生に依存している動物群も間接的に影響を受ける可能性がある。そのため、減水量をどの程度にするのかを今後慎重に検討していく必要がある。河川維持流量の検討は、今後以下のような手順で検討していくことが望ましい。F/S の段階で (1) から (8) まで実施し、第一次工事期間中に (9) から (15) を実施する。

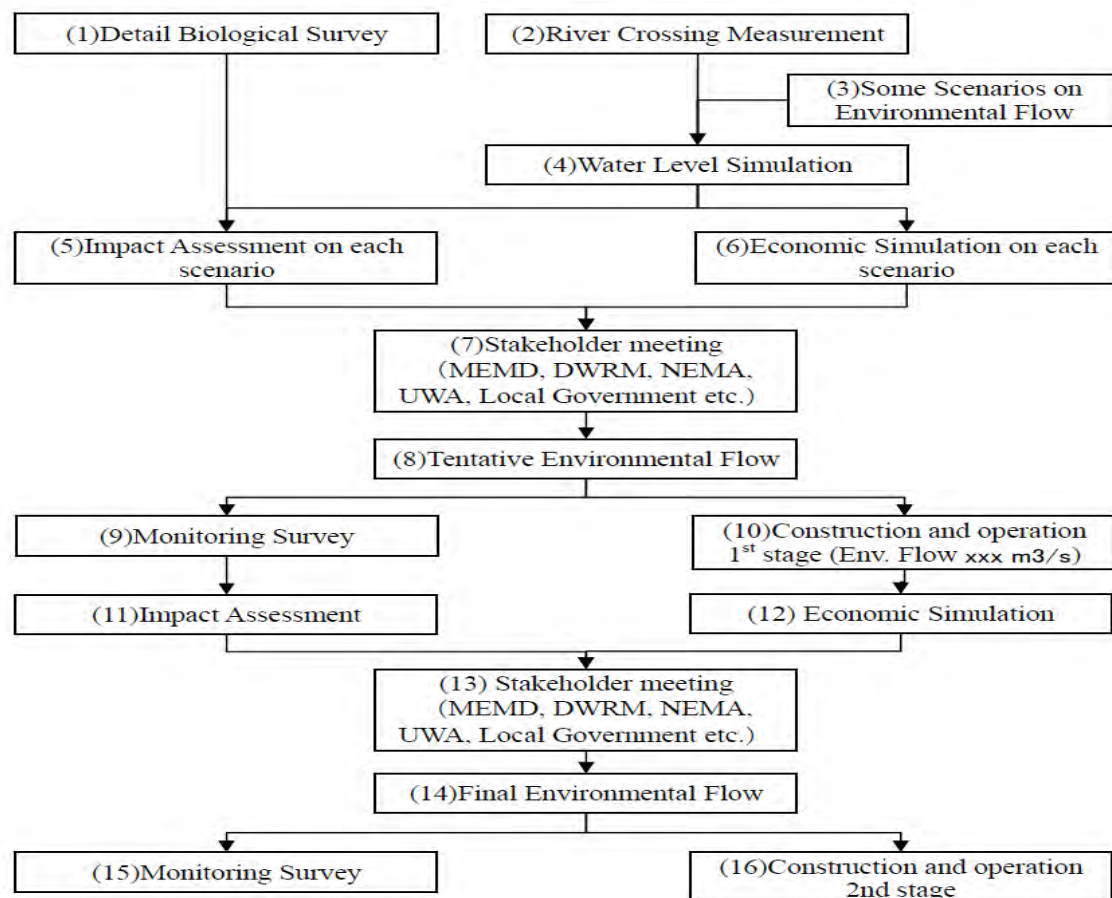


Figure 6.2-1 Sample procedure on determine environmental flow

6.3 情報公開とステークホルダー協議

本調査では、3回のステークホルダー協議が計画されている。1回目は事業概要の説明とステージ1とステージ2の代替案評価の枠組みの検討、2回目はステージ2までの検討結果とステージ3の調査計画の検討、3回目はステージ3の検討結果とマスタープランの検討が議題となる。第1回ステークホルダー協議は第1次現地調査時に、第2回ステークホルダー協議は第1次現地調査時に開催した。第3回ステークホルダー協議は第3次現地調査時の2011年1月に開催した。第3回ステークホルダー協議での主なコメントは以下のとおりである。

- 多基準分析の手法を使った総合結果で、水力が一番高い評価になったのは興味深い。しかしながら、水力開発にはミティゲーションのコストも必要であることを忘れてはならない。→考慮する。
- 多基準分析の結果、なぜ太陽光と風力は高い評価にならなかったのか。→ここで示した多基準分析の総合結果はあくまで概要である。レポートの詳細を読むと、自然環境や社会環境を含め多くのクライテリアに基づいて分析された結果であることがわかる。
- 戦略的環境アセスメントを初期段階から取り入れている本調査では、環境のあらゆる側面についてよく検討されている。
- どのような考え方に基づいて需要予測が行われたのか。National Development Planの策定時には、電力は経済成長を活性化させるものであり、その逆ではない（経済成長に基づいて電力を供給するのではない）と合意した。この調査における需要予測はNDPの考え方に基づいていないのではないかと。→電力が経済成長のために必要であるという考え方に基づく需要予測は、シナリオVに示されている。
- 多くの調査が同時に進行しているが、ウガンダ政府としてはどのような戦略でこれらを実施しようとしているのか。これらの調査をすべて実施する資金は用意しているのか。→たとえ資金がなくとも、政府が計画を持つこと自体が重要であり、またそのためにエネルギーファンドとPPPがあるのではないかと。また、ドナーに働きかけるためにも文書を用意することが重要である。
- 水力発電においては水の流量が最も重要な要素であるが、この調査では支流流入について考慮しているか。→計画流量を決めるために、水文学の専門家が支流流入を含むさまざまな水文データを集めて分析した。
- どれくらいの水量が発電のために使われる予定なのか。水量が減少することで環境へ影響はないのか。→使用する水量は発電所の大きさにもよるが、EIAの結果によって変わってくる。
- 結論を出すまでのプロセスの透明性を評価している。結論に至るまでの議論の内容を良く知ることができた。
- 7つの候補地点を見ると、KarumaとAyagoは距離が近すぎるのではないかと。他の地域も考慮したのか。→考慮した。小水力はウガンダ各地で可能性がある。しかし、この調査では大規模水力を対象としているため、他に候補地がないのが現状である。

- 本調査は候補地を選定する際に重要なポイントをすべてカバーしている。
- このプロジェクトによって移転の対象となる住民はいないのか。もし居る場合はどのように影響を受けるのか。→マスタープラン段階では各地点において住民がどのような影響を受けるかを分析した。Ayago 地点に限ると、国立公園内の開発によって移転の対象となる住民はいない。
- 本調査は地域住民のビジョンを達成するために何が必要かをよく指摘している。
- 多くの TOR/EIA についてコストが考えられていない。ミティゲーションも同様である。MEMD はどのようにミティゲーションを取り扱うのか。→必要に応じてミティゲーションのための資金を確保する予定である。モニタリングチームが中心となってミティゲーションについて検討する。
- 歴史・文化遺跡を保全すれば観光客を集められるのではないか。→保全する価値がある遺跡かどうかを判断するためには、EIA で詳細調査が必要である。

6.4 下流国・周辺国への配慮と国際河川問題

Victoria（白）ナイルの水源である Victoria 湖周辺には、ケニア、タンザニア、ルワンダ、ブルンジ、コンゴが位置し、青ナイルの上流にはエチオピアとエリトリアが位置する。またナイル川下流にはスーダンとエジプトが位置する。

ナイル川流域イニシアチブ（NBI）は、1999 年に設立された一時的な地域機構である。流域の 9 カ国（ブルンジ、コンゴ、エジプト、エチオピア、ケニア、ルワンダ、スーダン、タンザニア、ウガンダ）が加盟し、ナイル川流域の共同資源管理を進めている。NBI の事務局はウガンダのエンテベに設立され、世界銀行を調整役とした二国間・多国間援助を受けている。NBI のビジョンは、持続的な社会経済開発のため、共有の水資源であるナイル川流域を公平に利用し、各国が便益を得ることである。

上記ビジョンを実行に移すため、NBI は下記のような 2 つのプログラムと協力枠組み戦略を含む戦略的行動プログラムを策定し、実施している。

① 共有ビジョンプログラム（Shared Vision Program）

- Nile Trans-boundary Environment Action Project (NTEAP)
- Nile Basin Regional Trade (RPT)
- Efficient Water Use for Agricultural Production (EWUAP)
- Water Resources Planning and Management (WRPM)
- Confidence Building and Stakeholder Involvement (CBSI)
- Applied Training Project(ATP)
- Socio-Economic Development and Benefit-Sharing (SDBS)

② 補完アクションプログラム Subsidiary Action Programs

- Eastern Nile Subsidiary Action Program (ENSAP)

- Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program (NELSAP)

各プログラムの詳しい情報と実績は NBI のホームページで参照できる。

(<http://www.nilebasin.org/>)

③ ナイル川流域協力枠組み

ナイル川流域国は、NBI の協力体制を維持するための法的協力枠組みを設立し、専門家による討論と交渉を通じた制度的な対話を進めている。2010 年 5 月にはエチオピア、ケニア、ウガンダ、ルワンダ、タンザニアがナイル川からの取水量増加のための協力枠組み協定に署名をした。しかしながら、これはエジプトとスーダンから強い反対を受けた。エジプト政府は、自国の取水割り当てに影響を与えるような協定には一切署名しないと主張している。他方、上流 5 カ国は、植民地時代の 1929 年にエジプトとイギリスで結ばれた協定によって、今でもナイル川を灌漑のような開発プロジェクトで使用するためにはエジプトから許可を得なければならないことに懸念を示している。新しい協定が効力を持てば、NBI の権限は恒久的なナイル川流域委員会（Nile River Basin Commission）に委譲されることになる。

このように国際河川問題を避けるためには、これらの流域国へウガンダの水力開発に関する情報を公開し、理解を得ることが重要である。下流国であるスーダンとエジプトは、上流国であるウガンダの水利用、特に灌漑利用に対して敏感に反応を示すことが考えられる。そのため今後の水力開発事業にあたっては、ステークホルダー協議に招待する、Web ページで情報公開をする、書面で情報を通知するなど、可能な限りの情報を適切な時期に公開することが必要である。

現在ウガンダで実施中の Bujagali ダム開発プロジェクトでは、EIA の段階でウガンダ外務省から下流国や周辺国の外務省へ書面で事業の概要（地図、デザイン、仕様書）を送り、エジプトから「異議なし」という返答を書面で受け取っている。同様のプロセスが、今後の水力開発事業でも望まれる。

第7章 事業実施計画

7.1 実施方式

資金源には大きく分けて、ウガンダ政府予算 (Energy Fund)、多国間・二国間開発援助、民間投資の3種類がある。下表に3大水力発電計画のための考える資金計画の例を示す。

Table 7.1-1 Financial Plan

Unit: US\$ in millions

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Karuma														
Fund requirement	60	580	570	250	240									1,700
Funding	60	580	570	250	240									1,700
Energy Fund (70% as Equity)	42	406	399	175	168									1,190
National Social Security Fund (15% as Equity)	9	87	85.5	37.5	36									255
Borrowings from private banks (15%)	9	87	85.5	37.5	36									255
Isimba														
Fund requirement		10	110	70	90	60	50							390
Funding		10	110	70	90	60	50							390
Private investment & lending (95%)		9.5	104.5	66.5	85.5	57	47.5							370.5
Government's equity participation for PPP (5%)		0.5	5.5	3.5	4.5	3	2.5							19.5
Avago														
Fund requirement						44	87	131	131	108	149	149	64	863
Funding						44	87	131	131	108	149	149	64	863
Energy Fund (50%)						22	43.5	65.5	65.5	54	74.5	74.5	32	431.5
Donor's aid (50%)						22	43.5	65.5	65.5	54	74.5	74.5	32	431.5
Total Funding	60	590	680	320	330	104	137	131	131	108	149	149	64	2,953
Energy Fund	42	406	399	175	168	22	43.5	65.5	65.5	54	74.5	74.5	32	1,622
Government's equity participation for PPP		0.5	5.5	3.5	4.5	3	2.5							19.5
National Social Security Fund	9	87	85.5	37.5	36									255
Donor's aid						22	43.5	65.5	65.5	54	74.5	74.5	32	432
Private investment & lending		9.5	104.5	66.5	85.5	57	47.5							370.5
Borrowings from private banks	9	87	85.5	37.5	36									255

これらの資金源をどのように組み合わせるかにより、事業実施方式が決定されることとなる。

調査団としては、IPP/PPP は通常時間がかかり、また所要金額の確保が不確定であるため、アヤゴ計画は政府プロジェクトとしての公共事業の形で実施することが望ましいと考える。

また、プロジェクトの実施方式については、調査団としては、FIDIC（単価契約方式版）に基づく施工管理業務コンサルタント方式を提案することとし、これによりコンサルタント費用を最小化すると共に、建設上のリスクについては、経験豊富なコンサルタントの起用により、純粋に技術的な判断に基づき、オーナー側と施工業者側の両者に対し妥当なリスク配分を可能とすることが望ましいと考える。

この方式は、コントラクターが設計を行う EPC 方式と比較して、着工までに多少の時間がかかるが、詳細設計に十分な時間をかけて、より精度の高い設計と工事費見積の作成を行い、また土木工事については単価契約による出来高精算方式を採用することにより、応札業者のリスクに対するマークアップを減らすことが可能となる。

7.2 実施工程

本マスタープラン作成以降の全体の流れを以下に示す。なお、実施工程は Figure 7.2-1 の検討結果により、ODA を活用した政府単独事業並びにジョイント S/V 方式に基づくものとする。

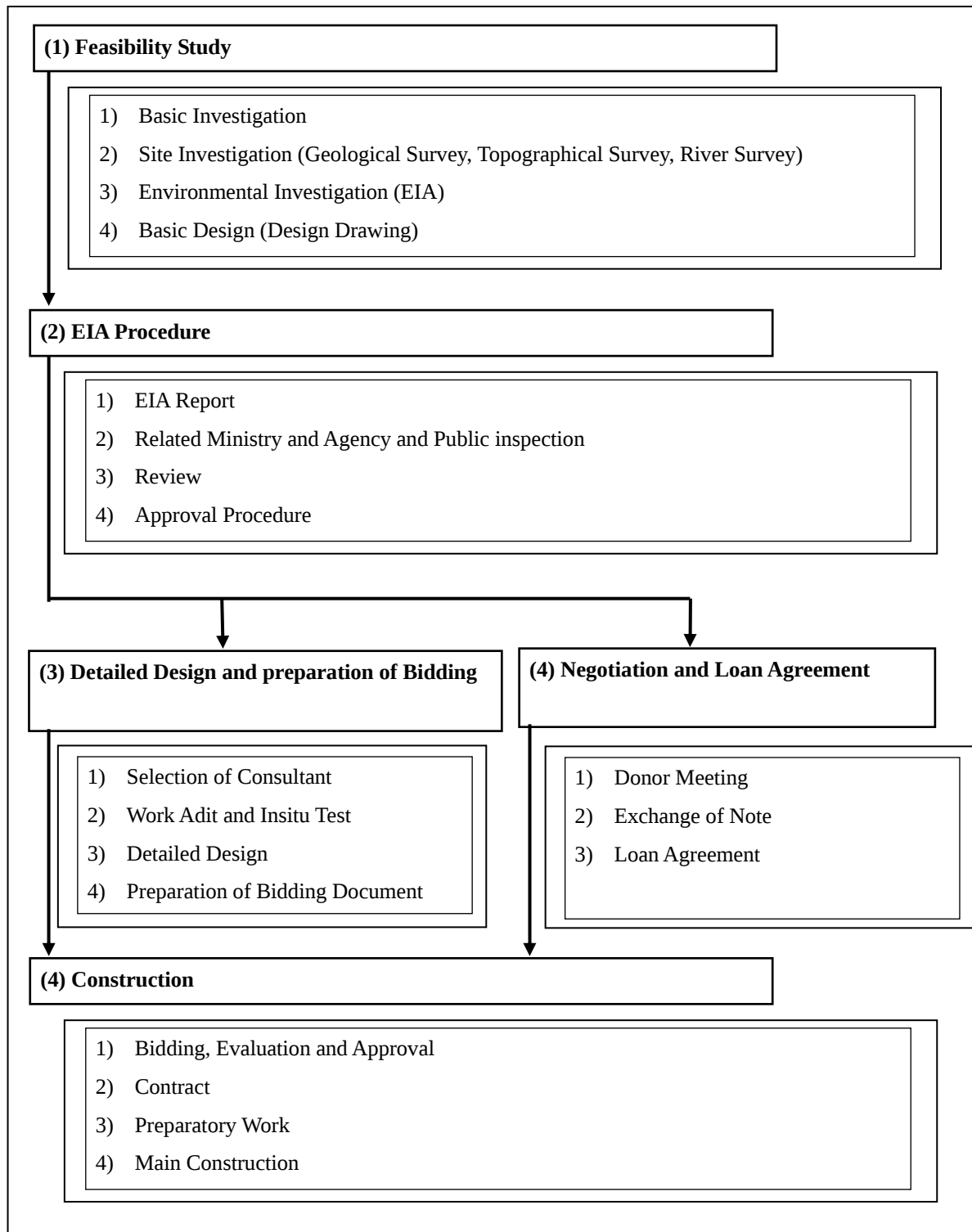


Figure 7.2-1 Flow of Implementation Plan after this Study

(1) Feasibility Study

マスタープラン策定後、Ayago 地点に特化したフィージビリティスタディを実施する。ここでは、プレ F/S において実施した現地調査（地質調査、地形測量）の精度をより高めるために、実地測量、河川測量、ボーリング調査、孔内試験等の追加調査を実施する。また、環境調査もプレ F/S で実施した戦略的環境影響評価（SEA）のレベルを高めた環境影響評価（EIA）を実施し、影響評価書を作成する。また、これらの調査結果を踏まえて基本設計を実施し、より精度の高いプロジェクト費用を算出する。

これらの実作業に要する期間として 15 ヶ月を見込む。

(2) 環境影響評価手続き

前述の F/S で実施した調査結果および ODA を供与する機関の環境社会配慮ガイドラインに基づき、MEMD において環境影響評価書を作成する。その後、関係各省およびパブリック縦覧を行い、関係者の意見を踏まえて評価書のレビューおよび修正見直しを行った上で、政府内の承認を得る。

これらの手続きは、F/S で実施する EIA と一連の作業であり、環境影響評価に要する期間としては全体で 21 ヶ月を見込んでいる。

(3) 詳細設計および入札図書準備

詳細な地質調査および設計の基本となる地盤条件を設定するために、地下発電所への調査横坑を掘削し、原位置試験を実施する。これらの調査結果を踏まえて詳細設計を実施し、合わせて入札図書を作成する。

これらに要する資金はエンジニアリングサービスローンを申請することもできるが、ここでは工程短縮のため、MEMD の自己資金にて F/S 終了後直ちに実施することとし、所要期間は 20 ヶ月を見込む。

(4) 金融機関協議および融資契約

ドナーとの融資協議を経て、Exchange of Note と Loan Agreement を締結する。協議は詳細設計において必要資金が見えてきた時点で開始し、所要期間は 10 ヶ月を見込む。

(5) 建設

本体工事着工に先立ち、入札手続きに 5 ヶ月、入札評価に 3 ヶ月、承認手続きに 2 ヶ月を見込む。工事用道路や事務所等の準備工事は、工程短縮の観点から MEMD の自己資金により本体工事着工までに完了させておくことが望ましい。建設期間は準備工事も含め、66 ヶ月を見込む。

上記の内容に基づき、マスタープラン終了から本体工事着工までの、標準的なスケジュールを Figure 7.2-2 に示す。

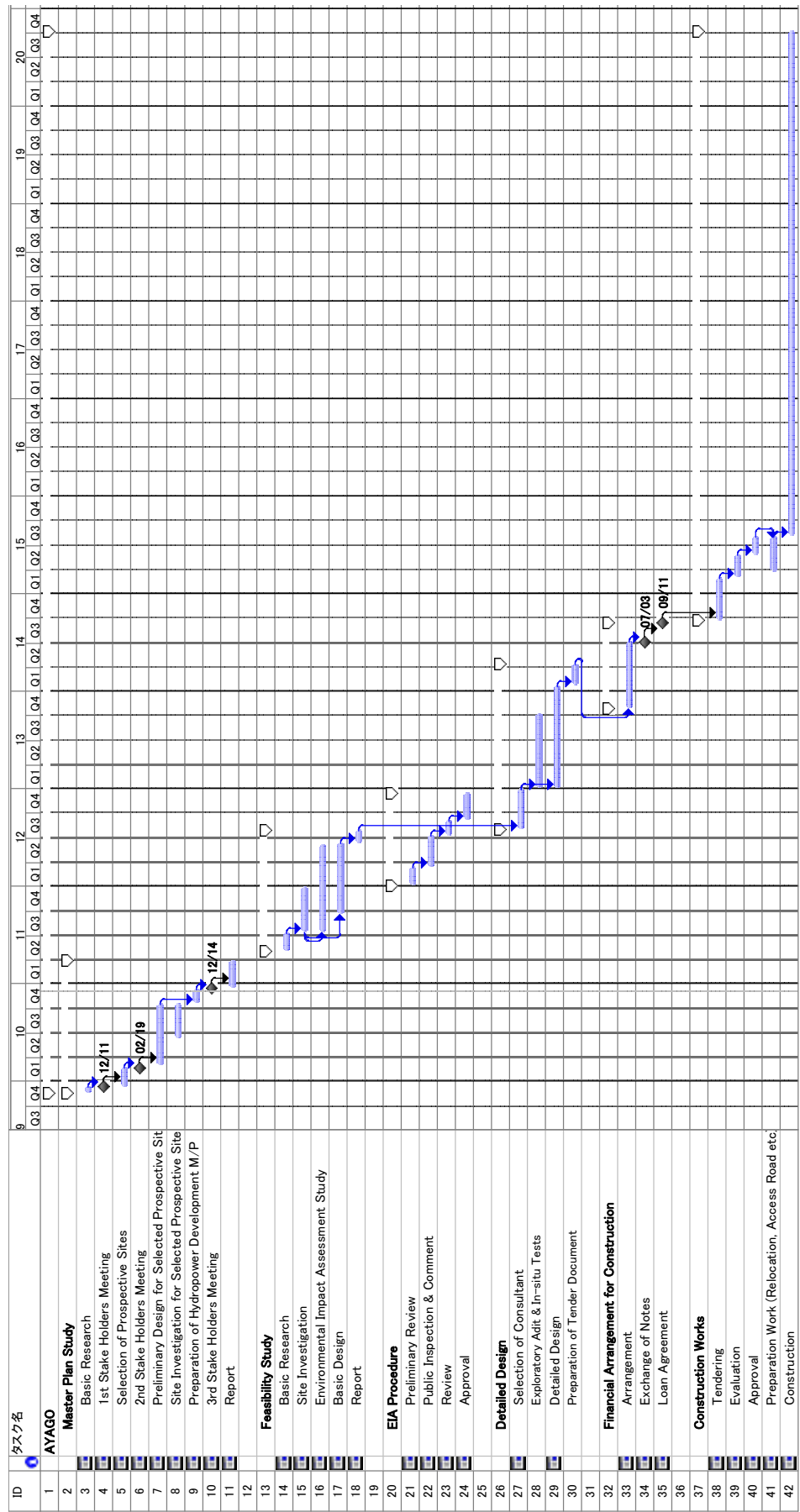


Figure 7.2-2 Implementation Plan

第 8 章 課題と提案

Ayago 水力を推進するにあたっての課題と提案、並びに F/S 実施時の主な留意事項を以下に述べる。

8.1 環境社会配慮

(1) JICA 環境社会配慮ガイドラインとの整合性確保

JICA の事業は、JICA 環境社会配慮ガイドラインとの整合性を取っていく必要がある。Ayago サイトはウガンダ政府が法令で自然保護のために特に指定した地域に位置し、IUCN レッドリスト掲載種や観光資源となっている野生生物など保全すべき生物への影響も避けられない。ただし、Ayago 事業で利用する国立公園内の面積は、湛水域を含めても 0.6 平方キロ（全公園面積の 0.016%）であり、供用後は管理用車両以外の事業計画地に近づくこともない。また比較的生物分布密度が低く、観光利用もほとんど無い左岸案を選択しているため、指定地域の生物相や観光に重大な影響を及ぼすとは言い切れない。また、影響の最小化のためのミティゲーションだけでなく、公園内の生物生息環境整備支援や、密猟や違法伐採防止のための活動支援、公園内の生物モニタリング活動支援など、さまざまな公園管理支援事業をオフセットの一環として実施することにより、公園内の保護の増進や回復の促進も図ることも可能である。FS 段階では、可能な限り最大限のミティゲーションを探りつつ、ガイドラインとの整合性を確保していくことが重要である。

(2) Ayago サイトでのミティゲーション検討の方向性

FS 段階で検討すべきミティゲーションの方向性を以下に示す。なお、以下に示すミティゲーションは、あくまでも影響の一部を緩和させるものであり、負の影響を 100%補償できるものではない。

1) 土捨場の最小化

FS 段階では、土捨場の面積を最小化させる方向で、土捨場のレイアウトを検討すべきである。

Pre-FS の段階でも 3 レイアウト立案にあたり、できるだけ環境に影響を与えないような土捨場の場所を検討した。当初は国立公園外に土捨場を設置することも検討したが、土砂の運搬に 100 万台もの 10 トントラックが必要になることが判明した。これらのトラックが片道 40km 以上国立公園内を通行すると、騒音、振動、粉塵が周辺の動植物に与える影響が大きい上、トラックによる二酸化炭素排出量も増加することになる。さらに国立公園外では民家に与える騒音・振動・粉塵の影響も無視できない。これらを考慮し、公園内に土捨場を設けたほうが公園内の生物への影響も少ないのではないかと判断し、3 つのレイアウト全て公園内に土捨場を設けることとした。土捨場の位置選定にあたっては、動植物調査結果を加味し、できるだけ流域の小さな沢を選んで設置した。

FS 段階では、より環境に影響の少ない土捨場の位置の詳細検討をすることが望ましい。

2) 環境への影響の少ないアクセス道路のルート選定

FS 段階では、生態系への影響を最小化する方向で、アクセス道路のルート選定を行うべきである。

Pre-FS の左岸案アクセスルート検討の際、当初、公園内通過距離のもっとも短いルートを設定したが、重機の通行可能な道路にするためには、切り盛り土量が多くなる上、橋梁の設置が必要になることが判明した。そのため、公園内通過距離は長くなるが、橋梁設置の必要が無く、切り盛り土量の最も少ない既存道路の拡幅ルートを選定した。

ただし Pre-FS で提案されたアクセス道路は、観光道路としての利用や薪採集のための住民の利用、動物の移動ルートと競合する可能性もある。そのため FS 段階では、観光道路の利用や将来的に設置する送電線用の管理道路なども考慮に入れた上で、最も自然環境に影響の少ないルートを再検討することが望ましい。

3) ロードキル対策

FS 段階では、ロードキルを最小化するような道路設計・運用計画を行う必要がある。アクセス道路は動物の生息地内を通過するため、工事用車両の通行によりロードキルが発生する可能性が高い。また、ゾウとの遭遇が事故につながることもある。そのため FS 段階では、陸上を移動する生物の移動ルート、生息密度、移動季節・時間帯などを考慮した上で、ロードキル発生確率の高いエリア、季節・時間帯を特定し、対策を講じることが望ましい。特に発生確率の高い場所が特定された場合は、生物横断用の構造物の検討や、道路内への進入を阻害する道路の構造、ロードキルを最小化させるための工事中の道路交通管理方法、動物やドライバーへの警告システムなど、さまざまな対策を検討することが望まれる。

4) 改変面積の最小化する施設配置

水力発電関連施設の配置を計画する際は、改変面積を最小化する方向で、レイアウト検討する必要がある。特に多くの生物が依存する河畔林の改変面積は最小化することが望ましい。水力発電所の発電施設の恒久施設には、取水堰、取水口、導水路、発電所、放水路、サージタンク、変圧器、管理用道路、土捨場などがあるが、管理用道路、土捨場、堰、取水口、放水口、送電線以外はほとんど地下施設となるため、地表植生の恒久的な改変は限られている。一方、ストックヤード、クラッシャープラント、バッチャープラント、工事用道路など一時的な施設は全て地上部に設置するため、これらによる一時的土地改変は避けられない。そのため、これらの改変面積が最小となるための慎重な施設配置計画と植生復元計画の策定が望まれる。

5) 維持流量の確保

水域を主な生息環境とする生物に対する影響を最小化するため、減水区間の流量確保が十分にできるような方向で設計を検討する必要がある。Pre-FS 段階では、望ましい維持流量の提案はできなかったが、FS 段階では、水域に生息するカバやクロコダイルの個体数、群れの行動範囲、生息環境の水質、水温、流量、流速、水深、河床の地形、上陸地点の地

形、上陸後の移動ルートを調査した上で、供用後の流量・水質・水温・水深・上陸地点の状況などを推定し、流量シナリオ別の影響の程度を予測した上で、維持流量を慎重に決定すべきである。

6) 景観への配慮

国立公園内の景観は、ウガンダ国の大きな観光資源でもあり、景観に対する影響は最小化する方向で設計を検討すべきである。景観阻害要因となりうるものとして、取水堰、送電線などがある。取水堰は、維持流量をオーバーフローさせる構造になっており、通常河岸から見えないが、流下する水がより自然に見えるよう、堰の形状を工夫することは可能である。送電線は、地形測量に基づいて複数のルートを設定した上で、眺望地点からのシミュレーションを行い、可能な限り眺望景観を阻害しないよう工夫するほか、鉄塔の形状・色・航空標識も景観になじむよう検討すべきである。地上に残る恒久施設も、眺望地点からの視認性をシミュレーションし、遮蔽植生などを検討する。

7) 水生生物の移動路確保

FS の段階では、堰による分断が水生生物へ与える影響を最小限にする方向で検討すべきである。カバやクロコダイル、魚類の現状で移動可能な流速・段差・傾斜等を調査した上で、水路を移動するカバ、クロコダイル、魚類のための斜路の設置が可能かどうか検討する。

8) UWA の活動支援

火入れの管理、密猟対策、違法伐採対策、公園境界の管理、ゲート管理、モニタリング活動など、現在 UWA が強化したいと考えている活動は複数存在する。環境緩和策の一環として、これらの活動の支援を行うことができるかどうか、検討する。

(3) 環境モニタリング実施

EIA が終了した後の環境対策の実施のためには、環境モニタリングによる状況把握の継続性が課題となる。IA が終了した後も、環境モニタリング調査を行うことが望ましい。EIA 終了後から工事着工前までの間や、工事期間中、供用後まで、同一の地点・同一の方法で環境モニタリングを継続していくことにより、生物相の変化に応じた適切な対策を講じることができる。

(4) Bujagali の調査

Bujagali 水力発電プロジェクトで実際に発生した環境社会影響は、F/S の設計を行ううえで多くの教訓を与えてくれる。Pre-FS の段階でも、Bujagali 水力発電プロジェクトを複数回訪問し、モニタリング調査団への動向等から、ミティゲーションの実施状況などを確認し、スコーピングチェックリストに反映させているが、F/S 段階では、これらをチェックリストだけでなく、計画に反映させる必要がある。

(5) Karuma 水力の開発方式

Ayago 水力の開発方式については、環境への影響を最小化する観点から、流れ込み式（流入量＝放流量）の開発方式を採用した。しかしながら、仮に上流側の Karuma 水力で調整池式あるいは貯水池式開発によるピーク発電が行われた場合は、河川の水位変動の増加により、動植物の生態への影響および観光への影響が懸念され、加えて、Ayago 水力との水系一貫運用ができなくなる恐れがある。

8.2 設計

(1) 測量調査の実施

Pre F/S では航空測量による概略地形図を用いたが、F/S では実地測量による詳細地形図の作成が必要である。河川測量についても、構造物の設計のみならず維持流量の検討のために広範囲の測量が必要である。

(2) 地質調査の実施

Pre F/S では、堰とヘッドタイプの地下発電所並びに取放水口のボーリングを中心に行ったが、F/S では、テールタイプの地下発電所や水路のボーリング調査を行うことを推奨する。その他に、広範囲に延びる水路の地質性状を把握するための弾性波探査や、地下発電所の設計に資するために初期地圧測定やボアホール TV の実施が望ましい。

(3) 水理実験

最大取水量が 840m³/s と大きいことから、河川に生息している動物に与える影響を把握し、対策を検討するために、取水口付近を対象とした水理模型実験を推奨する。

(4) 系統安定解析および単機容量の検討

今回の Pre F/S では潮流、事故電流解析を対象としたが、200km 以上の長距離送電でもあり安定度が系統の健全運転の支配要因となる可能性がある。このため F/S においては、より信頼度の高い送電システムを実現するため、系統安定度解析の実施が必要である。またその結果を踏まえ、Pre F/S において 50MW としている単機容量の再検討を行うことを推奨する。

8.3 施工計画・積算

(1) 施工計画策定

Pre F/S では、主に図面を用いて仮設用地や土捨場の位置を設定した。F/S 時には、地形測量のデータに基づき、環境影響の低減も念頭にいた上で、最適な場所と規模を決定する必要がある。

(2) 工事費の積算

Pre F/S では、概算数量と市場単価に基づき概算工事費を算定したが、F/S においては、数量と単価の精度を更に向上させる必要がある。特にウガンダでは地下工事（地下発電所、

トンネル等)の実績がないため、単価の設定にあたっては、近隣国の実績調査やコントラクターからの見積もりを含め慎重に検討しなければならない。

8.4 F/Sの業務体制について

F/S で必要となる業務体制について、以下のとおり提案する。

- 1) 基本調査 : 地形・地質調査
- 2) 計画、設計 : 土木設計 (水路構造物、地下構造物、維持流量等環境配慮設計)
建築 (発電所建屋等建築構造物、景観評価)
電気機械、鉄鋼構造物、送電線 (ルート確定、景観)
- 3) 施工計画、積算
- 4) 系統計画 (電力需給、安定度検証)
- 5) 経済財務
- 6) 環境対応 : 自然環境、社会環境

なお、カウンターパート側の体制については、M/P 段階では不在であった土木、地質に対応できる担当者が F/S の段階ではより必要となることから、これらの技術に対応できる体制を期待する。