第 6 章　水力開発マスタープラン

第6章　水力開発マスタープラン

6.1　水文・気象

6.1.1　概要

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 6.1.1-1 に示す。

(Source: Wet Land Department)

Figure 6.1.1-1　Watershed Boundary in the Uganda

Figure 6.1.1-1 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 km^2 に相当する [注)] 。ウガンダ国の主要な湖の諸元をTable 6.1.1-1 に示す。

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

Table 6.1.1-1 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 Kwania	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 6.1.1-2 Major Rivers and Lakes in Uganda

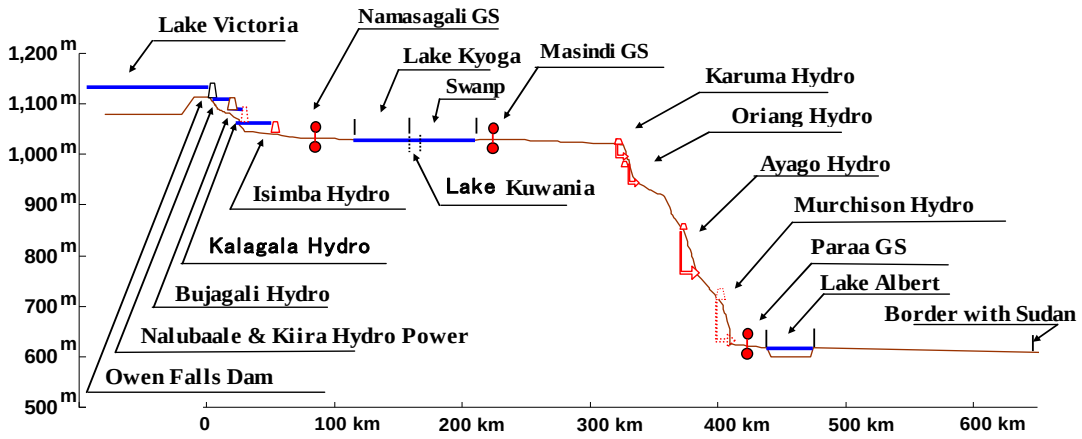


Figure 6.1.1-3　Profile of Major Rivers, Lakes and Hydro Site in Uganda

6.1.2　水文・気象データの収集

調査団は過去の文献・報告書、オーエンフォールズダム運転記録、水文局と DWRM から水文資料を収集した。調査団が収集した利用可能な水文資料は以下のとおりとなる。

- Owen Falls Dam Operation Records
- Hydrological data provided by DWRM and UMD
- Kennedy & Donkin Power Limited, "Hydropower Development Master Plan", November 1997
- Electricity de France, “Optimization Study, Hydrology of the Nile River”, June, 1999
- Acres International Ltd., “Proposed extension to Owen Falls Generating Station: Feasibility study report”, 1990
- Project reports (Bujagali, Karuma, Ayago, etc.) and articles.

本調査では Uganda Meteorological Department と Directorate of Water Development から最新の観測水文資料を収集した。これらについて以下に述べる。

(1)　Uganda Meteorological Department（UMD）

ウガンダ国の雨量観測は UMD が管轄している。本調査時点では UMD はウガンダ国全体で約 400 の地点で雨量観測を行っている。ウガンダ国内の雨量観測所位置を Figure 6.1.2-1 に示す。

(Source: UMD)

Figure 6.1.2-1　Rainfall Gauging Station Operated by UMD

調査団は UMD から観測所のリストを受領し、観測期間と観測位置等を勘案して以下の観測所の雨量データを収集した。

Table 6.1.2-1　List of the Meteorological Data Collected from UMD

STATION_ID	STN_NAME	DISTRICT	ELEVATION	Latitude	Longitutde
88320010	Masindi Port K.U.R.	Masindi	1,005.0	1.7000 N	32.0833 E
88330060	SOROTI METEOROLOGICAL	Soroti	1,132.0	1.7167 N	33.6167 E
87320380	Koich Laminato G. Farm	Gulu	1,093.3	2.5833 N	32.0167 E
88320020	Nakasongola (T.H.U)	Nakasongola	1,005.0	1.3167 N	32.4667 E
89320750	Entebbe Water Dev.Dept.	Mpigi	1,128.0	0.0500 N	32.4667 E
88320030	Kachung Port (K.U.R)	Apac	1,014.0	1.9000 N	32.9667 E
88330040	Serere Agric. Station	Soroti	1,080.0	1.5167 N	33.4500 E
87320040	Atura Port K.U.R.	Lira	990.0	2.1167 N	32.3333 E
87330010	Alebtong rainfall st.	Lira	1,200.0	2.2667 N	33.2333 E
88310030	MASINDI MET STATION	Masindi	1,147.0	1.6833 N	31.7167 E
87320000	GULU MET. STATION	Gulu	1,105.0	2.7833 N	32.2833 E
87320240	Opit Forest Station	Gulu	1,102.2	2.6167 N	32.4833 E
88320300	Apac Agricultural Stat.	Apac	1,020.0	1.9833 N	32.5333 E
86300100	ARUA MET. STATION	Arua	1,280.0	3.0500 N	30.9167 E
86340020	Kotido	Kotido	1,260.0	3.0167 N	34.1000 E
89300630	KASESE MET. STATION	Kasese	691.0	0.1833 N	30.1000 E
89310330	Mubende Hydromet	Mubende	1,290.0	0.5833 N	31.3667 E
89321230	Kampala Met.Station	Kampala	1,122.0	0.3167 N	32.6167 E
89330430	JINJA MET. STATION	Jinja	1,175.0	0.4500 N	33.1833 E
89340190	TORORO MET.STATION	Tororo	1,170.0	0.6833 N	34.1667 E
90300030	MBARARA MET.STATION	Mbarara	1,420.0	-0.6000 S	30.6833 E
90300320	BUSHENYI AGROMET STATION	Bushenyi	1,590.0	-0.5667 S	30.1667 E
91290000	KABALE MET. STATION	Kabale	1,869.0	-1.2500 S	29.9833 E
88340370	Namalu W.D.D.	Moroto	1,290.0	1.8167 N	34.6167 E

(Source: UMD)

受領した資料から得られる観測地点の概要を Table 6.1.2-2 に示す。

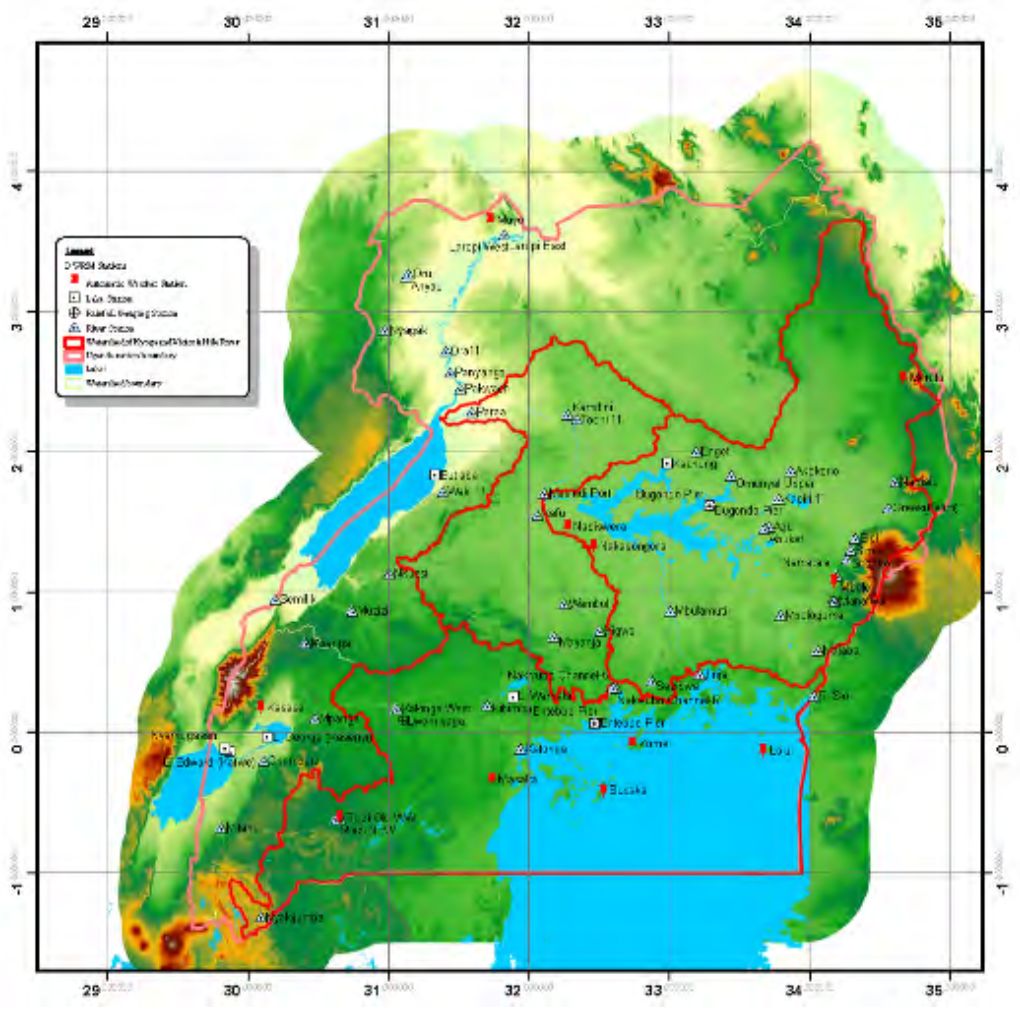
Table 6.1.2-2 Principal Hydrologic Index of Major Cities in Uganda

ID	Station	Data type	Unit	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
89330430	Jinja	Rainfall	mm	67.0	73.5	139.4	190.4	148.1	64.9	65.9	89.0	104.9	134.5	166.7	90.6
89321230	Kampala	Rainfall	mm	68.4	63.0	131.5	169.3	117.5	69.2	63.1	95.7	108.4	138.0	148.7	91.5
89300630	Kasese	Rainfall	mm	27.9	37.8	83.9	130.1	100.2	45.8	36.7	67.5	87.9	105.5	104.2	62.3
86300100	Arua	Rainfall	mm	17.5	36.6	90.7	120.4	127.6	146.4	154.5	216.9	173.0	209.5	125.1	29.8
87320110	Lira	Rainfall	mm	35.0	25.7	76.8	176.1	164.8	117.5	166.1	186.8	161.1	193.9	152.0	58.0
89320750	Entebbe	Rainfall	mm	91.9	82.2	182.0	253.3	251.9	117.2	71.8	79.2	77.4	135.7	172.1	135.8
89340190	Tororo	Rainfall	mm	55.0	78.0	138.0	225.0	224.0	108.0	96.0	118.0	111.0	125.0	109.0	78.0
88330060	Soroti	Rainfall	mm	37.8	34.1	90.6	167.9	171.1	105.8	130.2	163.1	136.1	158.4	113.6	37.7
87320000	Gulu	Rainfall	mm	18.2	16.2	71.2	163.8	161.5	147.4	170.4	216.0	147.8	197.7	108.1	37.2
88310030	Masindi	Rainfall	mm	30.3	32.5	109.7	157.0	151.9	80.3	108.6	138.4	143.2	184.1	130.4	60.8
87310090	Paraa	Rainfall	mm	15.6	37.8	100.1	154.5	111.2	82.0	96.3	114.2	150.9	166.3	127.1	43.1
88320300	Apach	Rainfall	mm	15.6	37.8	100.1	154.5	111.2	82.0	96.3	114.2	150.9	166.3	127.1	43.1
88320020	Nakasongola	Rainfall	mm	34.1	31.6	85.5	163.8	125.6	64.1	78.2	98.1	100.9	134.5	118.1	37.7
89330430	Jinja	Average Temperature	C°	22.8	23.5	23.4	22.8	22.4	21.9	21.5	21.9	22.5	22.7	22.5	22.5
89321230	Kampala	Average Temperature	C°	23.2	23.9	23.5	22.9	22.6	22.3	22.0	22.1	22.6	22.6	22.4	22.8
89300630	Kasese	Average Temperature	C°	23.8	24.5	24.6	24.6	24.4	24.1	23.9	24.2	24.2	23.6	23.4	23.4
86300100	Arua	Average Temperature	C°	23.9	25.0	24.9	23.8	23.2	22.5	21.8	21.8	22.4	22.5	22.6	23.0
87320110	Lira	Average Temperature	C°	22.8	23.6	23.4	22.4	21.8	21.3	21.1	21.2	21.4	21.5	22.0	22.1
89320750	Entebbe	Average Temperature	C°	22.9	23.4	23.3	22.7	22.4	22.1	21.8	22.0	22.4	22.6	22.3	22.7
89340190	Tororo	Average Temperature	C°	23.2	23.6	23.6	23.0	22.5	22.0	21.7	21.8	22.2	22.6	22.4	22.8
88330060	Soroti	Average Temperature	C°	25.3	26.2	26.0	25.0	24.2	23.8	23.3	23.5	24.4	24.3	24.3	24.9
87320000	Gulu	Average Temperature	C°	25.0	26.2	26.0	24.7	24.0	23.6	23.0	23.0	23.8	23.8	23.9	24.6
88310030	Masindi	Average Temperature	C°	21.8	21.7	21.3	20.6	20.3	20.3	20.0	19.8	20.0	20.2	20.5	22.3
88330060	Soroti	Relative Humidity	%	54.5	50.2	59.5	63.5	69.6	68.8	69.2	69.0	63.2	63.9	59.6	53.3
87320000	Gulu	Relative Humidity	%	44.4	38.6	50.8	64.8	66.7	66.2	68.7	71.0	65.2	65.9	61.3	50.1
88310030	Masindi	Relative Humidity	%	57.7	56.9	64.7	70.0	71.9	71.5	74.5	77.3	75.6	76.0	71.9	63.8
88330060	Soroti	Wind Velocity	km/h	12.0	13.3	11.5	10.0	7.8	8.5	9.4	9.1	10.4	8.8	10.9	10.8
87320000	Gulu	Wind Velocity	km/h	9.1	8.4	8.6	7.6	6.3	5.7	6.1	6.1	6.7	7.0	7.2	8.6
88310030	Masindi	Wind Velocity	km/h	7.7	8.1	7.5	7.4	7.0	5.9	6.0	5.8	6.1	6.3	6.6	7.2

(Source: UMD)

(2) Department of Water Resource Management (DWRM)

DWRM は Ministry of Water and Environment に属する水利用に関わる方針・調整・運用に関して意思決定を行う主要機関である。DWRM はウガンダ国内の表流水の水量、水位等の観測を行っている。DWRM が保有する観測所を下図に示す。



（Source: DWRM）

Figure 6.1.2-2　Hydrological Gauging Station Operated by DWRM

本調査では Victoria ナイル川に着目するため、調査団は Figure 6.1.2-2 の赤線で示した Victoria 湖から Albert 湖流入口までのナイル川流域の流量資料を収集する。DWRM より受領したナイル川の流量観測資料を以下に示す。

Table 6.1.2-3　List of the Discharge Data Collected from DWRM

ID	Name of Gauging Station	River	Duration	Period
81202	Lake Victoria at Jinja Pier	Lake Victoria	6 years	2004- 2009
82203	R. Victoria Nile at Mbulamuti	Victoria Nile	54 years	1956 – 2009
82201	Lake Kyoga at Bugondo Pier	Lake Kyoga	60 years	1950 – 2009
83209	R. Kyoga Nile at Paraa	Kyoga Nile	6 years	2004 – 2009
83203	R. Kyoga Nile at Masindi Port	Kyoga Nile	32 years	1978 – 2009
83206	R. Kyoga Nile at Kamdini	Kyoga Nile	2 years	2008 – 2009

これら流量と水位データは後述する Victoria 湖の水運用と各水力開発地点における流量の算定に用いる。

6.1.3 Victoria湖の水運用

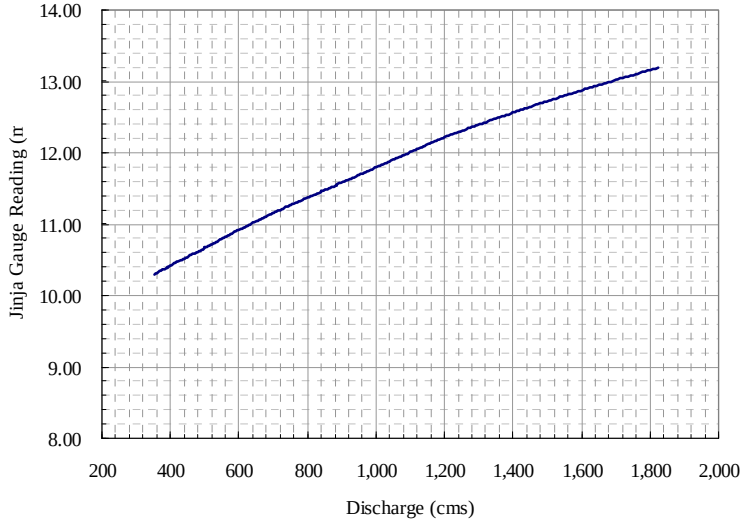
(1) 合意曲線（Agreed Curve）による運用

オーエンフォールズダムは Victoria 湖の唯一の出口に 1954 年作られ、Victoria 湖からの流出はオーエンフォールズダムで全て調整されるようになった。オーエンフォールズダムの完成以前はダムから上流 3km にあったリポン滝が天然のダムを形成し、調整弁の役割を果たしていた。リポン滝からの流出は湖面水位が上昇すれば Victoria 湖からの流出は増加し、湖面水位が低下した場合 Victoria 湖からの流出は減少した。

このリポン滝における水位と流量の関係はエジプト公共事業局とウガンダ水開発局により計測され、得られた水位・流量曲線は合意曲線と呼ばれオーエンフォールズダム完成後もこの合意曲線に従い放流するようにエジプトと取り決められた[注)]。

リポン滝はダム完成時に撤去されたが、エジプトとの取り決めに従い、ダム完成前と同じナイル川の流況を保つこととしており、現在でも合意曲線に基づいた運用ルールを適用している。合意曲線に適用される水位は、リポン滝における水位からジンジャ観測所の水位に置き換えられた。合意曲線を以下に示す。

注) the 1929 Nile Water Agreement and the 1959 Agreement for the Full Utilization of the Nile - that gave Egypt and Sudan extensive rights over the river's use



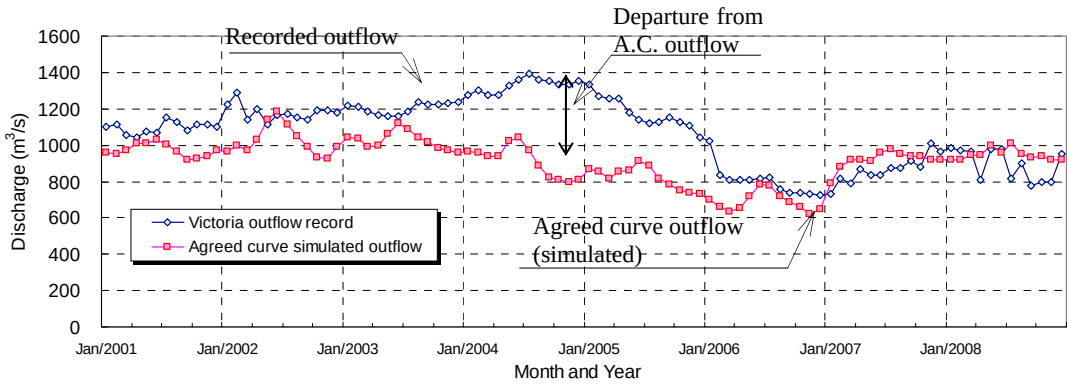
Agreed Curve unit : m^3/s

m	0	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
10.30	354	358	362	366	370	374	378	382	386	390
10.40	393	397	400	404	408	412	416	420	424	428
10.50	432	436	440	444	448	452	456	460	465	470
10.60	474	478	482	486	490	493	497	500	505	509
10.70	513	517	521	525	529	532	536	540	544	548
10.80	552	556	560	564	568	572	576	580	584	588
10.90	592	596	600	604	608	612	616	620	624	628
11.00	632	637	642	646	650	654	658	663	667	672
11.10	676	680	684	689	694	698	702	707	711	715
11.20	719	724	729	733	738	743	747	752	756	761
11.30	766	771	776	780	785	790	795	800	804	809
11.40	814	819	824	828	833	838	841	848	852	857
11.50	862	867	871	876	881	886	887	895	898	904
11.60	909	914	918	923	928	932	937	942	947	951
11.70	956	961	965	970	974	979	984	988	993	997
11.80	1,002	1,007	1,011	1,016	1,021	1,026	1,030	1,035	1,040	1,044
11.90	1,049	1,054	1,058	1,063	1,068	1,073	1,077	1,082	1,087	1,091
12.00	1,096	1,101	1,105	1,110	1,115	1,119	1,124	1,129	1,133	1,138
12.10	1,143	1,147	1,152	1,157	1,162	1,166	1,171	1,176	1,180	1,185
12.20	1,190	1,196	1,201	1,207	1,212	1,218	1,224	1,229	1,235	1,240
12.30	1,246	1,252	1,257	1,263	1,269	1,275	1,280	1,286	1,292	1,297
12.40	1,303	1,309	1,315	1,321	1,327	1,333	1,338	1,344	1,350	1,356
12.50	1,362	1,368	1,374	1,380	1,386	1,393	1,399	1,405	1,411	1,417
12.60	1,423	1,429	1,435	1,442	1,448	1,454	1,460	1,466	1,473	1,479
12.70	1,485	1,492	1,498	1,505	1,511	1,518	1,524	1,531	1,537	1,544
12.80	1,550	1,557	1,563	1,570	1,577	1,584	1,590	1,597	1,604	1,610
12.90	1,617	1,624	1,631	1,638	1,645	1,652	1,658	1,665	1,672	1,679
13.00	1,686	1,693	1,700	1,707	1,714	1,722	1,729	1,736	1,743	1,750
13.10	1,757	1,764	1,772	1,779	1,786	1,794	1,801	1,808	1,815	1,823

（Source: MEMD）

Figure 6.1.3-1　Agreed Curve

オーエンフォールズダムからの放流量は 1997 年まで忠実に合意曲線に従っていた。しかし、DWRM によれば 1997 年の洪水を契機に下流の洪水軽減のため合意曲線に厳密に従うのではなく、年間放流量が合意曲線の放流量に合致するように調整を行っている。ただ、近年のオーエンフォールズダム放流量と合意曲線から求まる月別放流量を Figure 6.1.3-2 に示す。



(Source: DWRM and prepared by Study Team)

Figure 6.1.3-2　Difference of Agreed Curve Outflow and Recorded Outflow in Recent Operation

Figure 6.1.3-2 に示すとおり、2004 年から 2006 年までは合意曲線との大きな乖離が見られるが、2007 年以降合意曲線による放流量に近づいていることが分かる。

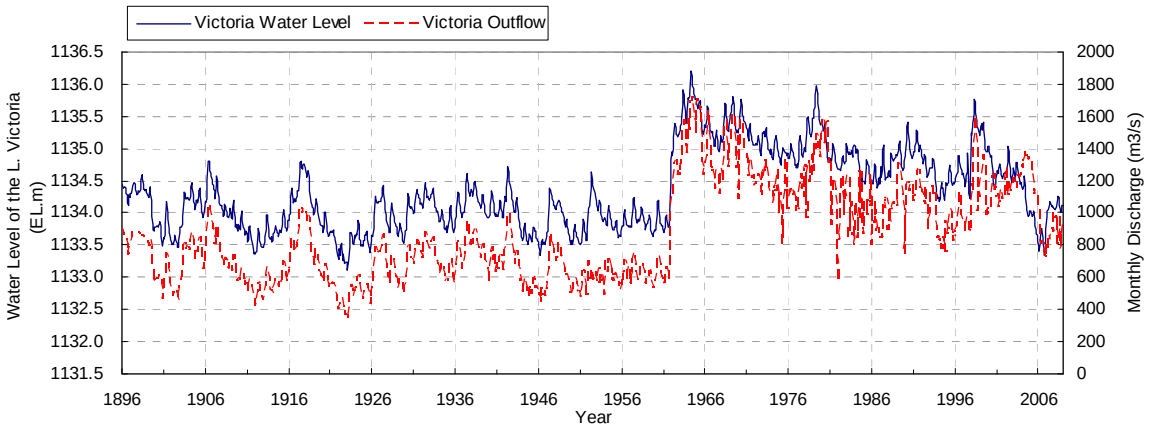
(2)　Victoria 湖の水収支

Victoria 湖への流入水は、その広大な表面積（68,457 km^2）へもたらされる雨であり、「Hydrology of the Nile」（Sutcliffe、1999）によれば 1956 年から 1978 年の観測資料から Victoria 湖の平均降雨量は 1,858 mm であり、Victoria 湖への総流入量の 84%を占める。Victoria 湖からの蒸発量は平均 1,595 mm と推定され、総流入量の 72%が蒸発する。残りの 28%は下流の Victoria ナイル川に流出する。Victoria 湖への降雨量と蒸発量および支川の流量資料を得るのは難しく、放流量と Victoria 湖貯留量の変化から推定しているのが実際である。Victoria 湖への総流入量から蒸発分を差引いた水収支は “Net Basin Supply”（NBS）もしくは“Inflow Available for Outflow”と呼ばれ、過去調査報告書等で多くの検討がされている。

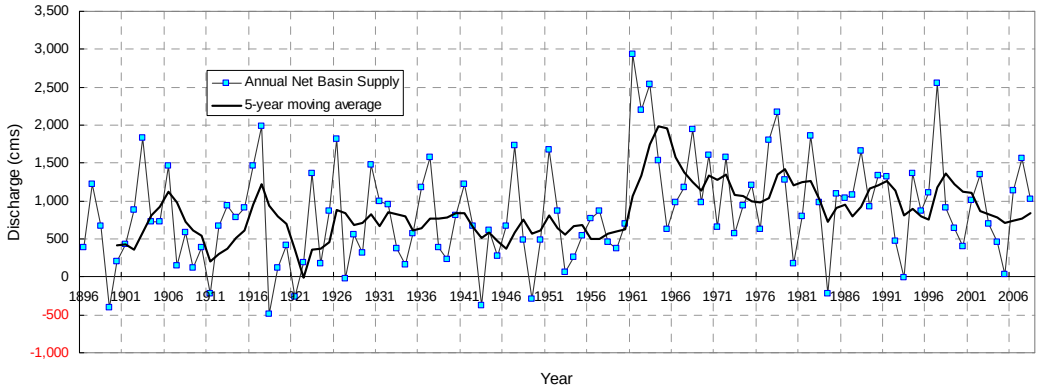
(3)　Victoria 湖水位の変化

Victoria 湖水位の 1896 年から 2008 年までの水位および放流量及び Net Basin Supply（NBS）を下図に示す。

a) Lake Victoria Water Level and Outflow



b) Lake Victoria Net Basin Supply (NBS)

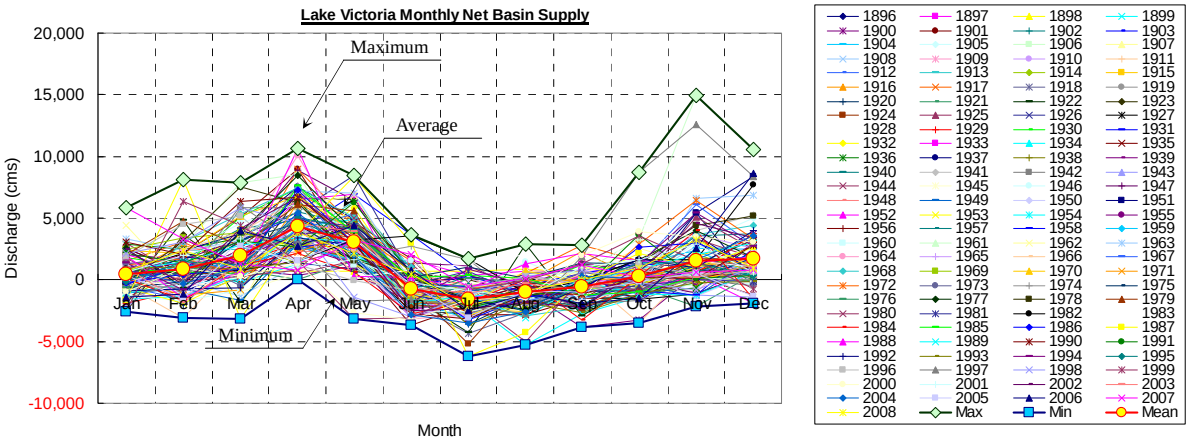


(Source: Hydropower Development Master Plan (1997), DWRM, Bujagali Economic and Financial Evaluation Report (2006))

Figure 6.1.3-3 Lake Victoria Water Level, Outflow and Net Basin Supply

Figure 6.1.3-3 に示すとおり Victoria 湖の水位は 1960 年までは水位 EL.1,134.5 m から EL.1,130 m の間を推移し、1961 年から 1963 年の出水により Victoria 湖水位はジンジャのゲージで 10.80 m から 12.07 m まで上昇した。その後 Victoria 湖の水位は 2000 年以前 EL.1,134 m より高い位置で推移していたが、2000 年以降渇水が続き 2006 年 9 月に 1961 年以降最低のレベルまで低下した。2008 年末には多少の水位の回復が見られる。

Victoria 湖の NBS（Net Basin Supply）を見ると、おおむね 500 m^3/s から 1,500 m^3/s の間で変動しているが、渇水年にはマイナスとなることもある。NBS の一年間の変動は 4 月をピークに 7 月まで減少し、その後緩やかに増加する。1896 年から 2008 年までの月ごとの NBS を Figure 6.1.3-4 に示す。



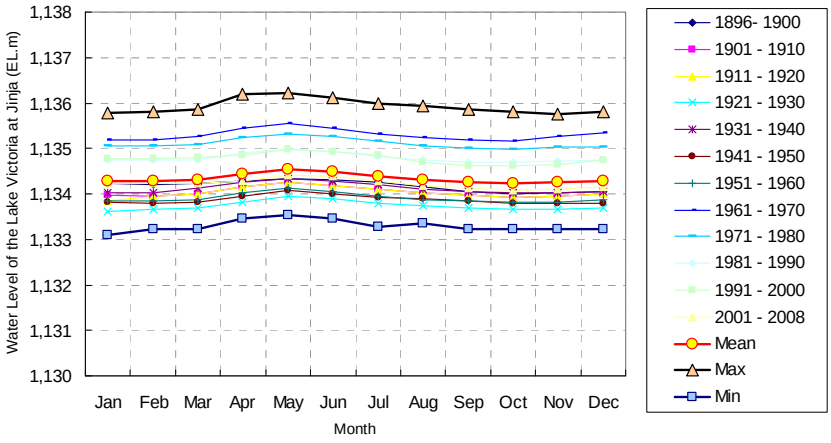
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Mean	408	877	1,958	4,333	3,051	-708	-1,576	-1,009	-550	246	1,573	1,700
Max	5,838	8,082	7,876	10,659	8,484	3,649	1,746	2,883	2,835	8,668	14,974	10,565
Min	-2,623	-3,056	-3,174	47	-3,158	-3,666	-6,236	-5,284	-3,810	-3,517	-2,130	-1,917
STDV	1,456	1,800	2,031	2,334	2,128	1,508	1,377	1,266	1,264	1,561	2,447	2,182

(Source: Hydropower master plan (1997), DWRM, Bujagali II-Economic and Financial Evaluation Study (2006))

Figure 6.1.3-4　Monthly Net Basin Supply of the Lake Victoria

Figure 6.1.3-4 より年により多少のばらつきはあるものの、おおよそほぼ一定の傾向で流入量が推移していることが分かる。

一方で、Victoria 湖の年間水位変動は小さい、20cm から 30cm 程度である。Victoria 湖の 10 年ごとの各月平均水位を Figure 6.1.3-5 に示す。



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1896- 1900	1,134.2	1,134.2	1,134.2	1,134.3	1,134.3	1,134.3	1,134.2	1,134.2	1,134.1	1,134.0	1,134.0	1,134.1
1901 - 1910	1,134.0	1,134.0	1,134.0	1,134.2	1,134.3	1,134.2	1,134.1	1,134.0	1,134.0	1,133.9	1,134.0	1,134.0
1911 - 1920	1,133.8	1,134.0	1,134.0	1,134.2	1,134.3	1,134.2	1,134.1	1,134.0	1,134.0	1,133.9	1,134.0	1,134.0
1921 - 1930	1,133.6	1,133.7	1,133.7	1,133.8	1,134.0	1,133.9	1,133.8	1,133.8	1,133.7	1,133.7	1,133.7	1,133.7
1931 - 1940	1,134.0	1,134.0	1,134.1	1,134.3	1,134.3	1,134.3	1,134.2	1,134.1	1,134.1	1,134.0	1,134.0	1,134.0
1941 - 1950	1,133.8	1,133.8	1,133.8	1,134.0	1,134.1	1,134.0	1,133.9	1,133.9	1,133.8	1,133.8	1,133.8	1,133.8
1951 - 1960	1,133.8	1,133.8	1,133.9	1,134.0	1,134.1	1,134.1	1,133.9	1,133.9	1,133.8	1,133.8	1,133.8	1,133.9
1961 - 1970	1,135.2	1,135.2	1,135.3	1,135.4	1,135.5	1,135.5	1,135.3	1,135.2	1,135.2	1,135.2	1,135.3	1,135.3
1971 - 1980	1,135.1	1,135.1	1,135.1	1,135.2	1,135.3	1,135.3	1,135.2	1,135.1	1,135.0	1,135.0	1,135.0	1,135.0
1981 - 1990	1,134.7	1,134.7	1,134.7	1,134.9	1,135.0	1,134.9	1,134.8	1,134.8	1,134.7	1,134.7	1,134.7	1,134.8
1991 - 2000	1,134.8	1,134.8	1,134.8	1,134.8	1,135.0	1,134.9	1,134.9	1,134.7	1,134.6	1,134.6	1,134.6	1,134.7
2001 - 2008	1,134.2	1,134.2	1,134.2	1,134.3	1,134.4	1,134.4	1,134.3	1,134.2	1,134.1	1,134.1	1,134.1	1,134.2
Mean	1,134.3	1,134.3	1,134.3	1,134.4	1,134.5	1,134.5	1,134.4	1,134.3	1,134.3	1,134.2	1,134.3	1,134.3
Max	1,135.8	1,135.8	1,135.9	1,136.2	1,136.2	1,136.1	1,136.0	1,135.9	1,135.8	1,135.8	1,135.8	1,135.8
Min	1,133.1	1,133.2	1,133.2	1,133.5	1,133.5	1,133.5	1,133.3	1,133.4	1,133.2	1,133.2	1,133.2	1,133.2
STDV	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

(Source: Study Team)

Figure 6.1.3-5　10-year Average of Monthly Water Level of the Lake Victoria

Figure 6.1.3-5 に示すとおり Victoria 湖水位の変動は小さく、NBS の 500 m^3/s から 1,500m^3/s の変動に比べても Victoria 湖の各年の水位変動は小さい。これは Victoria 湖の巨大な貯水容量による調整効果によるものといえる。

(4)　Victoria 湖水位の時系列解析

1)　Victoria 湖水位の長期的変動

Victoria 湖の水位は Figure 6.1.3-6 に示すとおり、1961 年の出水前の安定期と出水以降の漸減期に大別される。1896 年から 1960 年と 1896 年から 2008 年までの Victoria 湖水位の統計量を以下表に示す。

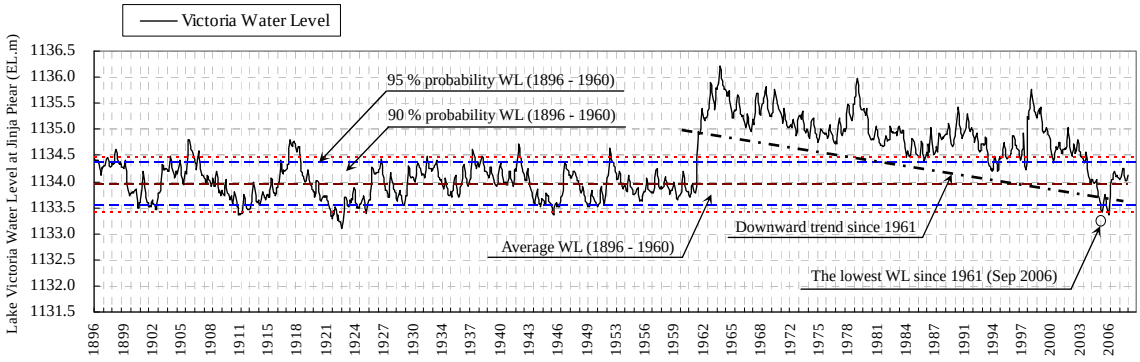
Table 6.1.3-1　Statistics of Lake Victoria Water Level

Water Level Statistics

Duration	1896 to 1960	1896 to 2008
Average	1133.94	1134.34
Standard error	0.01	0.02
Median	1133.92	1134.23
Mode	1133.76	1133.78
Standard deviation	0.32	0.61
Variance	0.10	0.37
Interval	1.7	3.11
Min	1133.09	1133.107
Max	1134.79	1136.217
95 % Exceedance WL		
High	1,134.46	1,135.34
Low	1,133.41	1,133.34
90 % Exceedance WL		
High	1,134.35	1,135.12
Low	1,133.53	1,133.56

(Source: Study Team)

上表より、1896 年から 1960 年まで Victoria 湖水位が定常状態にあった時は、95%非超過確率の水位は EL.1,134.46 m で 95%超過確率水位は EL.1,133.41 m となる。超過確率水位と Victoria 湖水位の履歴を Figure 6.1.3-6 に示す。



(Source: Study Team)

Figure 6.1.3-6　Long Term Trend of the Lake Victoria Water Level

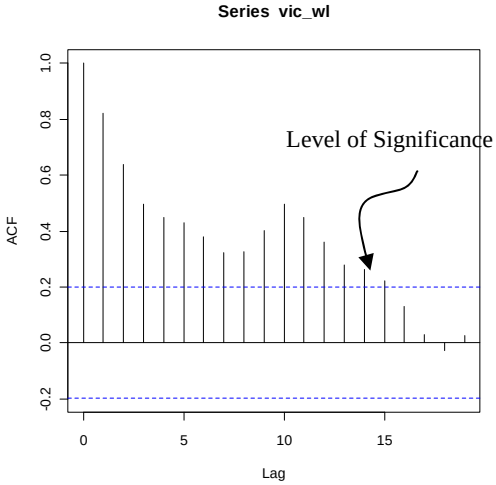
Figure 6.1.3-6 に示すとおり、1961 年の出水以降 Victoria 湖水位は下降トレンドにあり、2006 年 9 月に 95%超過確率水位を下回った時点で 1961 年の出水による恩恵をほぼ使い切ったと見られる。文献によれば 1876 年に 1961 年と同じような Victoria 湖水位の上昇が見られたとの報告もあるが、現状では周期的な現象であるか定かではない。Bujagali プロジェクトの Economic and Financial Evaluation Study (2006)で実施された水文検討では、2000 年にほぼ 1960 年の出水以前に戻っており、1961 年から 1999 年とそれ以外の期間に区別している。本検討でも Victoria 水位履歴から見られるとおり、Victoria 湖の水位は 1961 年以前の定常状態に戻ったと判断することが妥当である。

本調査の検討期間となる 2023 年までの水文を予測することは困難であるが、これまでの時系列資料のトレンドから今後は1896年から1960年の定常的な水文状況になることが予想される。

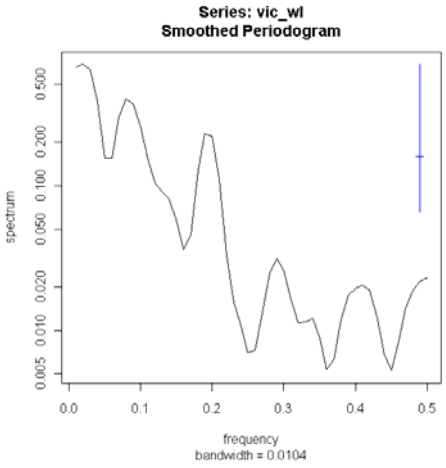
2) Victoria 湖水位の周期的変動

Victoria 湖水位の時系列を見ると 10 年ごとの周期が目視で確認できる。時系列データの周期は自己相関係数(コレログラム)とピリオドグラムを用いて卓越する周期を抽出する。Victoria 湖の年平均水位のコレログラムとピリオドグラムを示す。

i) Correlogram



ii) Periodgram



*Correlogram and Periodgram are obtained through using generalized statistics software “R”
(Source: Study Team)

Figure 6.1.3-7 Periodgram and Autocorrelation of Historical Lake Victoria Water Level

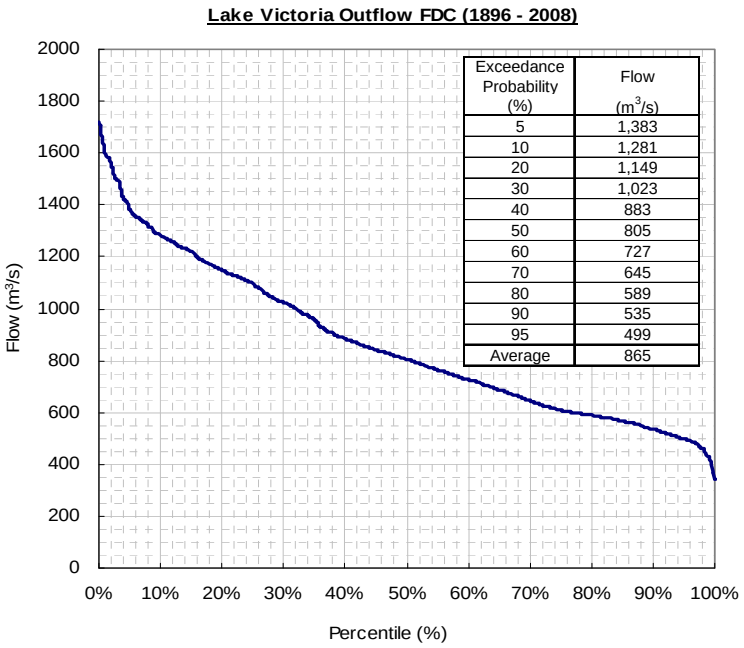
上図のデータは Hydropower Development Master Plan（1997）で提示された 1896 年から 1995 年までの約 100 年間のデータを用いた。自己相関係数は水位が過去のどの時期と相関が強いかを示し、ピリオドグラムは水位の時系列波形の中の卓越した周期を示す。ピリオドグラムのX軸の Frequency は周期/年数を示し、Frequency が 0.1 の場合は年数が 100 年であることから、0.1 = 周期 / 100 年より、周期は 10 年と計算できる。

自己相関係数から、各年の水位はその前年の水位と相関が高く過去に遡るにつれて相関は減少するが、10 年前の水位でまた相関係数が上がる。相関係数は有意水準より大きいため、相関はあるといえる。ピリオドグラムでは、10 年周期ごとに波長が卓越しているため、Victoria 湖の水位は 10 年周期の波長が強いことが分かる。これより Victoria 湖の水位変動は概ね 10 年周期であることが時系列解析から確認できる。

近年の水位のピークは 1998 年であり、10 年周期では 2008 年がその次のピークとなる。2008 年の水位は 2006 年から水位は回復したものの、1961 年以前の平均水位付近にあり今後数年で水位が回復しない場合は、さらなる水位の低下も予想される。

3) Victoria 湖からの流出と流況

本調査では Victoria 湖からの月平均流出量を Hydropower Master Plan（1997）、Bujagali Economic and Financial Evaluation Report（2006）およびオーエンフォールズダムの運用記録を参照した。これら資料から得られる Victoria 湖の流況曲線を下図に示す。

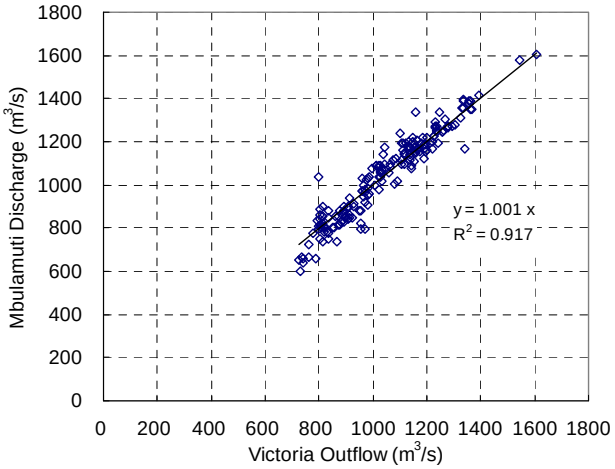


Exceedance Probability (%)	Flow (m^3/s)
5	1,383
10	1,281
20	1,149
30	1,023
40	883
50	805
60	727
70	645
80	589
90	535
95	499
Average	865

(Source: Study Team)

Figure 6.1.3-8 Flow Duration Curve of the Lake Victoria Outflow

Victoria ナイル川のオーエンフォールズダムから Kyoga 湖まで約 110 km の間から流入する残流域からの流量は、過去の調査報告書等では無視できるほど小さいとしている。本調査で得られた Victoria 湖流出量とオーエンフォールズダムから下流 50km に位置する Mbulamuti における流量の関係を以下に示す。



(Source: DWRM)

Figure 6.1.3-9 Flow Duration Curve of the Lake Victoria Outflow

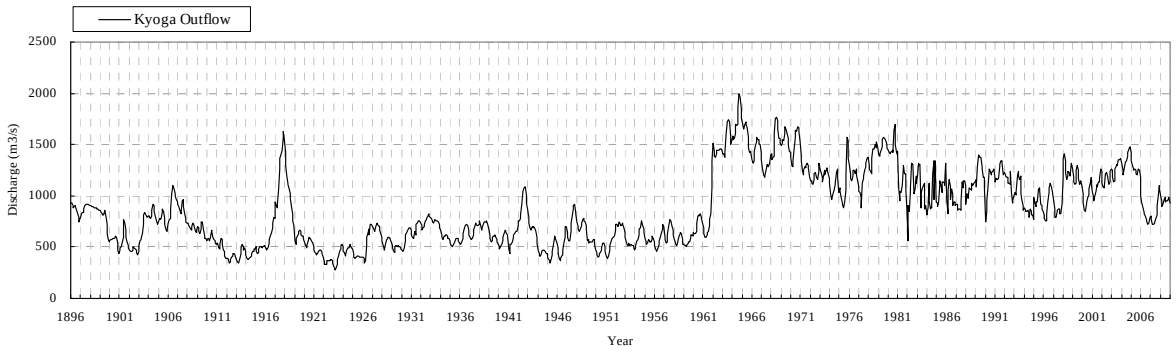
上図に示すとおり、Victoria 湖からの流出量はほぼ Mbulamuti の流量に等しく、残流域からの流量が殆どないことが確認できる。よって、本調査においても Victoria 湖から Kyoga 湖までの流域からの流入量は無視しうる量として考え、Victoria 湖からの流出の流況が Kyoga 湖流入口まで続くと考える。

6.1.4 Kyoga湖の水収支

Hydropower Master Plan（1997）や The Hydrology of the Nile（1999）によれば、Kyoga 湖の年蒸発量は約 1,600mm と推定され、年間を通しほぼ一定である。乾季に蒸発量が降雨量と残流域流入量の総和より多く、雨季はその逆である。

6.1.5 Kyoga湖下流の流況

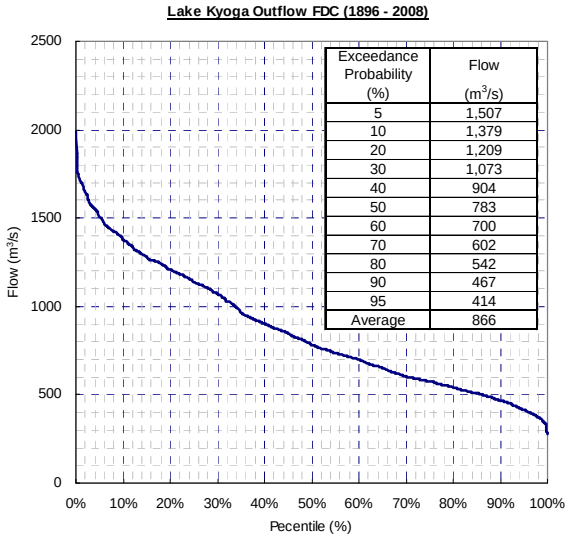
Kyoga 湖からの流出は、The Hydrology of the Nile（1999)）によれば Kamdini の 1940 年から 1977 年までの流量と Victoria 湖からの放流量と相関があり、1 ヶ月前の Victoria 湖放流量との相関が高い。Kyoga 湖から下流の流量資料は Hydropower Development Master Plan（1997）において Kamdini と Masindi Port の観測資料、Victoria 湖放流量と Kyoga 湖流出量の回帰式を用いて、1896 年から 1995 年まで流量が推定されており、本調査においても同資料を用いて解析を行う。また、1995 年以降は DWRM から受領した Masindi Port の流量観測資料を用いる。Kyoga 湖からの月流出量を以下に示す。



(Source: Study Team)

Figure 6.1.5-1 Extended Lake Kyoga Outflow

流況は以下のとおりとなる。



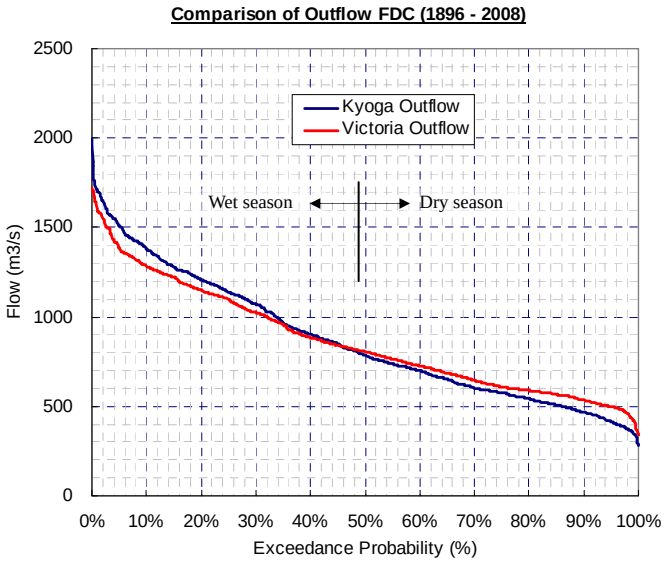
Exceedance Probability (%)	Flow (m^3/s)
5	1,507
10	1,379
20	1,209
30	1,073
40	904
50	783
60	700
70	602
80	542
90	467
95	414
Average	866

(Source: Study Team)

Figure 6.1.5-2　Flow Duration Curve of the Lake Kyoga Outflow

6.1.6　Victoria湖流出とKyoga湖の流況比較

Victoria 湖流出量と Kyoga 湖流出量の流況曲線を以下に示す。



Exceedance Probability (%)	Lake Victoria Outflow (m3/s)	Lake Kyoga Outflow (m^3/s)
5	1,383	1,507
10	1,281	1,379
20	1,149	1,209
30	1,023	1,073
40	883	904
50	805	783
60	727	700
70	645	602
80	589	542
90	535	467
95	499	414
Average	865	866

(Source: Study Team)

Figure 6.1.6-1　Flow Duration Curve of the Lake Kyoga and Lake Victoria Outflow

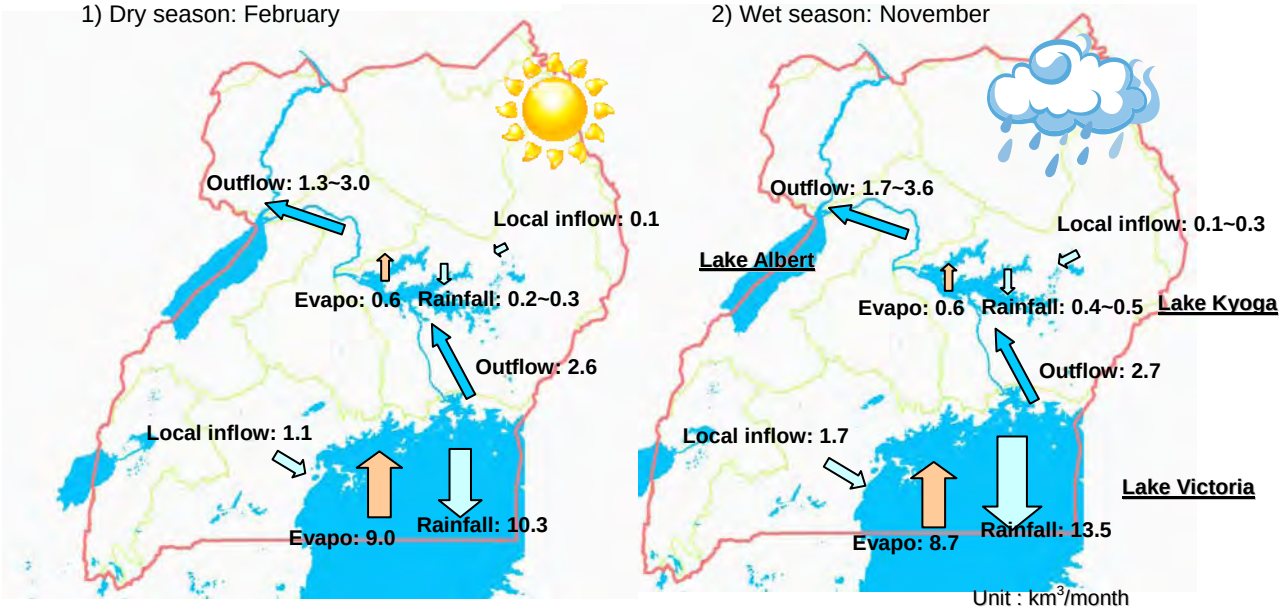
これより、平均流量に変わりはないが流況の 50%を境にして、50％以下の乾季流量では Kyoga 湖の蒸発が卓越するために Kyoga 湖の流出は減り、逆に 50％以上の雨季では Kyoga 湖の水収支はプラスとなり、流出は増加する。

6.1.7 Kyoga湖からAlbert湖までの流入量

The Hydrology of the Nile（1999）によれば、Kyoga 湖から Albert 湖までのナイル川には Tochi 川や Ayago 川が流入し、これらの川の流入による流量の増加は 1%以下で無視できる流量である。本調査でもこれら中間の流域からの流入量は無視して考える。

6.1.8 Victoria湖からAlbert湖までの水収支

本調査で対象となる Victoria 湖から Albert 湖流入口までの水収支は、Victoria 湖と Kyoga 湖の面積が広大であるため正確な計測は困難である。しかし、これまでに Victoria 湖流域の水収支を述べた調査・研究がいくつか試みられており、The Hydrology of the Nile（1999）で検討された水収支を Figure 6.1.8-1 に例示する。



(Source: The Hydrology of the Nile(1999))

Figure 6.1.8-1 Water Balance of Lake Victoria and Lake Kyoga System

Figure 6.1.8-1 より雨季と乾季で降雨量に差があるが、Victoria 湖の貯留効果により放流量はほぼ一定であり、Kyoga 湖では乾季には蒸発量が Kyoga 湖流域の流入量を上回り、雨季には流入量がおおよそ上回る傾向にあることが分かる。

6.1.9 結論

(1) Victoria 湖水位の長期的変動

水文解析の結果、Victoria 湖の水位の長期的トレンドは 1961 年から 1963 年の出水期から漸減し水位は下降を続けている傾向にある。水位の下降は 2006 年に 1961 年以降最低の水位を記録した時点で 1960 年以前の Victoria 湖の定常的な状態に戻ったと考えられる。時系

列解析から Victoria 湖の水位にはほぼ 10 年の周期があることが分かり、1 年以上の長い周期で水位が変動していることが確認された。Victoria 湖の水位は 1998 年にピークにあり、次のピークは 2008 年か 2009 年に来るはずである。2008 年の水位は 1961 年以前の平均水位付近まで回復しているが、2008 年が水位のピークであれば今後水位はピークから下降する可能性があり、今後放流量を合意曲線より多く放流した場合には水位が大きく下降する可能性もある。

(2) 水文基礎資料

水力発電計画では、水文の長期的な特性を把握するためには長期間の水文資料を用いることが望ましく、Victoria 湖流域の場合は 1896 年～2008 年の観測資料をそのまま用いることが妥当と考える。すなわち本調査では Figure 6.1.3-8 に示す流況を本計画の水文量として採用する。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 ナイル川の水力計画（Kalagala、Isimba）は Figure 6.1.5-2 に示される Victoria 湖流出量を用いる。同様に Kyoga 湖を起点とする水力計画（Karuma、Oriang、Ayago、Kiba、Murchison）では、Figure 6.1.5-2 の Kyoga 湖流出量を用いる。

1896 年から 2008 年までの水文資料としては、オーエンフォールズダムの運用資料や過去の多くの調査報告書から得られたデータを用いているが、例えば Karuma 水力とは僅かながら水文基礎資料と違いがある。Karuma 水力の場合は、自己回帰モデルを過去流量データから推定し、そのモデル用いて今後 30 年間の流量を生成している。このような推定方法もあるが、結果的に現況より保証流量（90%流量）が高めにでているため、本調査では実現象を扱うことが妥当と考えモデルによる推定は行わないこととした。

6.2 ナイル川水力開発の持続性

6.2.1 Victoriaナイル川の特性

Victoria 湖を水源とする Victoria ナイル川は、豊富な流量に恵まれているばかりでなく、水源である Victoria 湖の調整効果により Figure 6.2.1-1 に示すように、他の河川に比較して流量変動の極端に少ない非常に安定した流量となっている。従って、Victoria ナイル川の水力開発では流量の季節変動を調整するための貯水池は必要がない。

一方、年単位の経年変動を調整するためには有効貯水容量 50 億トンクラスの大規模貯水池が必要となるが、Victoria ナイル川にはこのような大規模貯水池の適地は存在しない。

Victoria ナイル川の始点の約 3km 下流に 1968 年に Nalubaale 水力が完成し 2005 年には Kiira 水力が完成した。現在両水力は Figure 6.2.1-2 に示すようにピーク発電を行い下流への放流量を毎日 500m^3/s～1,200m^3/s の範囲で変動させているが、Victoria ナイル川中流部の Kyoga 湖での調整効果のため、Kyoga 湖から下流ではこのピーク発電による流量変動は完全に解消された平準化された流量となっている。

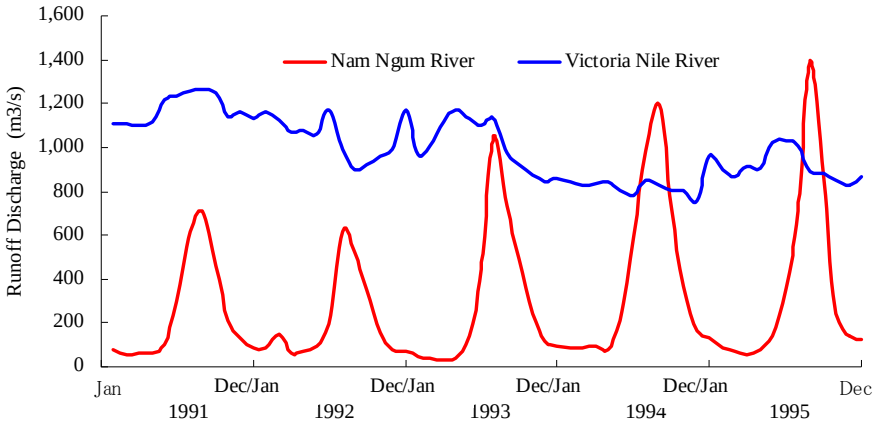


Figure 6.2.1-1　Comparison of Runoff between Nile River and Nam Ngum River in Laos

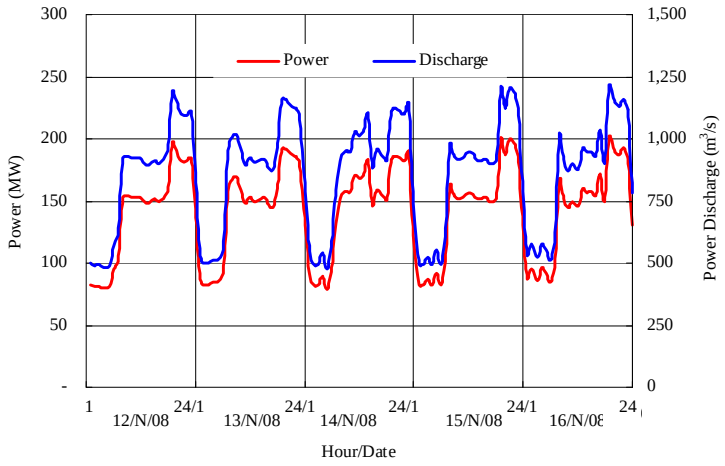


Figure 6.2.1-2　Operation of Owen Falls Dam

6.2.2　発電に安定的に利用できる水量

河川流量のうち年間を通じて水力発電のために安定的に使用できる流量を常時使用水量と呼び、年間を通じて安定的に供給できる電力（保証出力）の算定に用いられる。常時使用水量の算定は貯水池式の場合、マスカーブなどを用いて使用水量の常時化運用の検討を行い、常時使用水量を算定する。流れ込み式発電所の場合は、一般的に河川の流況曲線の 90%から 95%を取る。90%および 95%流量は 6.1.6 章で述べたとおりオーウェンフォールズダムからの放流量でそれぞれ 535 m^3/s、499 m^3/s となり、Kyoga 湖からの流出量は 467 m^3/s、414 m^3/s となる。

ただし、Victoria 湖の水位変動は長期間におよぶため、90%の非超過確率でもそれが数年におよぶこともある。例えば、1961 年の出水による水位上昇はその後ほぼ 40 年間にわたり Victoria 湖の水位に影響したことを考慮すれば、一つの水文イベントにとらわれてしまうと設備投資が過大もしくは過小になってしまう恐れがある。よって、このような水文的リスクを考慮した場合、ナイル川の水力開発は 10 年・20 年の水文状況を見ながら開発規模を調整することが妥当と考える。

6.2.3 ナイル川の持続的な水力開発のための水使用について

近年の電力需要増に追随するため、Victoria 湖からの放流量が合意曲線より多くの水量が発電のため放流されている。しかしながら、上述のとおり、合意曲線に沿った運用は常時化運用とほぼ同じ使用水量となるため、合意曲線から離れた運用は持続的な水利用のバランスを失う可能性がある。

Victoria 湖を巨大な貯水池として考え、持続的に利用するためには上述のとおり合意曲線を守って放流量を決定することが有効である。DWRM によれば現状のオーエンフォールズダムの放流は年間の総量を合意曲線により求め、ほぼ一定量を放流させている。この方法であれば、年度初頭における水位からその年の年間発電計画を定め、不足分は火力によるバックアップや電力輸入などを見据えた年間電力供給計画を立てることが可能である。

Victoria 湖下流のナイル川の持続的な水力開発のためには、今後も合意曲線を基に放流量を決定し、供給電力が不足する場合には合意曲線に沿った放流量で発電できる施設を追加的に建設していくことが必要である。

6.2.4 Victoria湖流域水利用の今後

Victoria 湖周辺では Victoria 湖に接するタンザニアやケニアなどの沿岸国の水利用の変化に伴い、水利用の競合および Victoria 湖の水収支の変化が懸念される。Victoria 湖の水収支が変化した場合、合意曲線に基づく安定的な水利用も見直しが必要となり発電計画に影響を与える。

Victoria 湖の水利用と Victoria 湖の運用については、ナイル川流域イニシアチブ（NBI）や東アフリカ共同体（EAC）など Victoria 湖の運用について多くの議論がなされている。しかし、Victoria 湖唯一の放流施設であるオーエンフォールズダムが従っている合意曲線は、エジプトとの間で決められたものであり EAC の意見を反映されにくく、Victoria 湖の放流はウガンダ国の電力事情も絡んでくるため、問題はかなり複雑になる。DWRM によれば、今後の Victoria 湖の水利用と放流ルールについては NBI や EAC でも未だに議論の収束に至っていない。

今後、Victoria 湖の水運用がどのようになるか定かではないが、運用方針が変わればウガンダ国の水力発電計画に少なからず影響を与えるため、今後の議論の方向性について注視していく必要がある。

6.3 水力開発候補地点の抽出およびVictoriaナイル川水系一貫開発

6.3.1 既設および工事中水力地点

Victoria ナイル川の水力開発は上流部から開始され、ナイル川流出口約 2 km 下流のオーエンフォールズダム直下左岸に設けられた Nalubaale 水力と、ダム右岸から下流に延長 1km の開水路を設置して設けた Kiira 水力の二つであり、工事中の水力発電所としてオーエンフォールズダムの下流約 8km の Bujagali 水力がある。

2011 年末完成予定の Bujagali 水力は、高さ 30m のロックフィルダムを築造し、有効貯水容量 12.8 百万 m^3 の調整池を設け、最大有効落差 21.9m、最大使用水量 1,375m^3/s によりダム左

岸直下流に設ける発電所にて最大出力 250MW の発電を行うものである。Table 6.5.3-1 に Nalubaale 水力、Kiira 水力、Bujagali 水力の主要諸元を示す。

Nalubaale 水力および Bujagali 水力はダム直下に発電所を設置したダム式水力で、Kiira 水力は開水路による延長 1km の導水路を設置したダム水路式水力である。Nalubaale 水力および Kiira 水力はオーエンフォールズダムにより Victoria 湖の貯水容量を利用したピーク発電が可能であり、Bujagali 水力も Bujagali ダムの調整容量によるピーク発電が可能である。

一方、3 水力総合値で設備利用率が電力量ベースで 48%、保証電力量ベースで 30%となっており、2009 年 8 月の系統全体の負荷率 69%と大きく乖離しているため、別にベース電力を担う発電所があれば、同発電所をピーク電力に有効に活用させることができる。

Table 6.3.1-1 Technical Characteristics of Existing and Under Construction Hydropower Project

Name of Hydropower Project	Nalubaale	Kiira	Bujagali	Total
Reservoir/Regulating Pond				
Catchment Area	263,000 km^2		263,000 km^2	
Annual Average Runoff	865 m^3/s		865 m^3/s	
Firm Discharge	535 m^3/s			
High Water Level	1,135 m		1,111.5m	
Low Water Level	1,132 m		1,109.5m	
Gross Storage Capacity	(Victoria Lake)		$54.0\times10^6m^3$	
Effective Storage Capacity	(Victoria Lake)		$12.8\times10^6m^3$	
Dam				
Type	CG		RF/CG	
Height×Crest Length	30m×345m		30m×560m	
Power Station				
Tail Water Level	1,114 m	1,111 m	1,089.5m	
Gross Head	21.0m–18.0 m	24.0m-21.0m	22.0m	
Effective Head	*20.5 m–17.5m	22.5m-19.5m	19.7m – 21.9m	
Maximum Power Discharge	*1,140 m^3/s	1,260 m^3/s	1,375 m^3/s	
Installed Capacity	180 MW	200 MW	250 MW	630 MW
Unit Capacity	18 MW	40 MW	50 MW	
Numbers of Unit	10	5	5	
Annual Energy Production				
Total Energy	1,340 GWh		1,397 GWh	2,762 GWh
Firm Energy	843 GWh		879 GWh	1,709 GWh
Annual Plant Factor				
Total Energy	40.6 %		64.4 %	50.0 %
Firm Energy	25.1 %		39.8 %	31.0 %
Construction Period				
Start of Construction	1949	1993	Dec. 2007	
Commissioning of First Unit	1954	2000	Dec. 2010	
Completion of Project	1968	2005	Jul. 2011	

(Source: MEMD 資料、World Bank Bujagali Project Appraisal Document April 2, 2007 他)

6.3.2 新規水力開発候補地点

Victoria ナイル川は Figure 6.3.2-1 および 6.3.2-2 に示すとおり、地形的には Victoria 湖流出部から Isimba 地点までの約 40km の Victoria ナイル川上流急流部、Isimba 地点から Kyoga 湖を経て Karuma 地点までの約 280km の Victoria ナイル川中流平坦部、Karuma 地点から Murchison 滝地点までの約 80km の Victoria ナイル川下流部、Murchison 滝から Albert 湖までの約 30km の Victoria ナイル川最下流部の 4 区間に分ける事が出来る。

Victoria ナイル川上流部は、河川勾配が約 1：600 とやや緩勾配ながら総落差が約 70ｍあり、河川部分が深さ 15ｍ～30ｍの峡谷を呈している。Kalagala 水力および Isimba 水力は、峡谷状の両岸の地形から、既設オーエンフォールズダムおよび工事中の Bujagali 水力と同様に調整池を備えたダム（調整池）式開発に適しており、調整池によりピーク発電が可能である。

Victoria ナイル川中流部は平原部を河床勾配約 1：6,000 と緩やかに流下するため水力開発には適していない。

Victoria ナイル川下流部は、平原状の地域を急勾配で蛇行して流下しており、両岸の標高が低いためダム式開発には不適であるが、水路式（流れ込み式）開発には適している。水路式（流れ込み式）開発では大規模なダムは設けず小規模な取水堰と水路および発電所により開発されるので、発電規模拡大による工事費の増加はダム式開発にくらべて大きいが、Kyoga 湖の存在により Victoria ナイル川下流部の流量は上流部水力のピーク発電の影響を全く受けない平準化されたものとなっているため安定した発電が可能であり、ベース負荷対応水力として適している。

Victoria ナイル川最下流部は、平均河床勾配約 1：4,000 と緩勾配で水力開発には適していない。

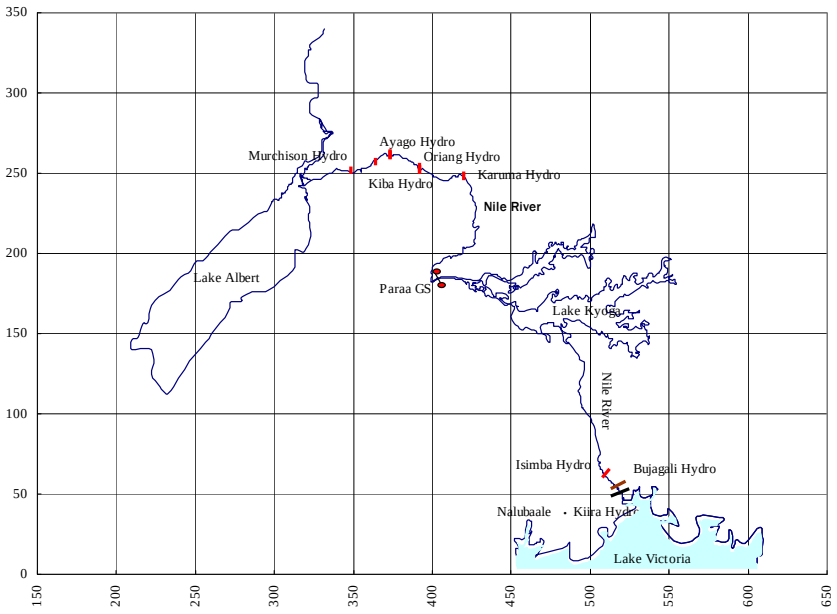


Figure 6.3.2-1 General Plan of Victoria Nile River

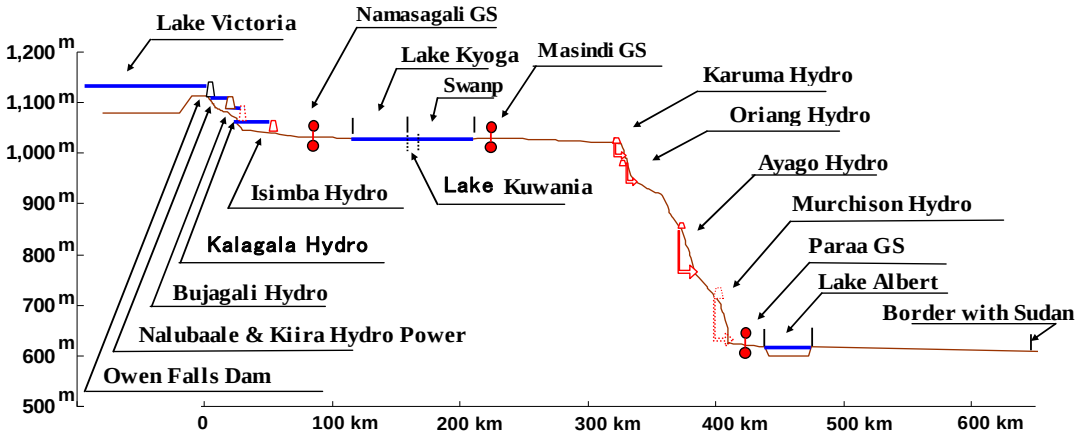
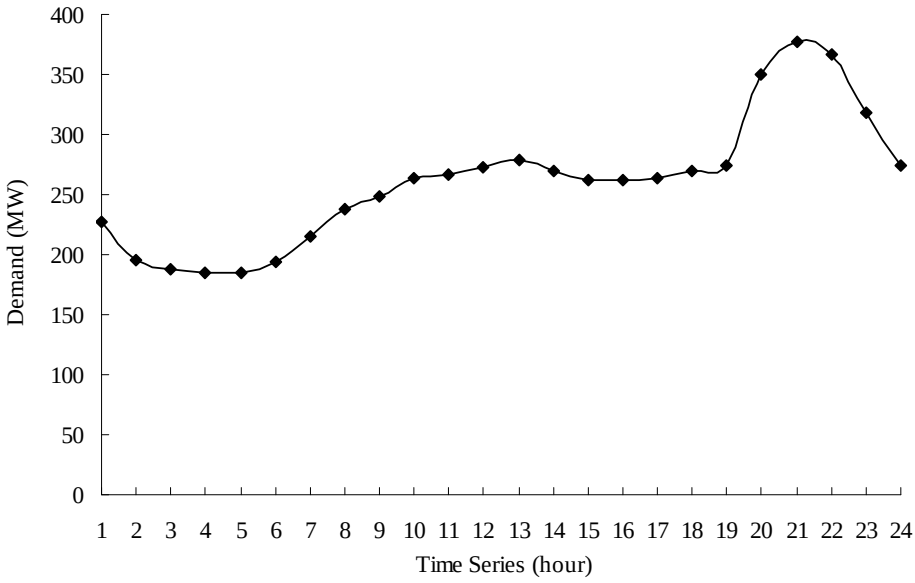


Figure 6.3.2-2　Profile of Victoria Nile River

また、ウガンダの電力系統の 2009 年から 2012 年間の年負荷率は 4. 1. 1(3)にのべたとおり 67%で、日負荷パターンは 6.3.2-3 に示すとおり、夕方から夜間にかけて電灯負荷によりピークが発生するパターンとなっている。また、ウガンダ国全体の電化率は 2012 年に 10%と計画されており、今後の供給の拡大は新たな電化地域の供給が主となるため、今後ともウガンダの電力系統の負荷率の大幅な変化は予測されておらず、4.1.2 の需要想定結果では 2013 年以降 2023 年までの年間負荷率を 66%としている。

従って、Victoria ナイル川の水文特性および地形条件を考慮すれば、Figure 6.3.2-4 に示すように上流部の調整池式水力がピーク負荷部分に対応し,下流部の流れ込み式水力がベース負荷部分に対応する Victoria ナイル川水系一貫開発がウガンダの電力系統にとって最も適切な水力開発となる。



(Source: UETCL)

Figure 6.3.2-3　Daily Load Curve of Uganda on 10th August 2009

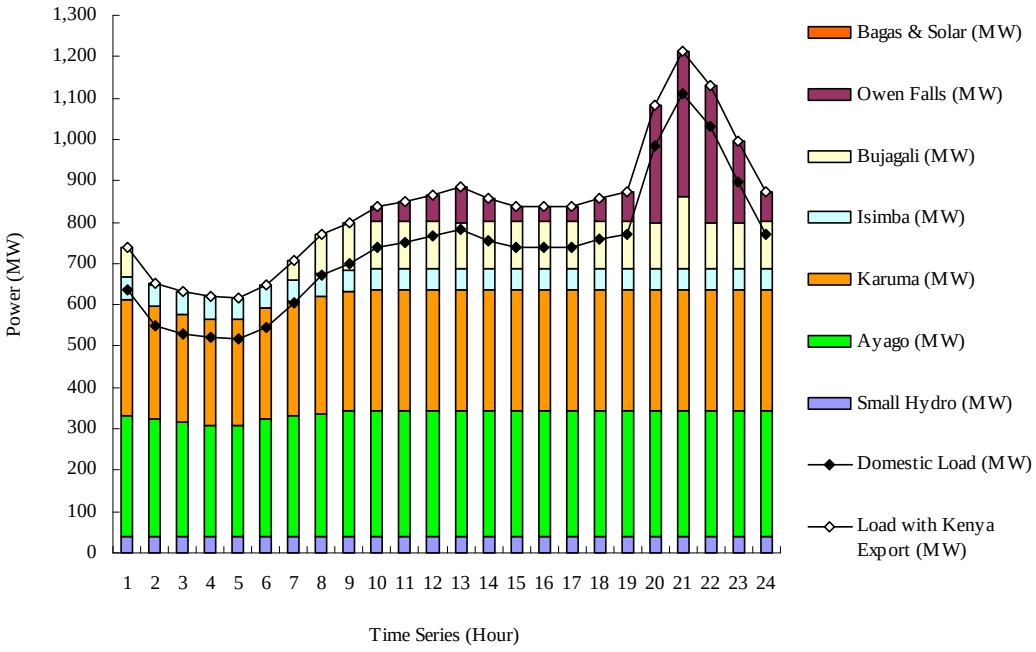


Figure 6.3.2-4　Estimated Daily Load Curve of Uganda on 2023

以上の検討から、Victoria ナイル川における水力開発候補地点として Figure 6.3.2-5 に示す 7 地点を抽出し、Lake Victoria から Lake Kyoga まではピーク対応可能なダム調整池式、Lake Kyoga から Lake Albert まではベース電力となる流れ込み式で計画した。

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。

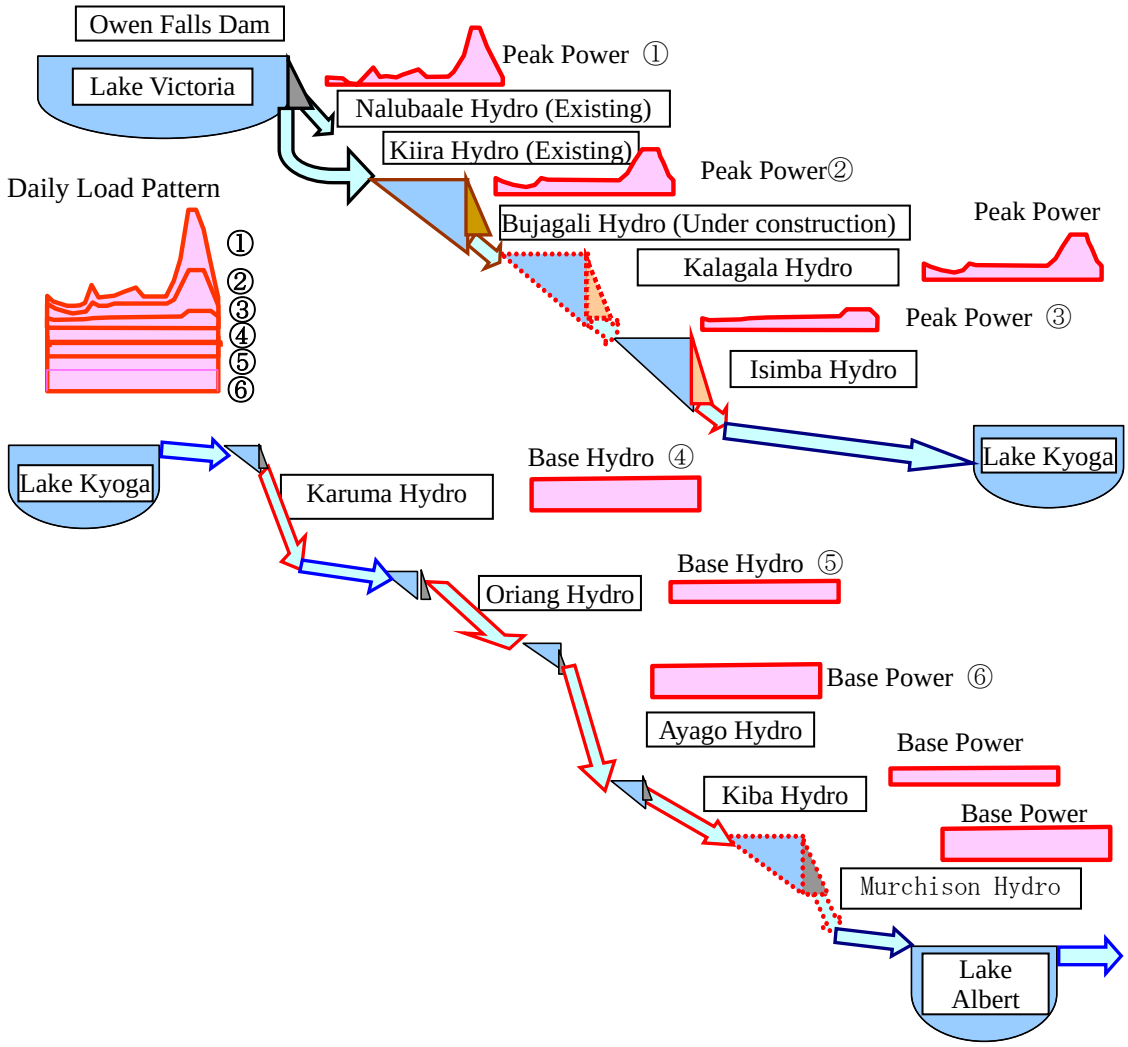


Figure 6.3.2-5　Integrated Hydropower Development Plan in Victoria Nile River

6.4　発電計画の策定

6.4.1　一般

発電電力量計算は以下の方法により実施した。

(1)　流量

Victoria 湖流出口から Kyoga 湖までの Victoria ナイル川上流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Victoria 湖の月別流出量を用いた。Kyoga 湖流出口から Murchison 滝までの Victoria ナイル川下流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Kyoga 湖の月別流出量を用いた。

(2) 保証流量

Victoria 湖流出口から Kyoga 湖までの Victoria ナイル川上流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Victoria 湖の月別流出量の 90%確率流量 535m^3/s（Figure6.1.3-8 参照）を保証流量とした。Kyoga 湖流出口から Murchison 滝までの Victoria ナイル川下流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Kyoga 湖の月別流出量の 90%確率流量 467m^3/s （Figure6.1.5-2 参照）からか河川維持流量 50m^3/s を差し引いた 417m^3/s を保証流量とした。

保証流量を 90%確率流量とすることについては国際的に広く認められており、本調査においてもウガンダ側カウンターパートと中間報告書作成段階の調査団の共同作業を通して保証流量を 90%確率流量とすることについて合意が形成されている。

また、河川維持流量については FS 段階の環境調査を通して決定されるが、現段階では先行プロジェクトである Karuma 水力の河川維持流量 50m^3/s を暫定的に Ayago 水力始め他の水路式水力で採用している。

(3) 合計電力量

Victoria 湖流出口から Kyoga 湖までの Victoria ナイル川上流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Victoria 湖の月別流出量を各水力の最大使用水量により取水量を計算して日平均取水量を算定し、調整池式水力であるため調整池中間水位を取水位として落差を算定し、ユニット台数が多数あるため合成効率は設備出力算定の効率を用いて合計電力量計算を行った。

Kyoga 湖流出口から Murchison 滝までの Victoria ナイル川下流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Kyoga 湖の月別流出量のからか河川維持流量 50m^3/s を差し引いた流量にたいして各水力の最大使用水量により取水量を計算して日平均取水量を算定し、流れ込み式水力であるため設備出力算定の落差と、ユニット台数が多数あるため合成効率は設備出力算定の効率を用いて合計電力量計算を行った。

(4) 保証電力量

Victoria 湖流出口から Kyoga 湖までの Victoria ナイル川上流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Victoria 湖の月別流出量を各水力の保証流量 535m^3/s を最大使用水量として取水量を計算して日平均取水量を算定し、調整池式水力であるため調整池中間水位を取水位として落差を算定し、ユニット台数が多数あるため合成効率は設備出力算定の効率を用いて合計電力量計算を行った。

Kyoga 湖流出口から Murchison 滝までの Victoria ナイル川下流部の水力地点については、1896 年 1 月から 2008 年 12 月までの Kyoga 湖の月別流出量のからか河川維持流量 50m^3/s を差し引いた流量にたいして各水力の 417m^3/s を最大使用水量として取水量を計算して日

平均取水量を算定し、流れ込み式水力であるため設備出力算定の落差と、ユニット台数が多数あるため合成効率は設備出力算定の効率を用いて合計電力量計算を行った。

(5) 保証出力

各水力の保証流量と設備出力算定の落差および合成効率から保証出力を算定した。

(6) 各地点の概要

1) Kalagala 地点

Hydropower Development Master Plan（1997）において開発候補地点の一つとして検討され、有力な開発候補地点と評価されたが、但し後述のとおり上流 Bujagali 水力建設の際に Bujagali 滝の観光資源のオフセットとされ、GDP 2008-2023 では開発地点として計上されていない。

Kalagala 水力は、現在工事中の Bujagali ダム下流約 15km、北緯 0 度 36 分 14 秒、東経 33 度 3 分 15 秒に位置し、Bujagali ダムと Kalagala 滝間の落差 29m を開発するものである。この区間は河川勾配が約 1：500 と緩勾配である。6.9 に示すとおり河川勾配が 1:303 の Kiba 水力の電力単価は 12.2Cent/kWh とウガンダにおける代替火力による電力単価約 10Cent/kWh をうわまわり、Victoria ナイル川においては河川勾配約 1：250 経済性の限界となる。このためこの地点は流れ込み式発電には適していないが、Victoria ナイル川が両岸の河床からの比高が約 30m あり河床幅 0.5km～1km の峡谷状を成している事から、ダムサイトを仮排水路のレイアウトが容易な川中島のある Kalagala 滝中間に選定し、ダム直下左岸に発電所を設けるダム式/調整池式開発として計画されている。この開発方式は 6.3 に述べたとおり、上流部の調整池式水力がピーク負荷部分に対応し下流部の流れ込み式水力がベース負荷部分に対応するナイル川水系一貫開発上妥当である。

Hydropower Development Master Plan（1997）では Kalagala 水力は最大使用水量 2,190 m^3/s、設備出力 450MW として計画されているが、今回の検討では Kalagala 水力の最大使用水量を Bujagali 水力の最大使用水量と同量の 1,375m^3/s とし設備出力 320MW とした。

1997 年マスタープラン報告書にはこの地点で縮尺 1：12,500、等高線間隔 25feet（7.62m）の地形図が作成されたと記載されているが今回の調査ではこの地形図が入手出来なかった。このため、縮尺 1：50,000 の地形図により計画および設計の検討行った。Figure 6.4.1-1 に Kalagala ダムの貯水容量曲線を示す。Figure 6.4.1-2 に Kalagala 水力の電力量計算結果を示す。

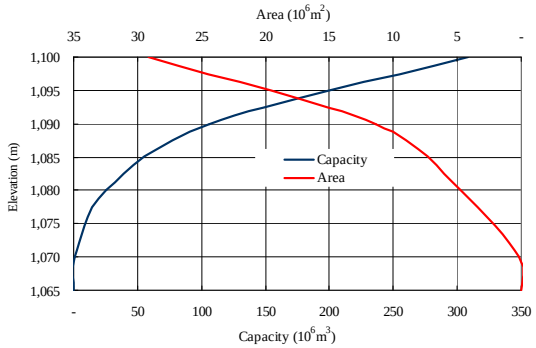


Figure 6.4.1-1 Area Capacity Curve of Kalagala Hydropower Project

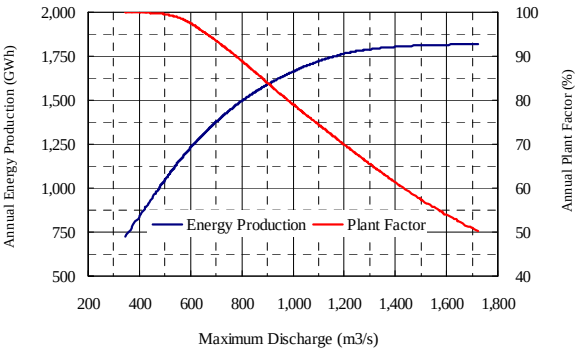


Figure 6.4.1-2 Annual Energy Production of Kalagala Hydropower Project

Box 6.4.1-1 Kalagala オフセットとは

Kalagala オフセットとは、Bujagali 滝を含むマビラ生態系の適切な環境管理を確実にするための方策であり、Bujagali 水力発電事業によって引き起こされる負の環境影響の保障として、2007年の損失補償契約に入れられたものである。

そのため、Kalagala オフセットは、Bujagali 水力発電事業によって引き起こされる負の影響に対するミティゲーションの一部であり、Bujagali 滝の消失、Bujagali 滝エリアの社会・経済・文化的活動、利益の移転などが負の影響である。さらにその上、Bujagali 水力発電所は、Bujagali とその周辺に対しても負の環境影響、負の社会影響を引き起こす可能性がある。Kalagala とイタンダ滝のエリアは、水、滝、島、文化財、観光資源など Bujagali とよく似た特性を持つことから、オフセットとして選ばれた。さらに、Kalagala とイタンダ滝（Kalagala、ナイル河岸とナマブンヅ）に近い中央森林保護区とマビラ森林保護区は、その地域の中での生態・社会・経済的価値の高さから、オフセットエリアに組み込まれた。

Bujagali 事業認可に NEMA が付加した条件に記載されたミティゲーションは、BEL の社会環境アクションプランのもと、さまざまなプログラムによって実施されている。Kalagala オフセットの戦略や活動は、これら実施中のミティゲーションを考慮しており、Bujagali 水力の引き起こす負の影響にみあうよう、将来の保全計画や開発計画につなげるための生態系レベルのフレームワークを提供することを目指している。

具体的には、Kalagala オフセットに含まれるものは　a) Kalagala とイタンダ滝エリア近くのナイル川に直接流入する流域　b)カラガラとイタンダ滝エリアに影響を与える天然資源と生態系と Kalagala とイタンダ滝エリア（森林、河岸、島、湿地）から影響を受ける天然資源と生態系　c)ナイル川から両側 3.5km 内の自然的もしくは人工的生産システム（周辺の土地とインフラを含む）で、北緯 0.45 度から 0.67 度間に居住する人々、d) Kalagala とイタンダ滝に関連する文化的価値のあるものである。

(出典：Kalagala Offset Sustainable Management Plan 2010-2019)

2) Isimba 地点

Isimba 水力地点は、Kalagala 滝下流約 15 km の Victoria ナイル川上流急流部の最下流部に位置している。Victoria ナイル川の始点から続いた峡谷部もこの地点までである。Isimba 地点から下流河床勾配が 1:5,000 程度と急に緩くなり水力ポテンシャルはほとんどない。

この地点は Hydropower Development Master Plan（1997）では取り上げられてはおらず、2008 年に MEMD が現地踏査を行っただけで、地形測量や地質調査等は行われていなかったが、2010 年 2 月、MEMD とドイツ国フィットナー社により Isimba 水力および関連送電線のフィージビリティー調査、設計および入札書類作成のコンサルタント業務が調印されている。しかしフィットナー社からはまだ Isimba 水力に関する検討結果が何も提出されていないので、今回は JICA 調査団が現地踏査および縮尺 1：50,000 の地形図により計画および概略検討を行った。

Isimba の有効落差は 14m で河川勾配が 1：1,000 以下の緩勾配となっており水路式開発には適しておらず、ダム式開発が唯一の開発方式と考えられる。

Isimba ダム地点では左岸アバット部が 1：30～1：50 程度のなだらかな斜面となっていて明瞭な尾根状を呈しておらず、また右岸アバット部は河床からの比高 15m 程度の崖状を呈しているが、その後背地は平坦な台地状を呈している。また、1：50,000 地形図で満水位を EL.1,059m とした場合には左岸側の湛水池内に多数の集落が存在する。MEMD は放水位を EL.1,045m と考えているがこれは、MEMD の実施した現地踏査時の GPS による概略測定結果によるものである。このため、計画している満水位および放水位の妥当性を確認するとともに、水没地域の集落を特定するために、湛水池全体およびその後背地を含む計画地域の地形測量が必要である。またダム、発電所地点の詳細な地形図の作成も必要である。

MEMD は、本地点が Bujagali 水力と同様に川中島を利用したレイアウトにより容易にダム建設が可能で、またダム高も低い事から、比較的短期間に開発可能と考えており、フィットナー社のコンサルタント業務終了後直ちに建設工事に着手する事としている。Figure 6.4.1-3 に Isimba ダムの貯水容量曲線を示す。Figure 6.4.1-4 に Isimba 水力の電力量計算結果を示す。

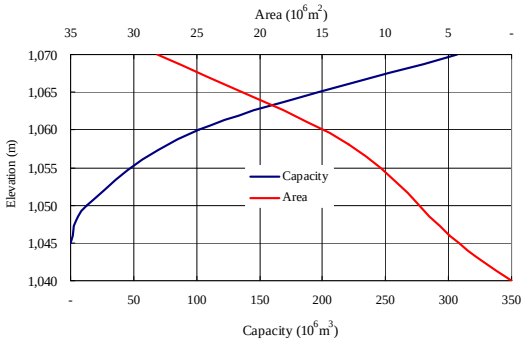


Figure 6.4.1-3 Area Capacity Curve of Isimba Hydropower Project

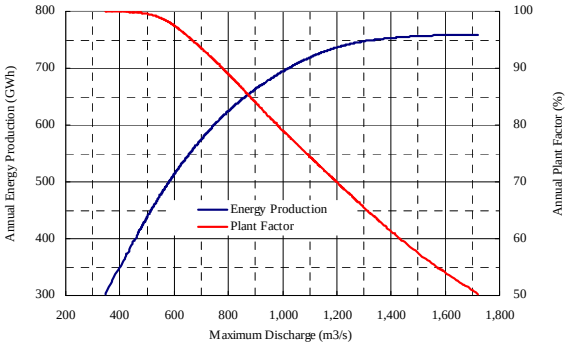


Figure 6.4.1-4 Annual Energy Production of Isimba Hydropower Project

3) Karuma 地点

Karuma 水力は、約 15km 間の Karuma 滝群の 84.5m の落差を利用するもので、従来はこの間の上流部を KarumaA 水力、下流部を KarumaB 水力とした二段階開発が考えられていた。

従来の KarumaA 水力は、1996 年に IPP としての開発権が NORPAK に与えられた。またウガンダ政府も開発実施関連の業務やプロジェクト地域のインフラ整備の費用を負担する等でこの開発に参加する事となっていた。1999 年に計画のフィージビリティスタディレベルの基本設計を含む Project Definition Report が完成し社会環境調査が終了したが、世銀の資金協力が得られない等の諸般の事情により開発の実施は遅延し、2008 年ウガンダ政府は NORPAK に与えた開発権を解消した。

2009 年 11 月、MEMD はインド国、インフラテック社と従来の KarumaA 水力および KarumaB 水力を統合した Karuma 水力のフィージビリティー調査、設計および入札書類の作成、施工管理を含むコンサルタント業務の契約を行い、2011 年末には Karuma 水力の建設工事に着手するとしている。

インフラテック社のインセプションレポートによれば、Karuma 水力は取水堰の位置を Karuma 橋上流約 3.5km の地点とし、取水位を EL.1,029.5m としている。取水口の直下流に地下発電所を配置し地下発電所より延長 11.4km の放水路を配置する流れ込み式開発計画となっている。

Karuma 取水堰付近の Victoria ナイル川は川幅約 300m で両岸は水面から比高約 20ｍの崖状を呈しているが、取水堰と Kyoga 湖の水位差は 3m～4m 程度と見られ、この地点にダムを築造し調整池を設けることは Kyoga 湖に匹敵する広大な湛水池を出現させる事になり、適当ではない。また、取水堰下流 2km より下流は左右両岸いずれかがなだらかな斜面となっており、ダムサイトとして適当な地点が存在しない。従って、同インセプションレポートに提案されている流れ込み式開発計画は妥当である。

また、同インセプションレポートによれば、Karuma 水力の単機容量は 114MW であるが、この容量は Karuma 水力運転開始時のウガンダの電力系統全体のピーク需要の 16%超となり発電機トリップ時の系統への影響を考えると容量が過大だと思われる。また放水路を内径 12.5m のトンネル 2 条で計画しているが、需要に応じた段階開発に制約が生じ、施工上も問題が生じる恐れがある。このため、今回の検討では単機容量を 50 MW 程度とし放水路は水車 2 台に対して 1 条配置することとした。Figure 6.4.1-5 に Karuma 水力の電力量計算結果を示す。

保証電力量による設備利用率は 50%である。Karuma 水力は、調整池を持たないためベース負荷用の定負荷運転となる。需給バランス上は保証電力量のみを評価するので 7 号機以降の設備については供給力として寄与しない。この傾向は、同じく調整池を持たない Oriang 水力、Ayago 水力、Kiba 水力にも共通である。

一方、最大使用水量 840 m^3/s による設備出力に対するプラントファクター（設備利用率）は 81%で、通常の流れ込み式水力のプラントファクターに比べて高い水準にある。火力

発電所の焚き減らしやKaruma水力の二次電力量の近隣国への輸出が可能であれば大きな経済効果が見込まれる。この傾向はOriang水力、Ayago水力、Kiba水力にも共通である。

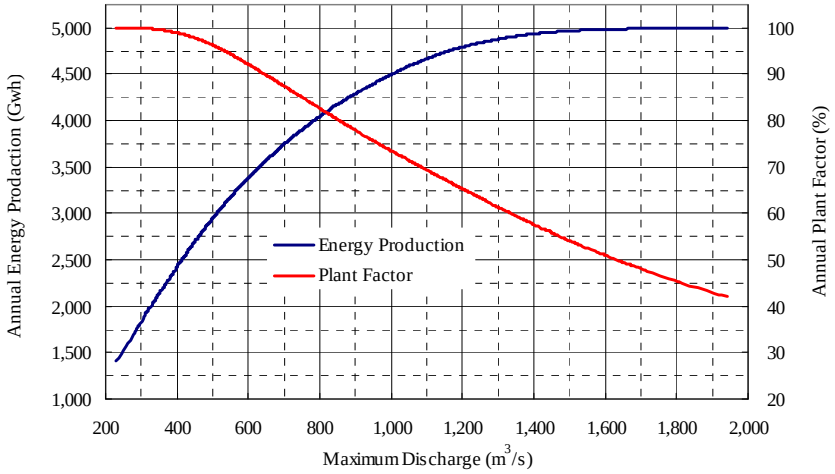


Figure 6.4.1-5　Annual Energy Production of Karuma Hydropower Project

4)　Oriang 地点

Oriang水力はこれまで水力開発候補地点として取り上げられていなかった地点で、今回のマスタープラン策定に際し、調査団が図上検討および現地踏査を実施して開発候補地点の一つとして取り上げたものである。

Oriang水力は、Karuma取水堰地点から約35km下流地点からAyago水力取水堰までの約13km間の落差58mを利用するものである。取水口の直下流に地下式発電所を配置し、延長 11.2km の放水路トンネルを配置する流れ込み式開発計画とした。Figure 6.4.1-6 にOriang水力の電力量計算結果を示す。

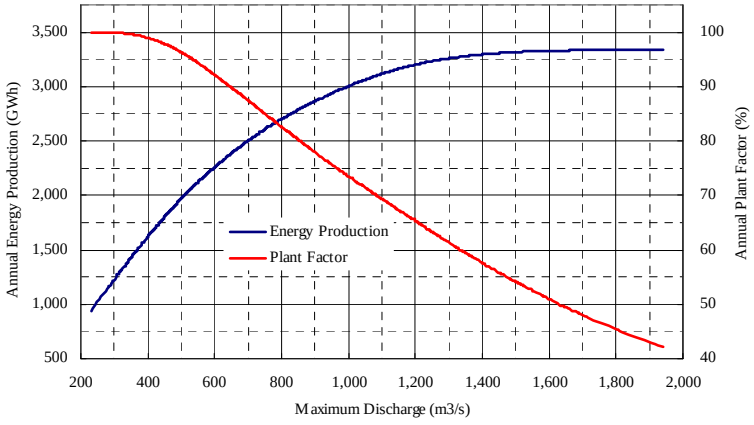


Figure 6.4.1-6　Annual Energy Production of Oriang Hydropower Project

5)　Ayago 地点

Ayago水力は、Oriang水力取水堰約15km下流で、右岸支流Ayago川合流点から約3km上流のVictoriaナイル川が川中島により3つの流路に分かれる地点を取水地点とし下流約

9km 間の急流部の落差 87mを利用するもので、蛇行する Victoria ナイル川を水路によってショートカットする事により効率よく開発出来る地点である。

Ayago 水力地点については、1984 年にノルコンサルタント社によるフィージビリティー調査報告書が作成されている。この報告書では、Ayago 川の南岸に水路ルートを選定し段階的に開発していく Ayago サウス案と、最も河川勾配の大きな Ayago 川合流点下流 3km 区間を先行して開発する Ayago ノース案を提案しているが、この案は 80 年代後半の電力需要増加に対する緊急開発を目指したもので Ayago 地域の総落差 87mの 34%程度の落差のみを開発する小規模（60MW）案で、現在の電力需要の増大には対応出来ず、現在ではこの代替案の有効性は失われている。

Hydropower Development Master Plan（1997）では 1984 年フィージビリティー調査報告書に提案されている Ayago サウス案と、Ayago 川合流点の 0.5km 下流に調整池式ダムを設置し、ピーク発電を行うダム水路式案との組み合わせによる開発が提案されている。

今回の調査では、上記 Ayago サウス案と調整池式ダム水路案について比較検討を行い、経済性および環境影響の両面から評価を行い、Ayago サウス案の水路式・流れ込み式案を Ayago 水力の発電計画として選定した。Figure 6.4.1-7 に Ayago 水力の電力量計算結果を示す。

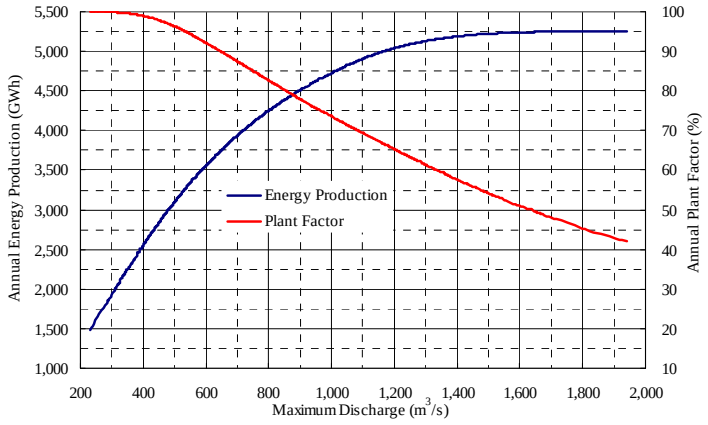


Figure 6.4.1-7　Annual Energy Production of Ayago Hydropower Project

6)　Kiba 地点

Kiba 水力は、Ayago 水力放水口と Murchison 水力の調整池終端地点の約 17km 間の落差 47m を利用するもので、この区間全体が平坦な平原状となっておりダム式開発は不可能である。よって取水堰を Ayago 水力放水口の 0.5km 下流に設置し、取水口の直下流に地下式発電所と延長 14km の放水路トンネルを配置する流れ込み式として計画した。Figure 6.4.1-8 に Kiba 水力の電力量計算結果を示す。

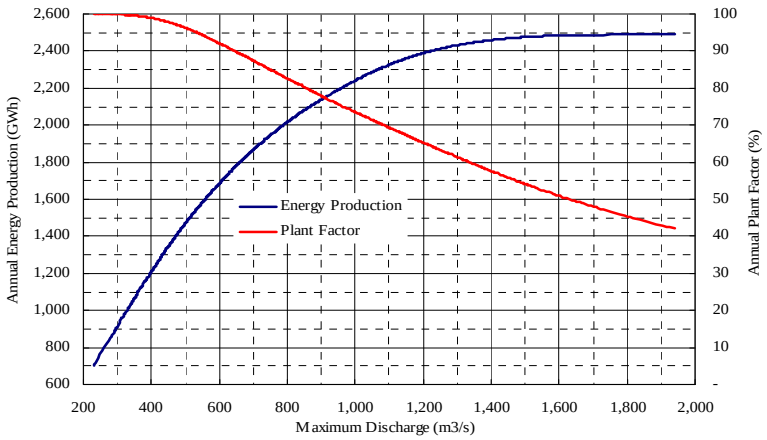


Figure 6.4.1-8　Annual Energy Production of Kiba Hydropower Project

7)　Murchison 地点

Murchison 水力は、Victoria ナイル川下流部急流部の水力ポテンシャルの最下流部に位置する落差 50m の Murchison 滝を利用するもので、1997 年水力開発マスタープラン報告書では、Murchison 滝上流 1.9km にダムを築造して調整池を持ち、Murchison 滝の上下流部に跨る Victoria ナイル川の蛇行を放水路によりショートカットするピーク発電機能を持つダム水路式発電計画が提案されている。この計画では取水ダムおよび放水口地点は滝周辺を完全に避け、また全て地下構造物としたレイアウトとしている。

今回の調査ではこのダム水路式計画案に加えて、上記ダム地点に取水堰を設ける水路式・流れ込み式発電計画案との比較検討を行った。この結果、経済的にはダム水路式発電計画案が有利となった。この検討では、昼間は Murchison 滝の流況維持のため発電所を運転せずに観光放流し、発電所の運転は夜間の 12 時間のみとした。Figure 6.4.1-9 に Murchison 水力ダム式水路式開発計画の貯水容量曲線を示す。Figure 6.4.1-10 に Murchison 水力の電力量計算結果を示す。

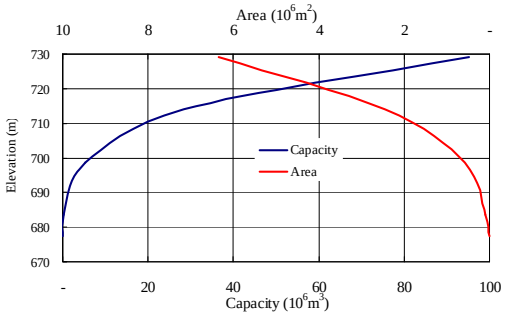


Figure 6.4.1-9　Area Capacity Curve of Murchison Hydropower Project

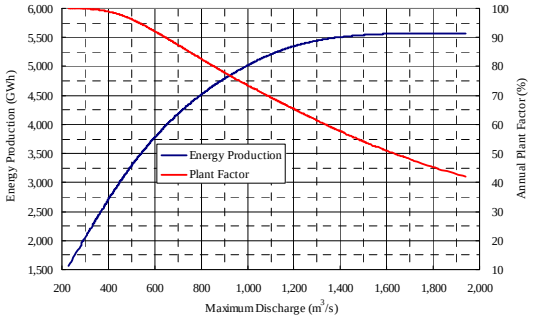


Figure 6.4.1-10　Annual Energy Production of Murchison Hydropower Project

6.4.2 水力開発候補地点の発電計画緒元

以上の検討により、各候補地点の開発計画緒元を Table 6.4.2-1 に示す。

Table 6.4.2-1 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	10^6m^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 および MEMD 資料)

注：詳細は Appendix I 参照

なお、水力開発候補地点の絞込みに当たって以下の評価項目を設定した。

(1) 最大出力

電力需要への対応と観点から、最大出力を評価項目に設定し、出力の大きい順に A～E ランクとした。

Table 6.4.2-2 Rating on Maximum Power

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Maximum Power (MW)	330	138	576	392	612	288	648
Rating	C	E	B	C	A	D	A

(2) 有効落差

地点の効率的開発の観点から、有効落差を評価項目に設定し、落差の大きい順に A～E ランクとした。

Table 6.4.2-3 Rating on Head

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Head (m)	28	13	79	53	83	40	88
Rating	E	E	B	C	A	D	A

(3) 水路長

地点特性及び経済性の観点から、水路長を評価項目に設定し、延長の短い順に A～E ランクとした。

Table 6.4.2-4 Rating on Length of Waterway

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Length (km)	0	0	12	12	8	14	2
Rating	A	A	D	D	C	E	B

6.5 設計

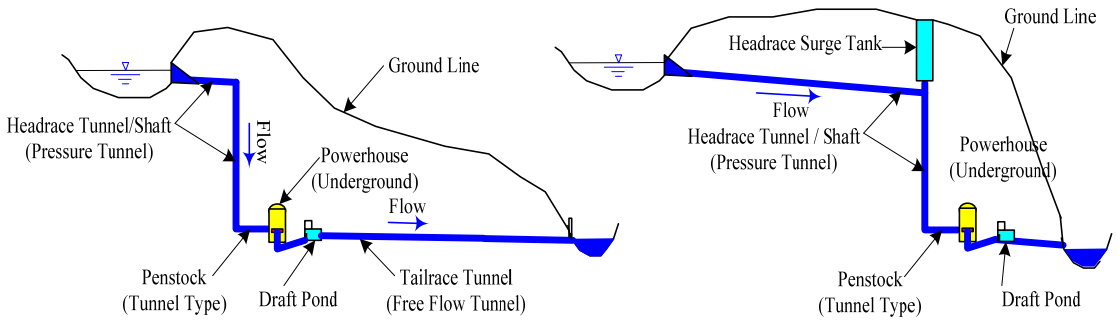
6.5.1 一般

水力発電所の形式には、発電所の運用上の特性による分類と、落差を得る方法（構造物の構成）による分類方法がある。ここでは発電所の構造的な構成・形式について説明する理由から、後者の分類方法に基づき、各水力開発候補地点の概要を述べる。

水力発電所の形式にはダム式、水路式とダム水路式の 3 形式に大別され、各水力開発候補地点の地形特性により決定される。

また、水路式及びダム水路式は、発電所の位置を水路の上流部に設置するヘッドタイプと、下流に設置するテールタイプに分類される。Figure 6.5.1-1 に各タイプの主要構造物の配置例を示す。ヘッドタイプ、テールタイプの選定にあたっては地形特性・制約（水路経過地の地山の被りが確保できるか否か）を考慮し決定される。

全ての水力開発候補地点は、地形的にヘッドタイプのみ適用可能か、もしくはヘッドタイプが有利な地形特性になっているので、全ての地点でヘッドタイプを採用しレイアウトを作成した。



Head Type　　Tail Type

Figure 6.5.1-1 Types of Waterway

以下に、各水力開発候補地点にて適用可能な発電形式の一覧を示す。

Table 6.5.1-1　Applicable Powerhouse Type for Prospective Sites

Candidate Projects	Classification by method of head acquisition	Type
Kalagala	Dam Type	-
Isimba	Dam Type	-
Karuma	Waterway Type	Head Type
Oriang	Waterway Type	Head Type
Ayago	Waterway Type. Dam & Waterway Type	Head Type (Tail Type can be applicable)
Kiba	-	Head Type
Murchison	Dam & Waterway Type	Head Type

(Source: Study Team)

6.5.2　レイアウト概要

以下に各水力開発候補地点にて採用したレイアウトの概要を示す。

(1) Kalagala 地点（ダム式：Figure-6.5.2-1 参照）

Kalagala 地点はダム式の発電所が適用可能であり、主要構造物は洪水吐部、発電所部、非越流堤体部から構成される。洪水吐の型式として越流式洪水吐と、ゲート式洪水吐に大別され、住民移転を最小限に抑える理由から、洪水による水位上昇を抑えるゲート式洪水吐を採用した。発電所はダム直下式で一般的なコンクリート重力式ダムと一体型の発電所を採用し、非越流堤体部は、建設コストを抑える理由からその大半を中央コア型ロックフィルダムとし、発電所との接合部をコンクリート重力式とした複合ダム形式を採用した。

上記構造物の構造形式は、Kalagala 水力地点の上流で建設中の Bujagali 水力発電所と同じ構成である。

フィルダム部は堤体積が 2,900 千 m^3 と大規模であり、プロジェクトの実施可能性評価の際にはロック材、コア材料の確保が技術的な課題として挙げられる。

(2) Isimba 地点（ダム式：Figure-6.5.2-2 参照）

Isimba 地点はダム直下式の発電所として計画されており、Kalagala 地点同様、主要構造物は洪水吐部、発電所部、非越流堤体部から構成される。ダムの構造形式も Kalagala 地点と同様であるが、ダム高が 30m 程度と比較的低いので、中央コア型のアースフィルダムの適用も考えられる。

30m 級と比較的小規模なダム計画であるにもかかわらず、1:50,000 縮尺、20m ピッチ等高線の地形図に基づき当該地点の検討がなされている。当該地点には、民家も密集し、地形も緩やかである理由から、数 m の標高の違いにより構造物規模および湛水面積が大幅に

変る可能性が高く、地形図の低精度が当該地点の技術的な課題として挙げられる。今後、当該地点の検討を進めるにあたり、地形測量の実施が最優先事項である。

(3) Karuma 地点（水路式：Figure-6.5.2-3 参照）

Karuma 地点については、現在、インド国のインフラテック社によりフィージビリティスタディが実施されており、その最適案がトンネル水路式の発電所として計画されている。

水路式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て、取水口付近の土砂排除を目的としたゲート式の土砂吐を採用した。固定堰かゲート式の可動堰の採用にあたっては地点特性を考慮し、現在実施されているフィージビリティスタディで検討することが望まれる。発電所の構造形式は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 ナイル川のように河川水位の上下変動が少なく、通常洪水時に放水口が圧力状態になる可能性が少ない場合、無圧式の放水路トンネルが経済的で、放水路トンネルの抜水が容易で維持管理面で有利である理由から、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。

(4) Oriang 地点（水路式：Figure 6.5.2-4 参照）

Oriang 地点は地形上の制約からヘッドタイプの水路発電形式を採用している。水路ルートとしては水路長が短く経済的に有利な左岸ルート採用し、主要構造物の構成、構造様式は Karuma 地点と同様である。

(5) Ayago 地点 (水路式、Figure 6.5.2-5 参照)

Ayago 地点は水路式とダム水路式の 2 通りの発電形式が適用可能である。水力開発候補地点の比較検討段階では自然環境影響が比較的少ないと思われる水路式レイアウト案を採用し検討を進める。

水路式レイアウトの場合、ヘッドタイプとテールタイプが適用可能であるが、先に述べたように、水力開発候補地点の比較検討段階では、全ての地点で適可能なヘッドタイプを採用した。水路ルートは水路長が短く経済的な左岸ルートが明らかに有利である理由から左岸ルートを採用した。水路式発電所案の主要構造物の構成及び構造は Karuma 地点と同様である。

(6) Kiba 地点（水路式：Figure 6.5.2-6 参照）

Kiba 地点は地形上の制約からヘッドタイプの水路式を採用している。水路ルートとしては水路長が短く経済的に有利な左岸ルート採用し、主要構造物の構成、構造様式は Karuma と同様である。

(7) Murchison 地点（ダム水路式：Figure 6.5.2-7）

Murchison 地点は、ダム水路式の発電形式が適用可能である。敢えて水路式を適用することも可能であるが、Murchison 地点の発電ポテンシャルを最大に活用できるのは、ダム水路式の発電形式のみであることから、水力開発候補地点の比較検討段階ではダム水路式のレイアウトを採用し検討を進める。

ダム水路式レイアウトの場合、Figure 6.5.2-7 に示すダムサイトが水路ルートを最短にでき且つ、所定の落差を確保できることから適切と考えられるが、ダム軸袖部の地山の標高および地質の状況によっては上流へ変更する可能性もある。取水ダムの構造形式は、国立公園内に建設されることを考慮し、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。重力式ダムはゲート式の常用洪水吐部（維持放流設備を兼用）と越流式の非常用洪水吐部と非越流部から構成される水路ルートは地形上の制約からヘッドタイプのみ適用可能であり、水路ルートが最短な左岸ルートを採用した。発電所および水路構造物の構成および構造形式は Karuma 地点と同様である。

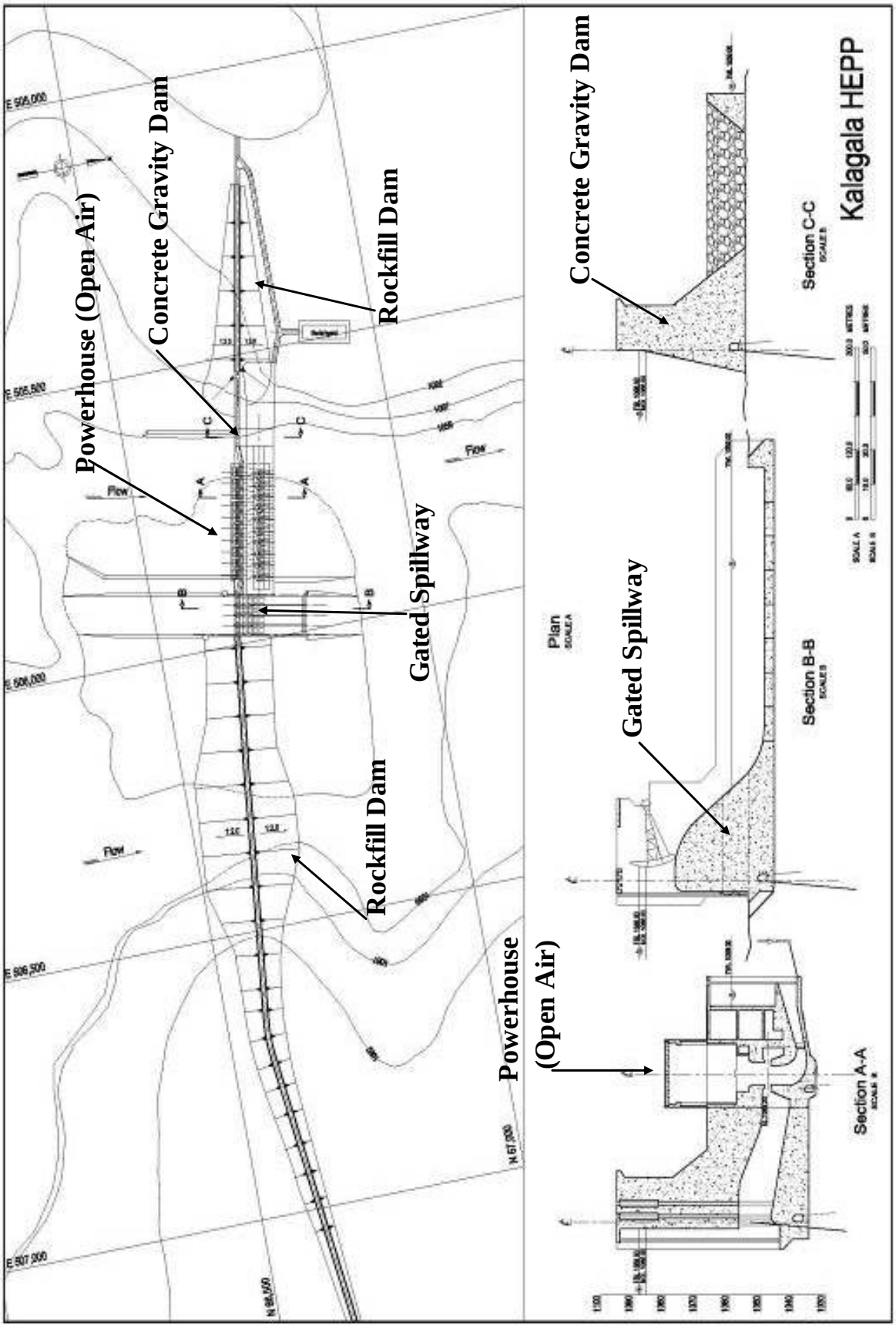


Figure 6.5.2-1 Kalagala Site (Dam Type)

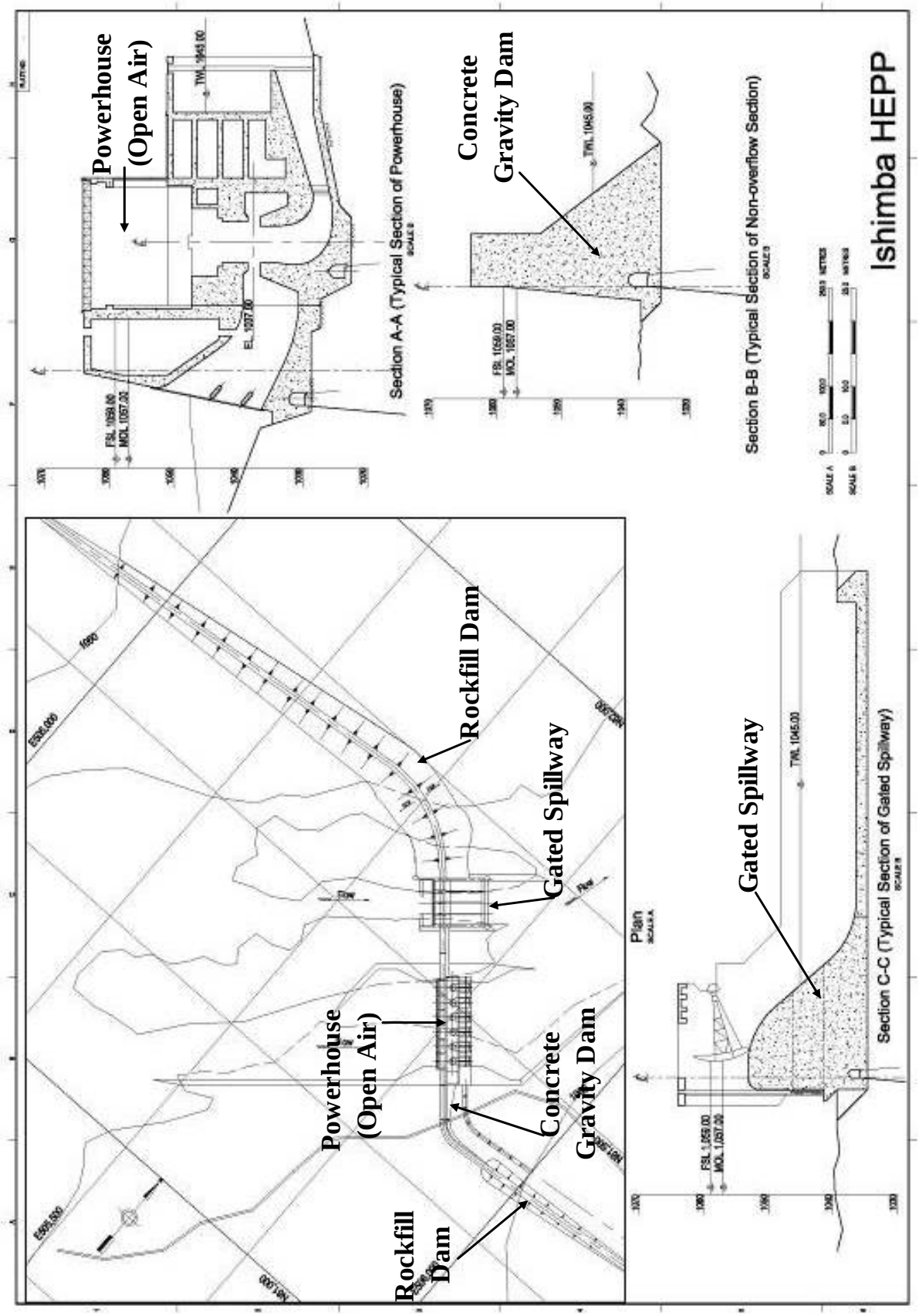


Figure 6.5.2-2　Isimba Site (Dam Type)

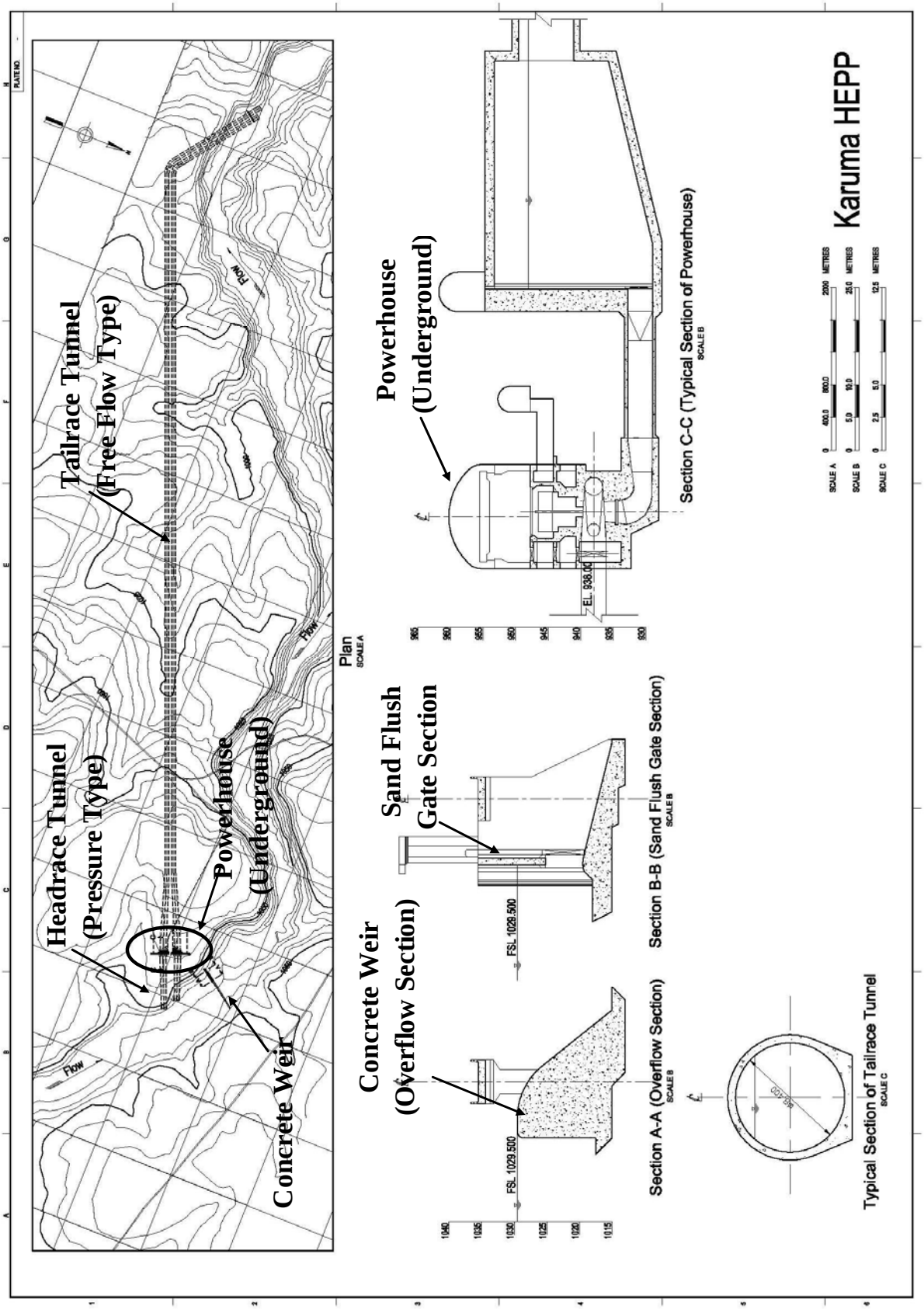


Figure 6.5.2-3　Karuma Site (Waterway Type)

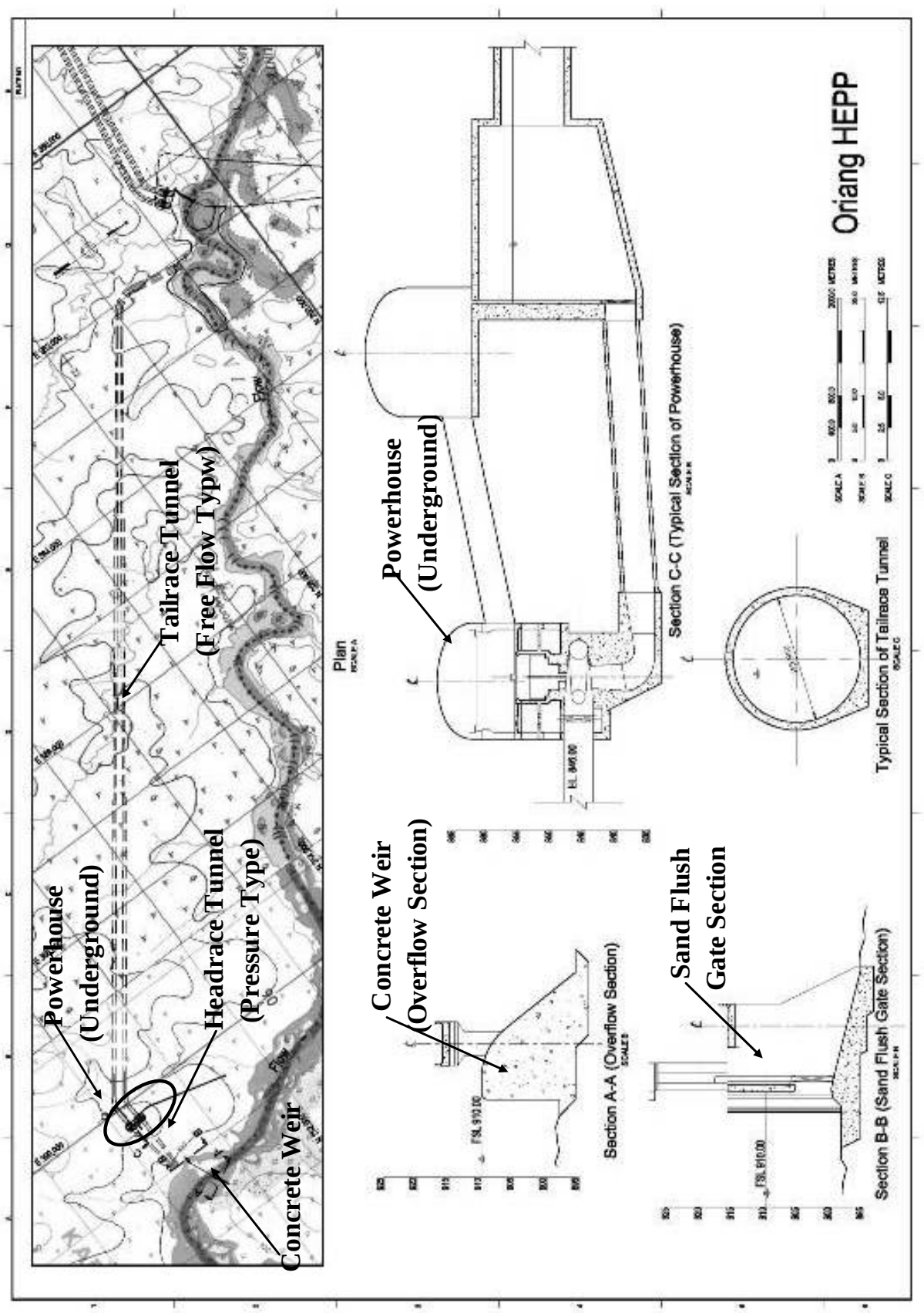


Figure 6.5.2-4　Oriang Site (Waterway Type)

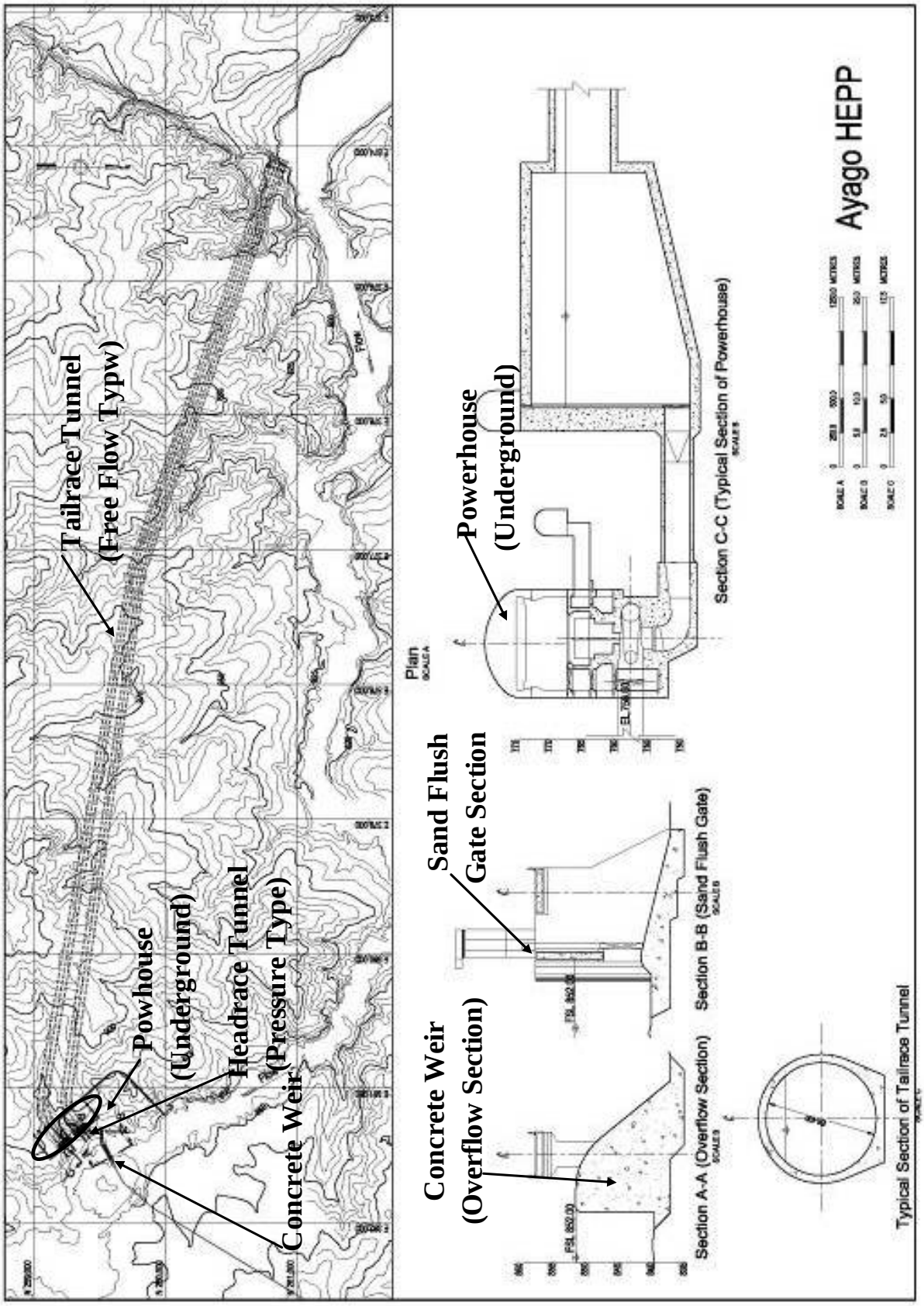


Figure 6.5.2-5 Ayago Site (Waterway Type)

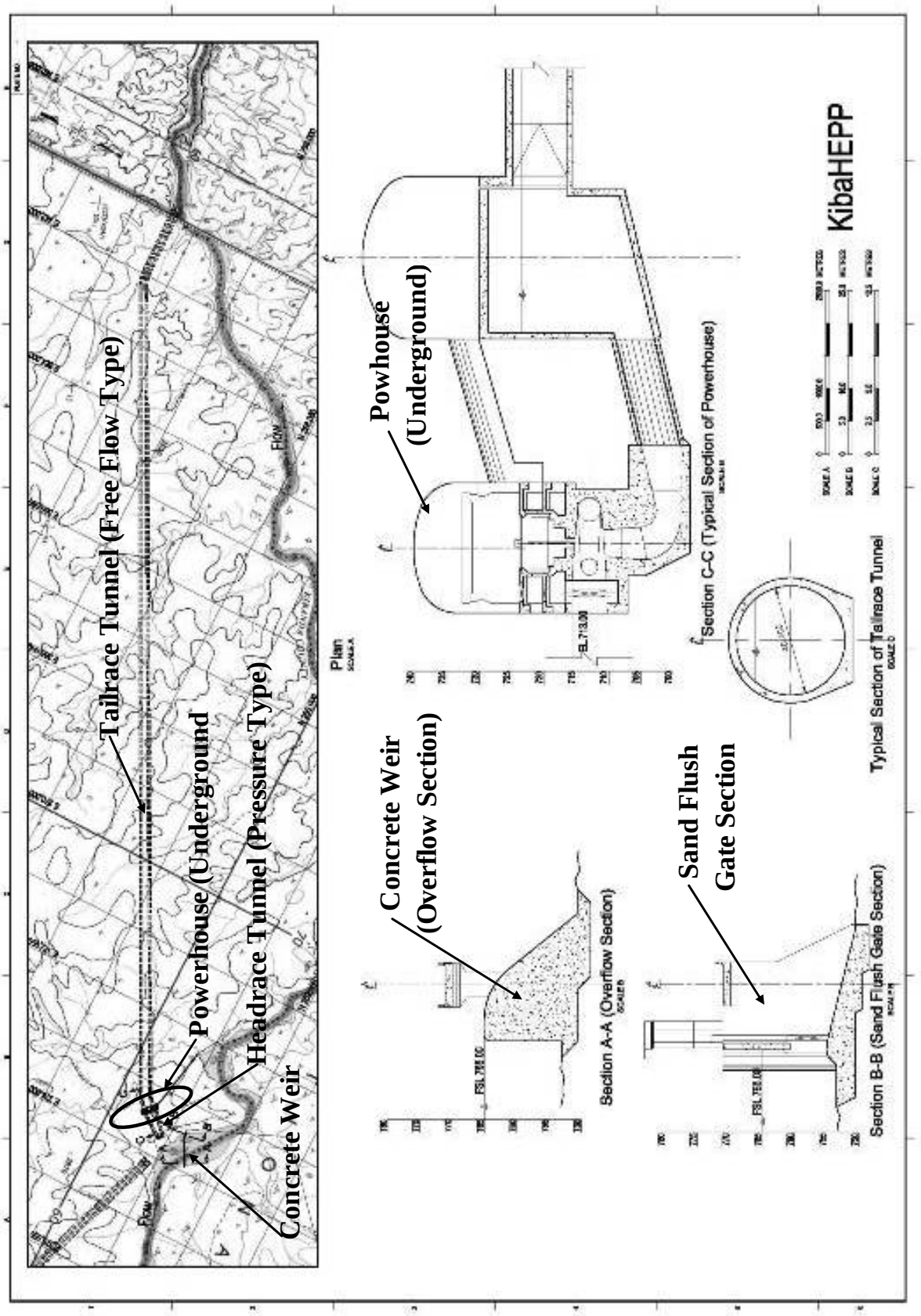


Figure 6.5.2-6　Kiba Site (Waterway Type)

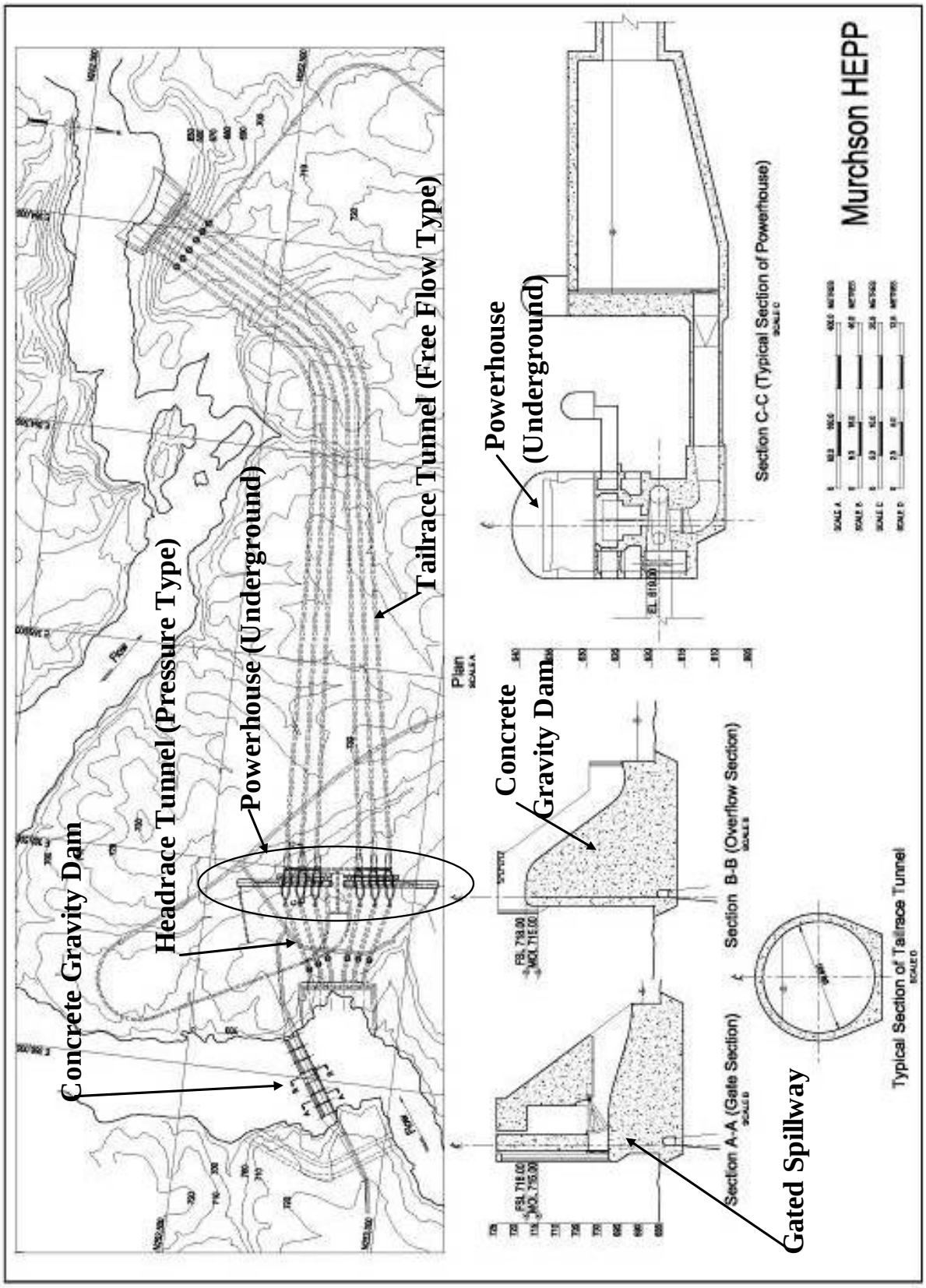


Figure 6.5.2-7 Murchison Site (Dam and Waterway Type)

6.5.3 水力開発候補地点の設計緒元

7 地点の主要な設計緒元を、Table 6.5.3-1 に示す。

Table 6.5.3-1 Salient Feature of 7 Projects

Item	Unit	Kalagala	Ishimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
		Dam Type	Dam Type	Waterway Type	Waterway Type	Waterway Type	Waterway Type	Dam &Waterway Type
Dam / Weir								
Type		Comnbined Dam	Comnbined Dam	Concrete Weir	Concrete Weir	Concrete Weir	Concrete Weir	Comnbined Dam
Height	m	45	30	20	20	20	20	45
Clest Length	m	235	320	620	610	480	550	650
Width of River Bed	m	175	70	-	-	-	-	240
Catchment Area	km^2	264,450	264,620	346,000	346,710	346,850	348,120	348,600
Full Supply Level	m	1,088	1,059	1,030	910	852	765	718
Rated Water Level	m	1,087	1,058	1,030	910	852	765	715
Minimum Operation Level	m	1,086	1,057	-	-	-	-	712
Gross Storage Capacity	MCM	82	88	-	-	-	-	42
Effictive Storage Capacity	MCM	19	22	-	-	-	-	19
Waterway								
Headrace Tunnel								
Number of Tunnel	nos.	-	-	6	4	6	6	6
Inner Diameter	m	-	-	8.4	9.8	8.4	8.4	9.0
Length	m	-	-	555	740	96	390	290
Penstock								
Number of Penstock	nos.	-	-	12	8	12	6	12
Inner Diameter	m	-	-	3.8	4.9	3.8	5.4	5.9
Length	m	-	-	70	90	50	55	46
Tailrace Tunnel								
Number of Tunnel	nos.	-	-	6	4	6	6	6
Inner Diameter	m	-	-	8.4	9.8	8.4	8.4	9.0
Length	m	-		11,000	11,000	7,600	14,000	1,800
Tail Water Level	m	1,059	1,045	945	852	765	718	625
Powerhouse								
Type		Open Air	Open Air	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground
Number of Unit	nos.	10	6	12	8	12	6	12
Type of Turbine		Kaplan	Kaplan	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis
Transmission Line								
Length	km	28	47	1	34	46	56	122
Voltage	kV	220	220	400	400	400	400	400

6.6 地質

6.6.1 一般

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。

6.6.2 各候補地点の地質概要

水力開発候補地点の地質状況を以下にのべる。

(1) Kalagala 地点

基礎岩盤は、花崗岩質片麻岩を主体とし、塩基性岩体（貫入岩）挟在する。河床付近には所々、堅硬な岩盤が露出している。岩盤は塊状を呈する。河床付近は表層を薄く掘削する程度で、Weir の基礎として良好な岩盤が出現すると予想される。亀裂は概ね密着しており、透水性も低いようである。左右岸は風化土が少なくとも 5~6m程度覆っているように観察された。なお、左右岸の岩盤の風化深度はやや深い可能性がある。

(2) Isimba 地点

基礎岩盤は、花崗岩質片麻岩を主体とし、塩基性岩体（貫入岩）を挟在する。河床付近には所々、堅硬な岩盤が露出している。片麻岩の構造は緩く右岸側へ傾斜する。河床付近は表層を薄く掘削する程度で、Weir の基礎として良好な岩盤が出現すると予想される。亀裂は概ね密着しており、透水性も低いようである。左右岸は風化土が少なくとも 5~6m程度覆っていると観察された。なお、左右岸の岩盤の風化深度はやや深い可能性がある。

(3) Karuma 地点

基礎岩盤は黒雲母片麻岩を主体とする。河床付近には所々、堅硬な岩盤が露出している。河床付近は表層を薄く掘削する程度で、Weir の基礎として良好な岩盤が出現すると予想される。片理が発達するが、亀裂は概ね密着しており、透水性も低いようである。亀裂に沿って局所的に深部まで風化し、ボーリングデータによると約深度 40m まで強風化している箇所もある。

(4) Oriang 地点

基礎岩盤は黒雲母片麻岩を主体とする。これらは、堅硬な岩盤であり、weir の基礎として良好。片理は発達するが、亀裂は概ね密着しており、透水性も低いようである。なお、左右岸の岩盤の風化深度はやや深い可能性がある。

(5) Ayago 地点

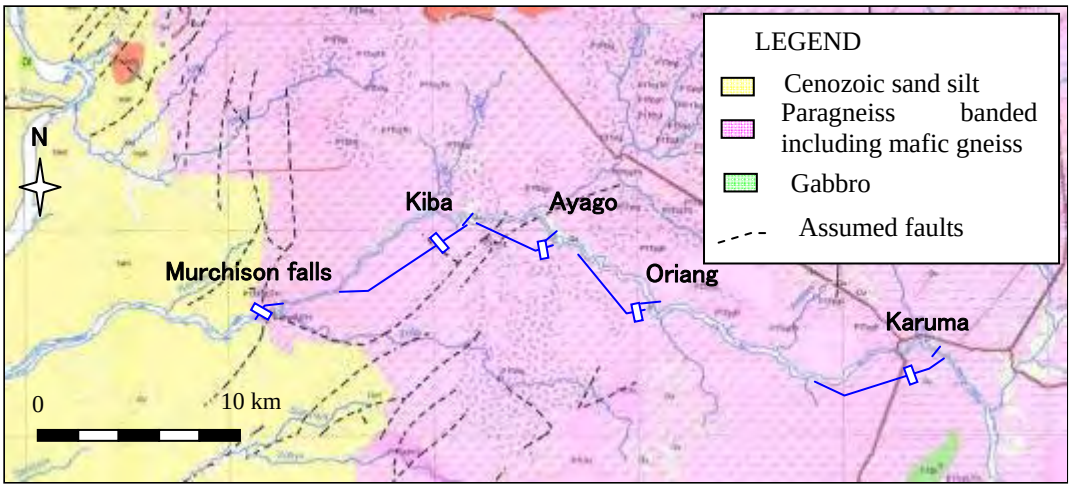
基礎岩盤は黒雲母片麻岩を主体とする。河床付近には所々、堅硬な岩盤が露出している。河床付近は表層を薄く掘削する程度で、Weir の基礎として良好な岩盤が出現すると予想される。亀裂は概ね密着しており、透水性も低いようである。片麻岩の構造は一般に 30 度～50 度北東側（上流側）へ傾く。取水口～発電所計画地点付近の構造は、NE または SW に急傾斜している。なお、左右岸の岩盤の風化深度はやや深い可能性がある。既存地質図（Figure 6.3.1-1）では、地形から NE-SW 系の破砕帯が推定されている。

(6) Kiba 地点

基礎岩盤は黒雲母片麻岩を主体とする。これらは、堅硬な岩盤であり、weir の基礎として良好。亀裂は概ね密着しており、透水性も低いようである。なお、左右岸の岩盤の風化深度はやや深い可能性がある。

(7) Murchison 地点

基礎岩盤は黒雲母片麻岩を主体とする。地質構造はほぼ水平～緩く右岸側へ傾斜する。Murchison フォールズでは、広く露頭しており、岩盤状態を観察できる。雲母を多く含み、片理がよく発達している。表層風化部では、片理にそって岩盤は分離しやすい。しかしながら、未風化の岩盤の亀裂は概ね密着し、透水性も低いようである。河床付近は表層を薄く掘削する程度で、Weir の基礎として良好な岩盤が出現すると予想される。なお、左右岸の岩盤の風化深度はやや深い可能性がある。



(Source: UGANDA North of 1° N, Preliminary Geological Map of Uganda 1:500,000 (unpublished))

Figure 6.6.2-1 Geological Map of Karuma, Oriang, Ayago, Kiba and Murchison falls

既存資料および本調査で実施した踏査結果によると、水力開発候補地点は、いずれも建設上大きな地質的な問題はないと判断される。

なお、水力開発候補地点の絞込みに当たって、施工性の観点から地質条件を評価項目に設定し、地質条件の良い順に B～C ランクとした。

Table 6.6.2-1 Rating on Geological Condition

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Characteristic	Sound	Sound	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate
Rating	B	B	C	C	C	C	C

6.7 施工計画

6.7.1 計画地点へのアクセス

(1) Kalagala 地点

Kalagala 地点は、ナイル川の源流である Victoria 湖から約 27km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用しジンジャ経由で約 110km、車で約 3 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 3km 間は、未舗装の細い道が続くため、資機材搬入用のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

(2) Isimba 地点

Isimba 地点は、ナイル川の源流である Victoria 湖から約 42km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用しジンジャ経由で約 130km、車で約 3.5 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 15km 間は、未舗装の細い道が続くため、資機材搬入用のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

(3) Karuma 地点

Karuma 地点は、ナイル川の源流である Victoria 湖から約 120km 下流の Kyoga 湖から更に 130km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用しナカソンゴラ経由で約 260km、車で約 4 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 1km 間は、新規のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

(4) Oriang 地点

Oriang 地点は、Kyoga 湖から約 160km 下流、Karuma 地点から 40km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用し Karuma 経由で約 275km、車で約 5 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 30km 間は、新規のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

(5) Ayago 地点

Ayago 地点は、Kyoga 湖から約 175km 下流、Oriang 地点から 15km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用し Karuma 経由で約 290km、車で約 5.5 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 45km 間は、新規のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

(6) Kiba 地点

Kiba 地点は、Kyoga 湖から約 185km 下流、Ayago 地点から 10km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用し Karuma 経由で約 300km、車で約 5.5 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 55km 間は、新規のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

(7) Murchison 地点

Murchison 地点は、Kyoga 湖から約 210km 下流、Kiba 地点から 25km 下流に位置している。首都 Kampala からは、国道を利用し Karuma 経由で約 450km、車で約 7 時間を要する。サイトから最寄りの国道までの約 30km 間は、新規のアクセス道路を整備する必要がある。既設国道については、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。

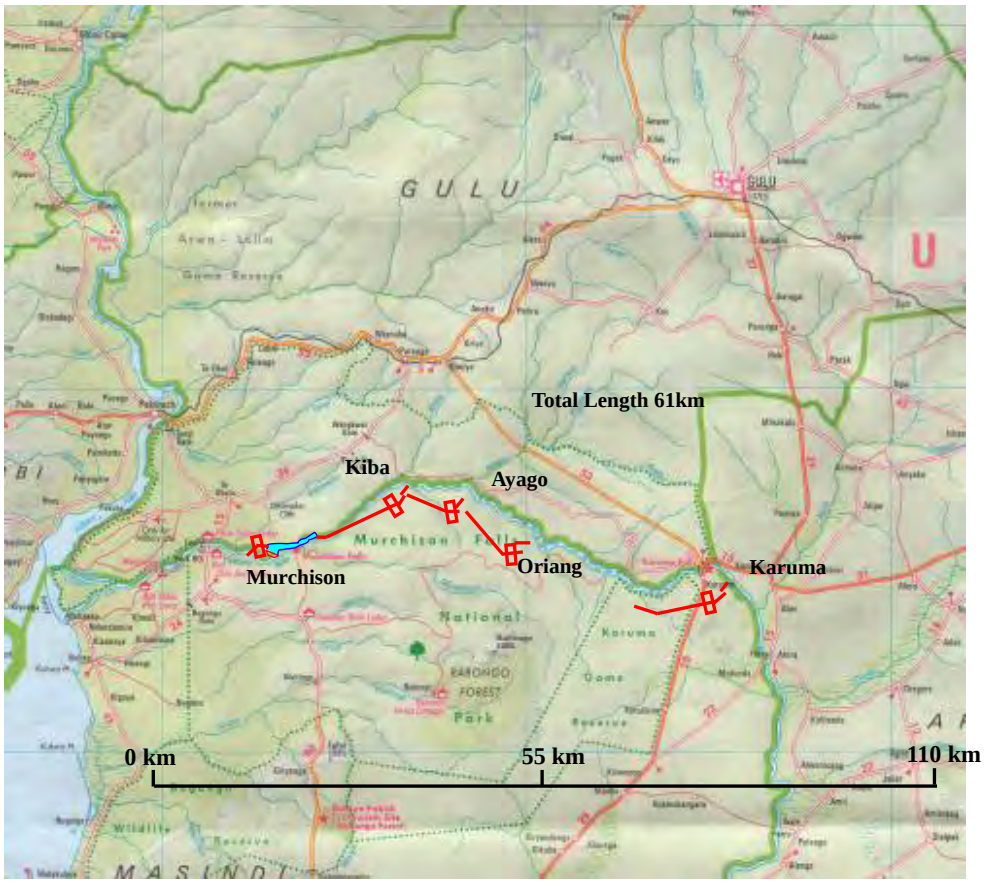


Figure 6.7.1-1 General Layout-1

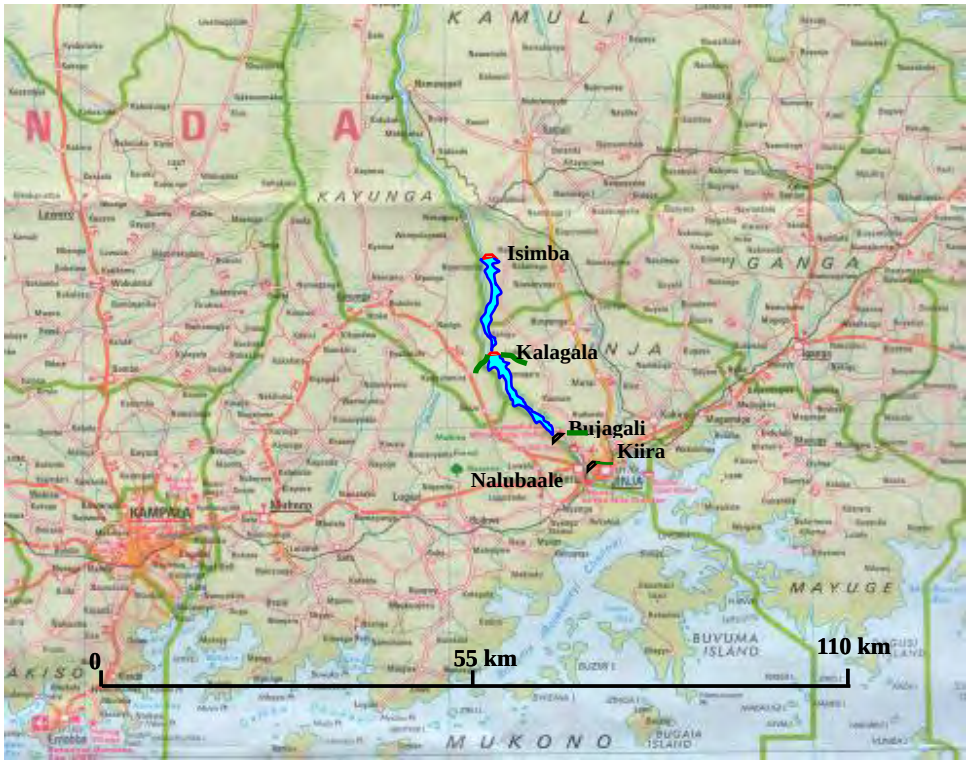


Figure 6.7.1-2　General Layout-2

各サイトの、Kampala からの距離と、アクセス道路整備が必要な最寄りの国道からの距離を Table 6.7.1-1 に示す

Table 6.7.1-1　Approximate Distance

Candidate Projects	Distance from Kampala (m)	Distance from nearest highway (m)
Kalagala	110 km	3 km
Isimba	130 km	15 km
Karuma	260 km	1 km
Oriang	275 km	30 km
Ayago	290 km	45 km
Kiba	300 km	55 km
Murchison	450 km	30 km

なお、水力開発候補地点の絞込みに当たって、施工条件の観点から各地点へのアクセスを評価項目に設定し、最寄りの国道からの新規アクセス道路の短い順に A～D ランクとした。

Table 6.7.1-2 Rating on Accessbility

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Length of new access road (km)	3	15	1	30	45	55	30
Rating	A	A	A	B	C	D	B

6.7.2 工期

Table 6.5.3-1 7 地点の主要緒元に示した基本条件および工事数量を基に、類似プロジェクトの実績から、ダム式発電所の工期を 4 年、ダム水路式（流れ込み式 Run of River）発電所の工期を 5 年と見積もった。

各地点の工期を Table 6.7.2-1 に示した。

なお、候補地点の絞込みに当たって、電力需要への対応の観点から工期を評価項目に設定し、期間が短い順に A～C ランクとした。

Table 6.7.2-1 Rating on Construction time

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Construction period (year)	4	4	5	5	5	5	4
Rating	A	A	B	B	B	B	A

6.7.3 運転開始までのリードタイム

運転開始までのリードタイムについては、以下のスクリーニング基準を設定した。

a: UETCL の長期電源開発計画（GDP2008-2023）に記載されていること

b: すでにフィージビリティスタディ等の事前調査がなされているか、あるいはその予定があり、リードタイムが比較的短いこと。

リードタイムの期間においてプロジェクトがその成熟度をまして行く中で、特に重要なマイルストーンとして以下の 3 点が考えられる。

i) 政府の電源開発長期計画で認定されていること

ii) フィージビリティスタディが実施されており、当該プロジェクトが技術的・経済的・環境的に開発可能であるとの見通しが得られていること。

iii) 当該プロジェクトに対する資金調達がその一部なりでも確保されているか、あるいはその見通しなり可能性があること。

基準 a については、ウガンダ政府の長期電源開発計画策定機関である UETCL の GDP2008-2023 に当該プロジェクトが記載されているかどうかについてのものである。この記載は、当該プロジェクト開発に対するウガンダ政府としてコミットすることの確約であり、特に所要の資金調達についての予算措置や外国からの資金援助に対しアクションをとる用意があるものと考えられる。

基準 b については、フィージビリティスタディ等の事前調査がどの程度なされているか、

あるいはその予定があるかにより、当該プロジェクトの成熟度を判断するものである。開発可能かどうかの判断をするための重要な調査であるフィージビリティスタディは、ウガンダ政府はもとより投資を考えているものにとって重要な判断資料となるものである。しかしながら、その可能性が不明な中でフィージビリティスタディを実施するにはその資金手当てを行うことが困難な場合が多いため、すでにフィージビリティスタディが実施されているか、あるいは実施中なり実施の可能性があることは、リードタイムが短縮されるための大きな要因となるものである。なお、本水力マスタープランでは、2023 年までを計画期間としているので、リードタイムを想定した上で 2023 年までに運開の可能性があるかどうかも基準の中に含めた。なお、リードタイムの期間には、フィージビリティスタディや環境影響評価等の事前調査・設計、工事入札書類作成、資金手当てが含まれる。

以上を勘案し、期間が短い順に A～C ランクとした。

Table 6.7.3-1 Rating on Lead Time

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Time before commencement (year)	6	6	5	5	5	5	5
Rating	C	C	A	A	A	A	A

6.7.4 工事数量

(1) 土木工事

工事数量は、各地点の概略設計図及び Table 6.5.3-1 主要緒元に基づき、「水力開発ガイドマニュアル（新エネルギー財団）平成 9 年 7 月発行」の推定式に則り算出した。

各地点の主要工種（掘削、コンクリート、鉄筋、ゲート）の数量を Table 6.7.4-1 に、詳細を Appendix H に示す。

Table 6.7.4-1 Quantities of Main Items

Item	Unit	Kalagala	Ishimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
		Dam	Dam	Run-of-River	Run-of-River	Run-of-River	Run-of-River	Dam
1. Dam								
1.1. Care of river	LS	1	1	1	1	1	1	1
1.2. Dam								
(i) Excavation	m^3	645,800	555,900	403,200	395,800	301,200	351,700	292,500
(ii) Concrete	m^3	161,800	434,500	90,400	89,300	75,600	83,100	447,500
(iii) Banking		2,900,000	513,000					
(iv) Reinforcement bar	ton	0	0	400	400	300	300	0
2. Intake								
(i) Excavation	m^3	149,900	120,800	82,800	76,200	82,800	82,800	88,300
(ii) Concrete	m^3	52,200	42,300	29,400	27,100	29,400	29,400	31,300
(iii) Reinforcement bar	ton	2,100	1,700	1,200	1,100	1,200	1,200	1,300
3. Headrace Tunnel								
(i) Excavation	m^3	0	0	266,400	329,700	46,100	187,200	139,200
(ii) Concrete	m^3	0	0	82,000	106,600	14,200	57,600	42,800
(iii) Reinforcement bar	ton	0	0	3,300	4,300	600	2,300	1,700
4. Penstock								
(i) Excavation	m^3	0	0	15,200	19,700	10,900	10,600	14,600
(ii) Concrete	m^3	0	0	5,700	6,100	4,100	3,100	4,600
(iii) Reinforcement bar	ton	0	0	70	70	50	40	60
5. Powerhouse								
(i) Excavation	m^3	215,400	122,100	170,600	157,800	173,400	169,500	176,800
(ii) Concrete	m^3	127,200	68,300	37,300	32,700	37,900	29,700	38,700
(iii) Reinforcement bar	ton	6,400	3,400	1,500	1,300	1,500	1,200	1,500
6. Transformer Hall								
(i) Excavation	m^3	0	0	107,600	101,200	109,300	92,200	111,500
(ii) Concrete	m^3	0	0	37,300	32,700	37,900	29,700	38,700
(iii) Reinforcement bar	ton	0	0	1,500	1,300	1,500	1,200	1,500
7. Tailrace Tunnel								
(i) Excavation	m^3	0	0	4,866,000	4,259,200	3,362,000	6,193,200	796,300
(ii) Concrete	m^3	0	0	1,210,300	942,000	836,200	1,540,400	198,100
(iii) Reinforcement bar	ton	0	0	48,400	37,700	33,400	61,600	7,900
8. Outlet								
(i) Excavation	m^3	25,000	25,000	19,800	21,300	19,800	19,800	19,800
(ii) Concrete	m^3	15,100	15,100	10,800	12,000	10,800	10,800	10,800
(iii) Reinforcement bar	ton	100	100	80	90	80	80	80
9. Access Tunnel								
(i) Excavation	m^3	0	0	76,500	63,000	58,500	45,000	45,000
(ii) Concrete	m^3	0	0	17,000	14,000	13,000	10,000	10,000
(iii) Reinforcement bar	ton	0	0	5,100	4,200	3,900	3,000	3,000

Total Excavation Volume	m3	1,036,100	823,800	6,008,100	5,423,900	4,164,000	7,151,900	1,684,000
Total Concrete Volume	m3	356,300	560,300	1,520,100	1,262,400	1,059,100	1,793,800	822,400
Total Reinforcement bar	ton	8,500	5,200	61,500	50,300	42,600	70,900	17,100

なお、候補地点の絞込みに当たっては、施工の観点から掘削量とコンクリート量を評価項目に設定し、ボリュームが少ない順に A～E ランクとした。

Table 6.7.4-2 Rating on Excavation Volume

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Excavation Volume(10^3m3)	1,036	824	6,008	5,424	4,164	7,152	1,684
Rating	B	A	D	C	C	E	B

Table 6.7.4-3 Rating on Concrete Volume

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Concrete Volume (10^3m^3)	356	560	1,520	1,262	1,059	1,794	822
Rating	A	A	B	B	B	C	A

(2) 送電・電気設備

1) 送電設備

各プロジェクトにおける送電線の亘長を下記に示す。

Table 6.7.4-4 Transmission Line

	From	To	Voltage (kV)	Circuit No	Length (km)
Kalagala	Kalagala	Bujagali	220	2	28
Isimba	Isimba	Bujagali	220	2	47
Oriang	Oriang	Karuma	400	2	34
Ayago	Ayago	Karuma	400	2	46
Kiba	Kiba	Karuma	400	2	56
Murchison	Murchison	Karuma	400	2	122

Oriang 水力発電所以下に関わる送電線は国立公園内でも生息動物が最も少ない Victoria ナイル川の南側に新設する計画とした。但し Murchison 水力発電所は Victoria ナイル川の右岸側に建設予定なので、国立公園の北側を最短距離にて国道まで、国道沿いに Karuma 開閉所まで新設する計画とした。

また Isimba、Kalagala 水力発電所に関連する送電線は既設の道路沿いに Bujagali 発電所へ接続する計画とした。

以下に各プロジェクトの送電線ルートを示す。

Figure 6.7.4-1 Transmission Line Route Map of Oriang Project

Figure 6.7.4-2 Transmission Line Route Map of Ayago Project

Figure 6.7.4-3 Transmission Line Route Map of Kiba Project

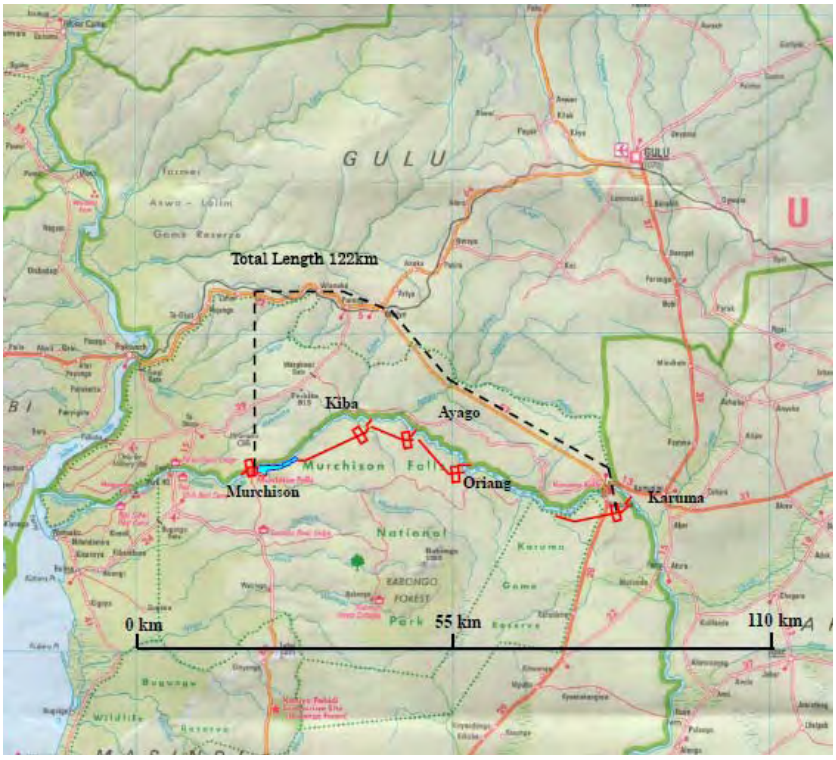


Figure 6.7.4-4 Transmission Line Route Map of Murchison Project

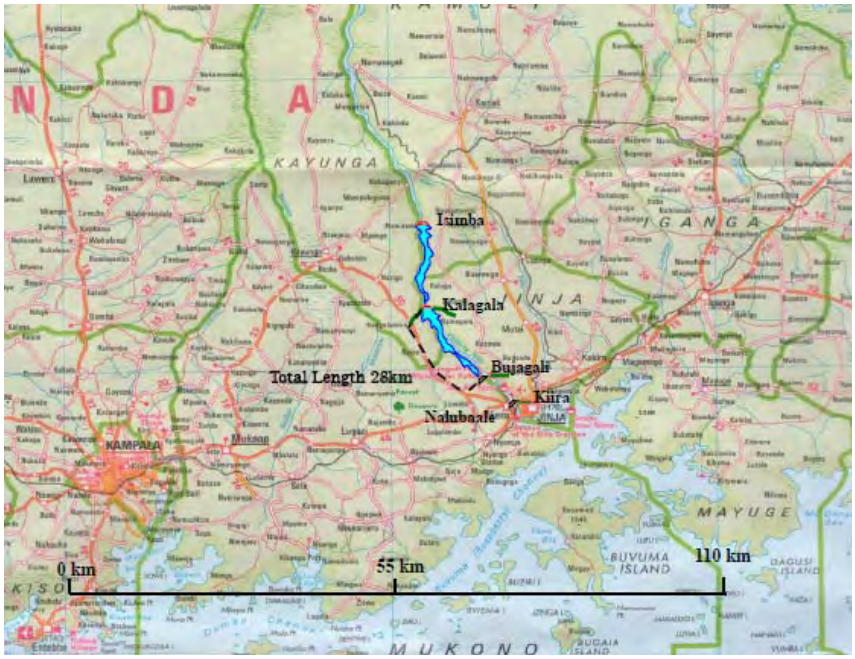


Figure 6.7.4-5　Transmission Line Route Map of Kalagala Project

Figure 6.7.4-6　Transmission Line Route Map of Isimba Project

なお、候補地点の絞込みに当たって、効率性の観点から送電線の中継地までの距離と送電ロスを評価項目に設定し、ロスが少ない順に A～E ランクとした。

Table 6.7.4-5 Rating on Distance to Load Center or Existing Grid

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Distance to load center or existing grid (km)	28	47	1	34	46	56	122
Rating	B	D	A	C	D	D	E

Table 6.7.4-6 Rating on Relative Transmission Loss Comparing Karuma

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Voltage (kV)	220	220	-	400	400	400	400
Length (km)	28	47	0	34	46	56	122
Transmission Loss (%)	100	168		36	50	60	131
Rating	C	C	A	B	B	B	C

(3) 電気設備

水力開発候補地点の電気設備の概略設計において、一般的に水車、発電機は大型で単機出力が大きいものの方が経済的にスケールメリットあるが、下記の項目を考慮の上、単機出力を決定した。

- 単機出力脱落時の電力系統への影響
- ケニア国モンバサからの輸送制限
- 保守運用の信頼性と柔軟性

また各プロジェクトの電気設備の主要諸元を下記に示す。

Table 6.7.4-7 Salient Feature of Electrical Equipment

Items	Unit	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
		Dam	Dam	Run of River	Run of River	Run of River	Run of River	Dam
Maximum Discahrge	m^3/s	1,375	1,375	840	840	840	840	840
Effective Head	m	27.5	12.5	79.0	52.8	83.0	40.4	88.0
Number of Units	No.	10	6	12	8	12	6	12
Type of Turbine		Kaplan	Kaplan	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis
Maximu Discharge per Unit	m^3/s	137.5	229.2	70.0	105.0	70.0	140.0	70.0
Turbine Efficiency	%	91.3	84.3	92.5	92.4	92.5	89.9	92.5
Generator Efficiency	%	97.5	97.0	97.6	97.6	97.5	97.6	97.7
Combined Efficiency	%	89.0	81.8	90.3	90.2	90.2	87.7	90.4
Capacity per Unit	kW	33,000	23,000	48,900	49,000	51,400	48,700	54,500
Installed Capacity	kW	330,000	138,000	586,800	392,000	616,800	292,000	654,000
Construction Cost for Electrical Equipment	M US$	151.8	114.0	241.7	178.7	245.2	146.5	249.1

6.8 プロジェクト費用の検討

6.8.1 一般

工事費は各地点の工事規模を考慮し、2010 年時点において US$にて算出した。算出に当たっては、過去の類似事例や「水力開発ガイドライン（新エネルギー財団）」の基準を参考に、下記の前提条件に基づき概算工事費を求めた。

(1) 補償費用は、移転住民が必要な Kalagala、Isimba、Karuma 地点は一律 10MUS$を、国立公園内で移転住民が必要ない Oriang、Ayago、Kiba、Murchison 地点については一律 5MUS$を計上した。

(2) 環境対策費は、国立公園外（Kalagala、Isimba、Karuma 地点）は土木コストの 3%、国立公園内（Oriang、Ayago、Kiba、Murchison 地点）は同 5%を計上した。

(3) 土木工事費の単価は、類似の水力発電所の契約単価を基に、物価スライドを補正して算定した。

(4) 水力機械設備および電気機械設備の工事費は、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、Bujagali 発電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、電気機械設備、送電設備の計）の 15%を計上した。

(7) 予備費は、直接費（準備工事、環境対策、土木工事、水力機械設備、電気機械設備、送電設備の計）の 10%を計上した。

(8) 建設中利子は、10%を計上した。

(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。

プロジェクトの工事費は、次に示した項目で構成される。

Table 6.8.1-1　Composition of Construction Cost

(1)　準備工事費	用地手配、移転補償、アクセス道路、既設道路の改修、宿舎設備、事務所、工事用電力設備等
(2)　環境対策費	環境緩和対策費、モニタリング費
(3)　土木工事費	ダム：　ダム本体、仮締め切り工 水路：　取水口、導水路トンネル、水圧管路、放水庭、放水路、放水口 発電所：　発電所基礎および建屋
(4)　水力機械設備	水圧鉄管、ダムゲート、取放水口ゲート等
(5)　電気機械設備	水車、発電機、変圧器、制御装置、開閉装置、天井クレーン
(6)　送電設備	用地手配、送電線下補償、基礎工事、鉄塔、碍子、電線
(7)　技術・管理費	詳細設計費用、施工管理費用他（直接費の 15%）
(8)　予備費	準備工事、土木工事、電気機器、水力機器、管理・技術経費並びに環境対策費の 10%
(9)　建設中の利子	10%
(10)　関税、付加価値税	計上していない

6.8.2　各候補地点のプロジェクト費用

6.8.1 の条件に基づき、各地点のプロジェクト費用を Table 6.8.2-1 のとおり算出した。詳細を Appendix H に示す。

Table 6.8.2-1 Project Cost

(x 1000USD)

Item	Kalagala Dam	Isimba Dam	Karuma Run of River	Oriang Run of River	Ayago Run of River	Kiba Run of River	Murchison Dam
1. Preparation and Land acquision	17,503	29,391	30,735	52,078	63,811	83,490	42,816
(1) Access road	3,000	15,000	1,000	30,000	45,000	55,000	30,000
(2) Compensation & Resettlment	10,000	10,000	10,000	5,000	5,000	5,000	5,000
(3) Camp & Facilities	4,503	4,391	19,735	17,078	13,811	23,490	7,816
2. Environmental mitigation cost	6,755	6,586	29,602	42,696	34,528	58,724	19,540
3. Civil work	225,155	219,547	986,739	853,915	690,562	1,174,489	390,790
(1) Dam	113,328	147,502	35,954	35,486	29,285	32,652	136,101
(2) Intake	17,310	14,023	9,712	8,954	9,712	9,712	10,339
(3) Headrace	0	0	40,964	51,942	7,086	28,786	21,405
(4) Penstock	0	0	2,235	2,696	1,596	1,416	2,008
(5) Powerhouse	79,845	43,618	34,919	31,530	35,498	31,624	36,197
(6) Transformer Hall	0	0	27,782	25,122	28,243	22,873	28,799
(7) Surge chamber	0	0	0	0	0	0	0
(8) Tailrace tunnel	0	0	769,895	641,760	531,928	979,867	125,983
(9) Outlet	3,950	3,950	2,873	3,173	2,873	2,873	2,873
(10) Access tunnel	0	0	16,741	13,787	12,802	9,848	9,848
(11) Miscellaneous	10,722	10,455	45,665	39,466	31,539	54,839	17,238
4. Hydraulic euipment	43,529	43,529	28,543	28,854	26,937	25,342	34,813
(1) Gate and screen	43,529	43,529	23,617	23,955	23,350	23,084	29,572
(2) Penstock	0	0	4,926	4,899	3,588	2,258	5,241
5. Electro-mechanical equipment	151,800	114,000	241,700	178,700	245,200	146,500	249,100
6. Transmission line	7,812	13,113	390	13,260	17,940	21,840	47,580
Direct cost	452,554	426,166	1,317,710	1,169,503	1,078,978	1,510,385	784,639
7. Administration and Engineering servi	67,883	63,925	197,656	175,426	161,847	226,558	117,696
8. Contingency	45,255	42,617	131,771	116,950	107,898	151,039	78,464
9. Interest during construction	90,511	85,233	329,427	292,376	269,745	377,596	156,928
Total cost	**656,203**	**617,940**	**1,976,565**	**1,754,255**	**1,618,468**	**2,265,578**	**1,137,727**

なお、候補地点の絞込みに当たって、経済性および資金調達の容易さの観点から建設コストを評価項目に設定し、安い順に A～D ランクとした。

Table 6.8.2-2 Construction cost

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Construction Cost (MUS$)	656	618	1,977	1,754	1,618	2,266	1,138
Rating	A	A	C	C	C	D	B

6.9 経済性の検討

一般水力の発電単価に占める費用のほとんどは資本費であること、計画地点が異なっても年経費率に大差はないことから、概略調査段階での経済性の判断は下式に示す「kW 当り建設費」並びに「kWh 当り発電原価」で行うこととする。

- kW 当たり建設費（US$/kW）＝建設費（US$）/ 設備出力（kW）
- 発電原価（US ¢/kWh）＝建設費 × 年経費率 / 年間発電電力量(kWh)

ここに、年経費率＝資本回収係数【$i\,(1+i)^t/\{(1+i)^t-1\}$】+運転維持管理費率【1%】

i: 利子率 10%　　t: 耐用年数 50 年

kW 当たり建設費（US$/kW）と発電原価（US ¢/kWh）の計算結果を Table 6.9-1 に示す。

Table 6.9-1 Construction and Generation Cost

Items	Unit	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
		Dam	Dam	Run of River	Run of River	Run of River	Run of River	Dam
Project Evaluation								
Construction Cost	USD/kW	1,989	4,478	3,367	4,475	2,627	7,759	1,737
Generation Cost								
For Firm Energy	Cent/kWh	6.5	14.7	8.7	11.6	6.8	20.0	9.0 *1
For Total Energy	Cent/kWh	4.0	9.1	5.3	7.0	4.1	12.2	5.5 *1
				*1 : Cost is based on only night time operation				

経済・投資面におけるスクリーニング基準については、下記のように設定した。

a: 水力開発候補地点の発電コストが、既存の主要火力発電所の平均発電料金（23.25 US ¢/kWh）より低いこと
b: 水力開発候補地点の発電コストが、現行のケニアへの輸出料金より低いこと
c: 資金調達の見通し、あるいは可能性があること

基準 a と b は、発電プロジェクトの経済性として設定されたものである。基準 a については、既存の火力発電より発電コストが高い場合には、当該の水力発電所を建設するよりは火力発電で対応した方が経済的であるとの観点から設定したものである。また、基準 b については、隣国への輸出の可能性として一番高いケニアに対する現行の輸出料金よりも当該の水力発電の発電コストが低くないと赤字輸出となるという観点から設定したものである。基準 c については、資金調達の見通しに関するものである。ウガンダ政府や外国の援助機関による資金拠出、あるいは民間からの投資の確約ないしはその可能性に関するものである。いずれかの機関から

の資金調達の可能性があれば、投資判断の決め手になるという観点から設定したものである。

上記の基準に基づき、経済性の観点から発電コストとドナーの有無を評価項目に設定し、安い順に A～E ランクとした。

Table 6.9-2 Rating on Generation Cost

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Generation Cost (cent/kWh)	4.0	9.1	5.3	7.0	4.1	12.2	(5.5)
Rating	A	D	B	C	A	E	B

*: Generation cost of Murchison is estimated on half of its capacity, because generation hour would be half day.

Table 6.9-3 Rating on on Financial Negotiation and Close

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Donner	To Be Determined (TBD)	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD
Rating	C	C	C	C	C	C	C

6.10 環境

6.10.1 環境の現況

(1) 希少な生物

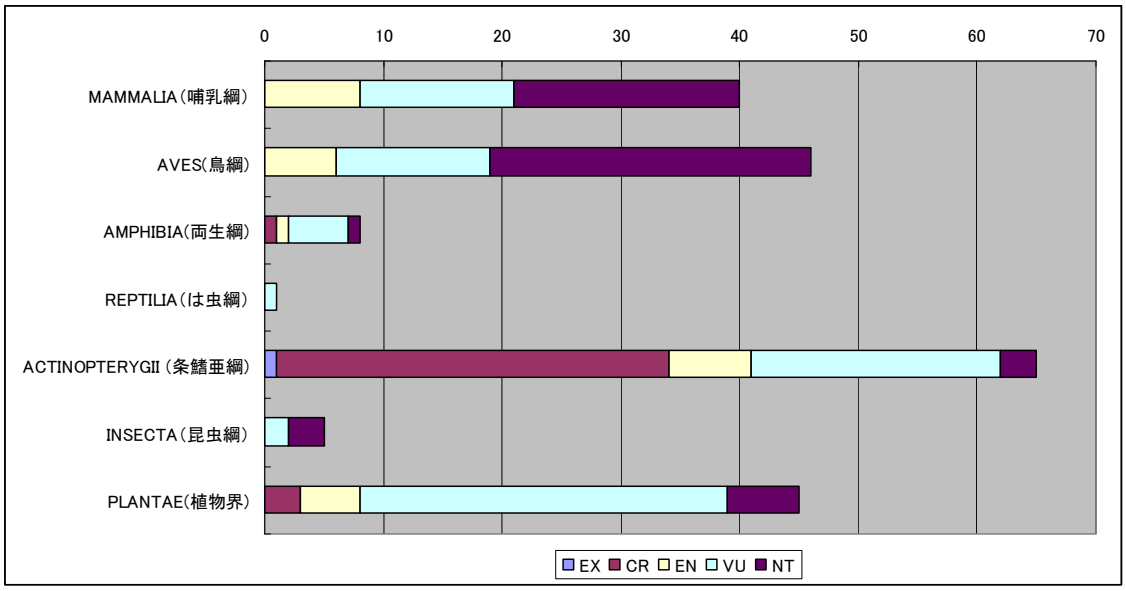
ウガンダは、世界でも最も種多様性の高い国のひとつであり、315 種の哺乳類、1,000 種以上の鳥類、1200 種の蝶類が確認されている。ウガンダで IUCN レッドリストの EX から LC に掲載されている種は、動物界植物界あわせて 1,838 種に上る。特に魚類で絶滅危惧 IA 類（CR）とされる種が多くなっており、これはナイルパーチの Victoria 湖への放流による在来種駆逐が原因であると考えられている。哺乳類ではマウンテンゴリラなど 8 種が絶滅危惧 IB 類（EN）に、カバやライオンなど 13 種が絶滅危惧 II 類（VU）に挙げられている。

Table 6.10.1-1 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（は虫綱）				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/))

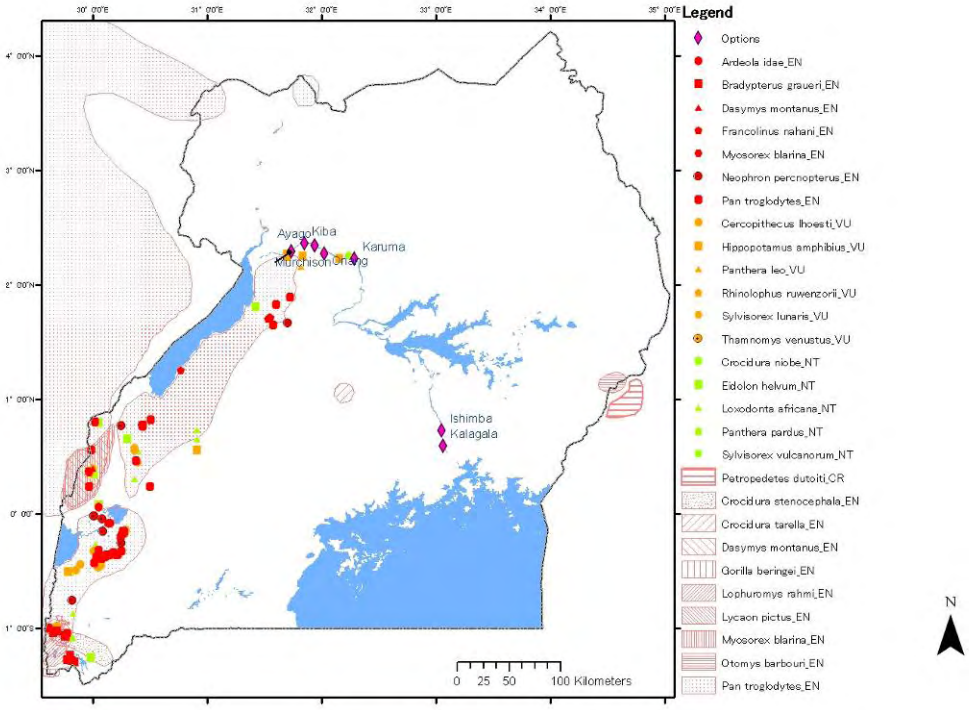
注）Extinct (EX) - 絶滅、Critically Endangered (CR) - 絶滅危惧 IA 類、Endangered (EN) - 絶滅危惧 IB 類、Vulnerable (VU) - 絶滅危惧 II 類、Near Threatened (NT) - 準絶滅危惧、Least Concern (LC) - 軽度懸念



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

Figure 6.10.1-1　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。

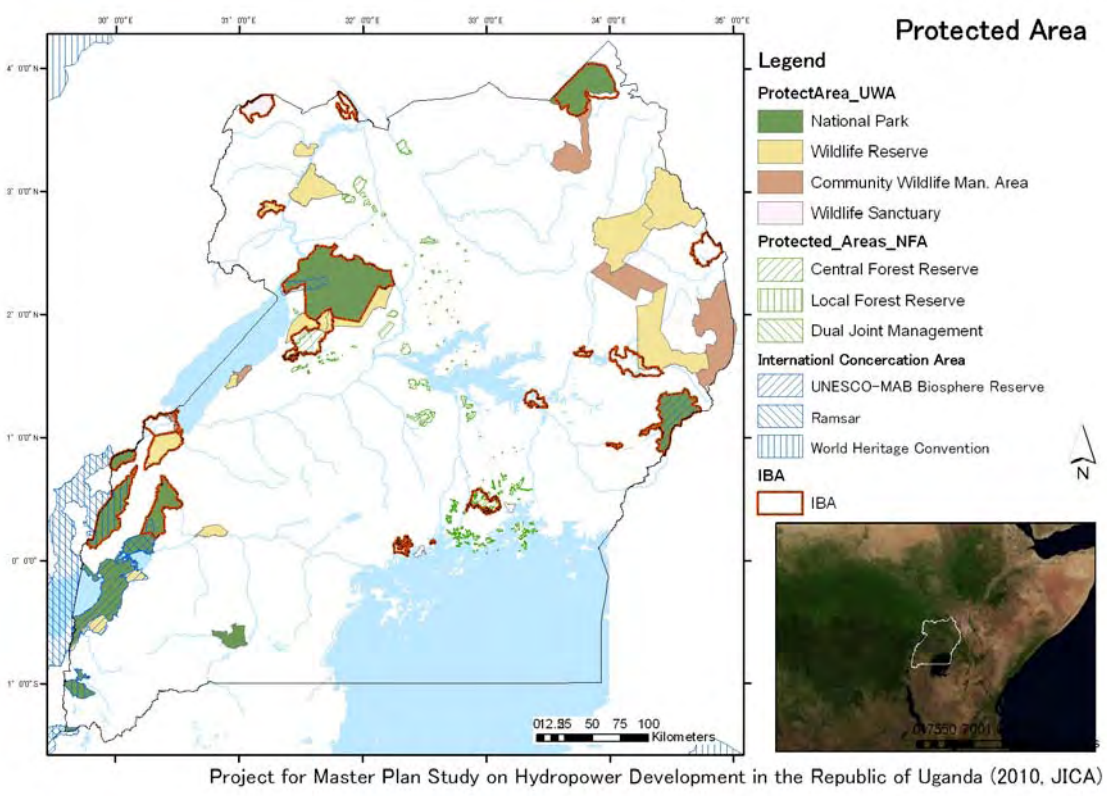


(Source: IUCN Web site (http://www.iucnredlist.org/))

Figure 6.10.1-2　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 6.10.1-3 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 6.10.1-3　Protected Area in UGANDA

Table 6.10.1-2 Protected Area Designated by Government of Uganda

Name of the protected area			Law	Management Organization	Definition / Purposes	Prohibited Action	Allowed Action
Wildlife Conservation Areas	Wildlife Protected Area	National Park	Uganda Wildlife Act 1996	Uganda Wildlife Authority (UWA)	(a) to preserve selected examples of the biotic communities of Uganda and their physical environments; (b) to protect areas of aesthetic beauty and of special interest; (c) to preserve populations of rare, endemic and endangered species of wild plants and animals; (d) to assist in water catchment conservation; (e) to generate economic benefits from wildlife conservation for the people of Uganda; (f) without prejudice to the purposes listed in paragraphs (a) to (d), of this subsection, and within any limitations imposed by them, to provide facilities for studying the phenomena in the wildlife conservation area for the advancement of science and understanding; and (g) without prejudice to the purposes listed in paragraphs (a) to (e), of this subsection, and within any limitations imposed by them, to provide facilities for public use and enjoyment of the resources in the wildlife conservation area.	(a) hunts, takes, kills, injures or disturbs any wild plant or animal or any domestic animal; (b) takes, destroys, damages or defaces any object of geomorphological, archaeological, historical, cultural or scientific interest, or any structure lawfully placed or constructed; (c) prepares land for cultivation, prospects for minerals or mines or attempts any of these operations; (d) drives, conveys or introduces any wild animal into a wildlife conservation area; (e) wilfully drives, conveys or introduces any domestic animal into a national park or negligently permits any domestic animal, of which he or she is for the time being in charge, to stray into a wildlife conservation area; (f) starts or maintains a fire without lawful authority, commits an offence.	(a) biodiversity conservation; (b) recreation; (c) scenic viewing; (d) scientific research; and (e) any other economic activity.
		Wildlife Reserve	Uganda Wildlife Act 1996	Uganda Wildlife Authority (UWA)			(a) conservation of biological diversity; (b) scenic viewing; (c) recreation; (d) scientific research; and (e) regulated extractive utilisation of natural resources.
	Wildlife Management Area	Wildlife Sanctuary	Uganda Wildlife Act 1996	Uganda Wildlife Authority (UWA)	(a) to so manage and control the uses of land by the persons and communities living in the area that it is possible for wildlife and those persons and communities to coexist and for wildlife to be protected; (b) to enable wildlife to have full protection in wildlife sanctuaries notwithstanding the continued use of the land in the area by people and communities ordinarily residing there; (c) to facilitate the sustainable exploitation of wildlife resources by and for the benefit of the people and communities living in the area; (d) to permit the sustainable exploitation of the natural resources of the area, by mining and other like methods in a manner which is compatible with the continued presence in the area of wildlife; (e) to carry out such of the purposes of a wildlife conservation area as are compatible with the continued residence of people and communities in the wildlife management area and the purposes under paragraphs (a) and (b) of this subsection.		Activities which are not going to be destructive to the protected species or its habitat
		Community Wildlife Area	Uganda Wildlife Act 1996	Uganda Wildlife Authority (UWA)			individuals who have property rights in land may carry out activities for the sustainable management and utilisation of wildlife if the activities do not adversely affect wildlife

Name of the protected area	Law	Management Organization	Definition / Purposes	Prohibited Action	Allowed Action
Central Forest Reserve	National Forestry Tree Planting and Tree Planting Act	National Forest Authority (NFA)	A Forest Reserve is an area of land designated for development of forests or tree growing activities.	Habitation (?)	Various areas are gazzetted as CFRs for different purposes including conservation of biodiversity and critical habitats, protection of water catchments, environment protection and production in terms of goods and services.
Local Forest Reserve	Forest Policy (2001)	Local Government			
Dual Joint Management Reserve		National Forest Authority (NFA)			

Table 6.10.1-3 Definition of International Concervation Area

Name of the protected area	Programme/ Convention	Related Organization	Definition
UNESCO-MAB Biosphere Reserve	Man and the Biosphere Programme	UNESCO/ UWA	* Sites of excellence where new and optimal practices to manage nature and human activities are tested and demonstrated; * Tools to help countries implement the results of the World Summit on Sustainable Development and, in particular, the Convention on Biological Diversity and its Ecosystem Approach; * Learning sites for the UN Decade on Education for Sustainable Development.
World Heritage Convention	-	UNESCO/ UWA	Natural Criteria (i) "contains superlative natural phenomena or areas of exceptional natural beauty and aesthetic importance" (ii) "is an outstanding example representing major stages of Earth's history, including the record of life, significant on-going geological processes in the development of landforms, or significant geomorphic or physiographic features" (iii) "is an outstanding example representing significant on-going ecological and biological processes in the evolution and development of terrestrial, fresh water, coastal and marine ecosystems, and communities of plants and animals" (iv) "contains the most important and significant natural habitats for in-situ conservation of biological diversity, including those containing threatened species of outstanding universal value from the point of view of science or conservation"
Ramsar	The Convention on Wetlands (Ramsar, Iran, 1971)	Wetlands Management Department (WMD)	A wetland should be considered internationally important if it contains a representative, rare, or unique example of a natural or near-natural wetland type found within the appropriate biogeographic region.
Important Bird Areas (IBA)	-	Bird Life International	IBAs are key sites for conservation – small enough to be conserved in their entirety and often already part of a protected-area network. They do one (or more) of three things: •Hold significant numbers of one or more globally threatened species •Are one of a set of sites that together hold a suite of restricted-range species or biome-restricted species •Have exceptionally large numbers of migratory or congregatory species

6.10.2 各候補地点の環境・社会影響

各候補地点の環境･社会影響は、減水区間の長さや保護区への影響など収集したデータを基に可能な限り定量的な予測を行ったうえで、以下の基準に基づいて評価を行った。

A: 無視できる程度の影響がある　B: 若干影響がある　C: 中程度の影響がある　D: 比較的大きな影響がある　E: 重大な影響がある。

(1) 環境面

1) 減水区間の長さ

減水区間の評価は、減水区間の距離によって評価を行った。減水区間の無いダム式の Kalagala、Isimba が A、減水区間が 15km を超える Kiba が E となった。

Table 6.10.2-1 Length of water recession

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Length of water recession (km)	0	0	14.5	13.4	8.8	16.7	4.4
Rating	A	A	D	D	C	E	B

2) 減水の割合

減水の割合は、発電に伴う減水割合の数値で評価した。ダム式で減水区間の無い Kalagala と Isimba が A、減水率 89%（保証流量 470m^3/s に対する維持流量 50 m^3/s の割合）のその他の地点が D となった。

Table 6.10.2-2 Rate of recession

	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Rate of recession (%)	0	0	89	89	89	89	89
Rating	A	A	D	D	D	D	D

3) 自然保護区への影響

自然保護区への影響は、影響を受ける保護区の数、事業エリアが保護区にかかる程度（全部か一部か）という観点で評価した。一つの保護区に事業の一部がかかる Karuma が B、3 つの保護区に事業の全てが入る Murchison が E となった。

Table 6.10.2-3 Impact on protected area

Evaluation items	Uganda							International				Rating
	National Park	Wildlife Reserve	Community Wildlife Management Area	Wildlife Sanctuary	Central Forest Reserve	Local Forest Reserve	Dual Joint Management Reserve	UNESCO-MAB Biosphere Reserve	World Herit age Convention	Ramsar	IBA	
Kalagala					X						X	C
Isimba					X						X	C
Karuma		X										B
Oriang	XX	X									XX	D
Ayago	XX	X									XX	D
Kiba	XX	X									XX	D
Murchison	XX									XX	XX	E

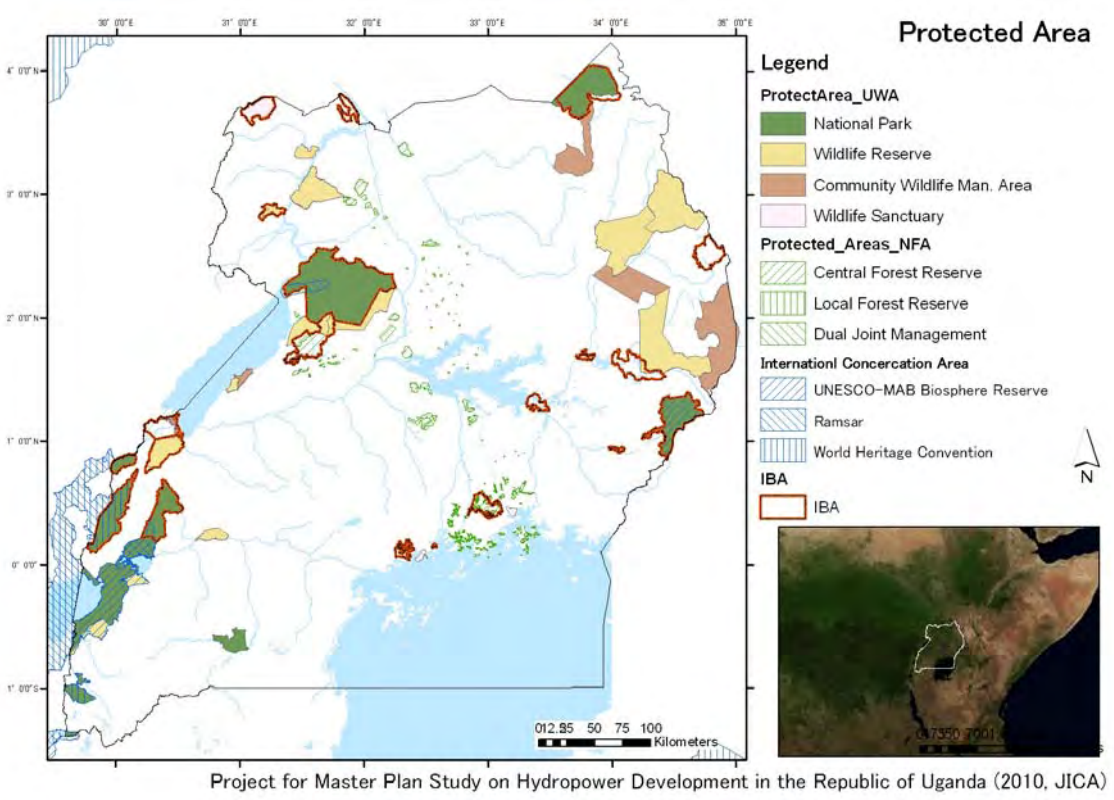


Figure 6.10.2-1 Protected Area

4) 湿地への影響

湿地への影響は、土地利用図の「湿地」に事業の影響範囲（事業計画地とその周辺 1km）がかかる面積で評価した。63.28km^2 の湿地に影響する Karuma が C、その他が A となった。

Table 6.10.2-4 Impact on Wetland

Type	Wetland (km2)	Rating
Kalagala	0	A
Isimba	0.16	A
Karuma	63.28	C
Oriang	0.06	A
Ayago	0.04	A
Kiba	0.02	A
Murchison	0.05	A

5) 絶滅危惧種への影響

絶滅危惧種への影響は、IUCN レッドリスト記載種の分布箇所と事業計画地点を重ね合わせることによって評価した。2010 年 1 月現在、ウガンダ国で IUCN のレッドリストとして登録されている種は 1,823 種であるが、UWA (Uganda Wildlife Authority)から過去の分布情報を入手できた種はその 3%程度の 51 種である（Table 6.10.2-5 参照)。

Table 6.10.2-5 Number of the IUCN Red List Species in Uganda

IUCN Category	Number of species on the list in Uganda	Number of the species which has information of distribution
CR – Critically Endangered	32	1
EN – Endangered	40	13
VU – Vulnerable	90	8
LR/cd – Lower Risk: Conservation Dependent	1	0
NT or LR/nt – Near Threatened	67	6
D/D – Data Deficient	45	0
LC or LR/lc – Least Concern	1548	23

入手できたデータを基に、生息域の中に事業が位置するものを XX、生息地の近くに事業が位置するものを X として評価したところ、影響を受ける種が全く無い Isimba と Kalagala が A、多くの希少生物が影響を受ける Murchison などその他の地点がすべてが E となった。

Table 6.10.2-6 Habitat of Red List Species and Projects

Common names (Eng)	Red List status	Information Source				Projects						
		Polygon by IUCN	Ranger Survey (1988-2009)	Aerial survey (2005)	Point by UWA (1897-2007)	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Du Toit's Torrent Frog	CR	*										
Madagascar Pond-heron	EN				*							
Grauer's Swamp-warbler	EN				*							
Nahan's Francolin	EN				*							
Egyptian Vulture	EN				*							
Kahuzi Swamp Shrew	EN	*										
Ugandan Shrew	EN	*										
Montane Shaggy Rat	EN	*			*							
Mountain Gorilla	EN	*			*							
Rahm's Brush-furred Rat	EN	*										
African Wild Dog	EN	*										
Montane Mouse Shrew	EN	*			*							
Barbour's Vlei Rat	EN	*										
Chimpanzee	EN	*			*						X	X
Shoebill	VU		*									
Crested Crane	VU			*								
Mountain Monkey	VU				*							
Hippopotamus	VU		*	*	*			X	XX	XX	XX	XX
Lion, African Lion	VU		*		*			XX			XX	XX
Ruwenzori Horseshoe Bat	VU				*							
Crescent Shrew	VU				*							
Charming Thicket Rat	VU				*							
Stony Shrew	NT				*							
Straw-coloured Fruit Bat	NT				*							
Hyaena	NT		*					X	X	X	X	X
African Elephant	NT		*	*	*			X	XX	XX	XX	XX
Leopard	NT		*		*			XX		XX	XX	XX
Volcano Shrew	NT				*							
Ground Hornbill	LC		*					XX	X	XX	X	XX
Saddle-billed Stork	LC		*		*					X		X
Fish Eagle	LC		*	*	*							XX
Great Cormorant	LC		*		*			X				
Hartebeest	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Porcupine	LC		*									
Blue Duiker	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Red-tailed Monkey	LC		*		*				X	X	X	X
Vervet Monkey	LC		*		*			XX	XX			X
Colobus (BW)	LC		*		*			XX	XX	XX	XX	XX
Giraffe	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Waterbuck	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Ugandan kob	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Oribi	LC		*	*				XX	XX	XX	XX	XX

Common names (Eng)	Red List status	Information Source				Projects						
		Polygon by IUCN	Ranger Survey (1988-2009)	Aerial survey (2005)	Point by UWA (1897-2007)	Kalagala	Isimba	Karuma	Oriang	Ayago	Kiba	Murchison
Baboon	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Warthog	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Bushpig	LC		*	*				XX	X	XX	X	X
Bohor Reedbuck	LC		*	*	*			XX				XX
Buffalo	LC		*	*	*			XX	XX	XX	XX	XX
Bushbuck	LC		*	*	*			XX	X	XX	XX	XX
Sitatunga	LC		*						XX	X	X	X
Crocodile	LC		*					XX			XX	XX
Monitor Lizard	LC		*					XX				
Number of species	CR					0	0	0	0	0	0	0
	EN					0	0	0	0	0	1	1
	VU					0	0	2	1	1	2	2
	NT					0	0	3	2	3	3	3
	LC					0	0	18	16	16	16	20
	Total					0	0	23	19	20	22	26
Rating						A	A	DE	DE	DE	DE	E

X: Project is near the habitat XX: Project is in the habitat

6) 地下水の減少

地下水の減少は、導水路掘削が原因となるため、導水路の長さによって評価した。導水路が無いか非常に短い Kalagala、Isimba が A、導水路のもっとも長い Kiba が E となった。

Table 6.10.2-7 Impact on Underground Water

Projects	Length of tail race tunnel (km)	Rating
Kalagala	0	A
Isimba	0	A
Karuma	11	D
Oriang	11	D
Ayago	7	C
Kiba	14	E
Murchison	2	B

7) 湛水池からの二酸化炭素の発生量

湛水池からの二酸化炭素発生量は 4,000 mg (m^2/day)[1]という排出原単位を用いて算出した。その結果、湛水面積の広いIsimbaがE、流れ込み式のKaruma、Oriang、Ayago、KibaがAとなった。

[1] Tremblay, Alain (2006), "The Issue of Greenhouse Gases from Hydroelectric Reservoirs from Boreal Regions," Presentation, UNESCO Workshop on GHG emissions from freshwater reservoirs," December 2006, Paris, France

Table 6.10.2-8 CO_2 Emission Form the Reservours

Projects	Riverbed Area (km^2)	CO_2(t/day)	Rating
Kalagala	9.4	37.6	D
Isimba	11.8	47.2	E
Karuma	0.03	0.12	A
Oriang	0.03	0.12	A
Ayago	0.03	0.12	A
Kiba	0.03	0.12	A
Murchison	3.3	13.2	C

(2) 社会面

1) 用地取得

用地取得は、土捨て場用地、仮設工事エリア、湛水エリア、送電鉄塔エリア、送電線の ROW に必要な面積を基に評価した。送電線の建設が決まっており、新たな民有地取得の必要ない Karuma が A、湛水面積の広い Kalagala、Isimba が E となった。なお、国立公園の利用にあたり、土地購入手続きは必要ないが、Uganda Wildlife Act (1996)に基づいた EIA の手続きが必要であり、工事･供用期間だけでなく、調査期間中も事業者が UWA に土地利用料支払いの必要が生じる可能がある (Box.6.10.2-1 参照)。

Table 6.10.2-9 Needed Land for the Projects

Items	Land acquisition					ROW for Transmission Line	Rank
	Spoil Bank	Temporary Facility Area	Inundation area	Transmission Tower	Total		
	m^2	m^2	m^2	m^2	m^2	m^2	
Kalagala	65,000	60,000	3,400,000	9,300	3,534,300	1,120,000	E
Isimba	54,000	60,000	6,600,000	15,600	6,729,600	1,880,000	E
Karuma	697,000	60,000	30,000	0	787,000	0	BA
Oriang	605,000	60,000	30,000	11,300	706,300	2,040,000	BC
Ayago	484,000	60,000	30,000	15,300	589,300	2,760,000	BC
Kiba	849,000	60,000	30,000	18,600	957,600	3,360,000	BC
Murchison	197,000	60,000	2,400,000	40,600	2,697,600	7,320,000	D

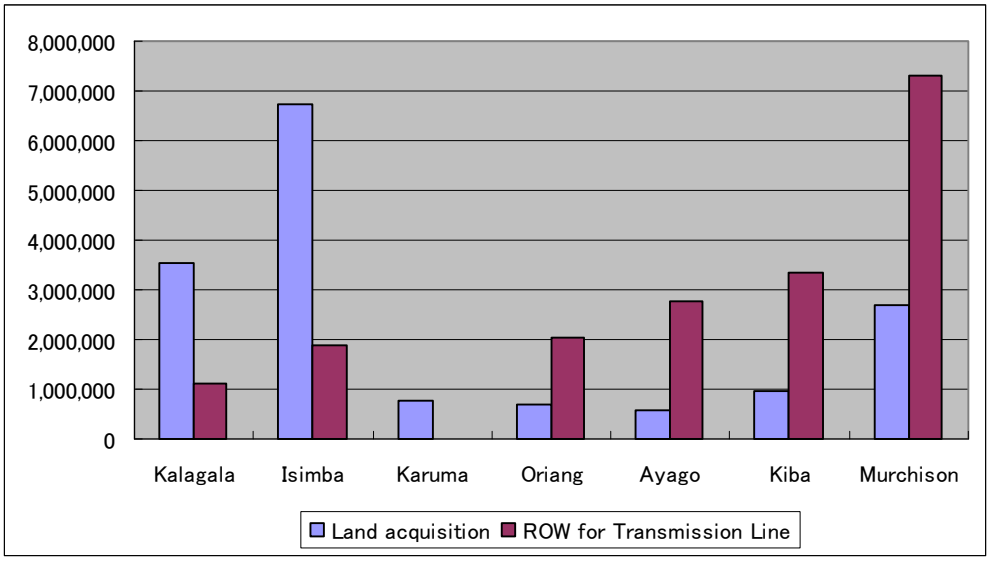


Figure 6.10.2-2　Area of Land Acquisition and ROW for New Transmission Line

Box.6.10.2-1　Procedure of unlawful act in a wildlife conservation area

24. Authority to carry out an otherwise unlawful act in a wildlife conservation area.

(1) If the executive director is satisfied that an otherwise unlawful act specified by this Act should be carried out in any wildlife conservation area in the interests of better wildlife management, he or she shall require an environmental impact assessment to be carried out on the subject and shall submit the results of the environmental impact assessment to and request the opinion of the board.

(2) If the board, having considered any matter submitted by the executive director under subsection (1), is of the opinion that an otherwise unlawful act should be carried out in the interest of better wildlife management, it shall issue written instructions to any officer or person authorising him or her to undertake the otherwise unlawful act.

(3) The board may, at any time delegate, in writing, to the executive director, power to permit certain acts covered by this section which are determined by the board to be of a minor character.

(出典：Uganda Wildlife Act, 1996 より)

2)　湛水面積

湛水面積は、湛水面積から開放水域の面積を引いた水没する陸地面積によって評価した。流れ込み式である Karuma、Oriang、Ayago、Kiba が A、ダム式の Isimba が E となった。

Table 6.10.2-10 Inundated Area

Project	Riverbed Area (km^2)	Acquisition Area (km^2)	Reservoir Area (km^2)	Rating
Kalagala	6.00	3.40	9.40	D
Isimba	5.20	6.60	11.80	E
Karuma	0.00	0.03	0.03	A
Oriang	0.00	0.03	0.03	A
Ayago	0.00	0.03	0.03	A
Kiba	0.00	0.03	0.03	A
Murchison	0.90	2.40	3.30	C

3) 影響を受ける人々

影響を受ける人の数は、移転戸数と事業計画地から 1km 圏内に住む推定人口によって評価した。1km は、騒音、振動、粉塵等の住民の生活への影響範囲として設定した。国立公園内に位置する Oriang、Ayago、Kiba、Murchison が A、Kalagala、Karuma が D となった。

Table 6.10.2-11 Number of Affected People

Projects	Resettlement	Population Within 1km[2]	Remarks	Rating
Kalagala	165 household[3]	36,145		D
Isimba	26 household	49,744		E
Karuma	200[4] (people)	33,015	Resettlement has been finished.	D
Oriang	0	4,854		A
Ayago	0	5,049		A
Kiba	0	5,434		A
Murchison	0	1,890		A

4) 少数民族への影響

少数民族は、どの規模以下を少数民族と定義するのか不明であったため、影響を受ける部族の数と影響の種類によって評価した。国立公園内の 4 地点が B、最も多くの部族に影響を与える Karuma の評価が D となった。

Table 6.10.2-12 Impact on Ethnic Group

Projects	Ethnic Group	Affected by the project	Rating
Kalagala	Basoga, Banyole, Jopadhola, Basamia, Bagwere, Iteso, Baganda, Bagisu	Resettlement, Loss of farm land, Noise, Vibration, Dust	C
Isimba	Basoga, Jopadhola, Baganda, Bagisu, Ik-teuso, Iteso, Bakenyi, Banyole, Lugbara, Basamia, Bagwere	Resettlement, Loss of farm land, Noise, Vibration, Dust	C
Karuma	Acholi, Iteso, Kumam, Banyakole, Bagungu, Alur, Chope, Baruli, Langi, Kuku, Lugbara, Jonam, Babwisi, Bagisu, Basamia, Banyarwanda, Karimojongo, Madi, Banyoro, Ik-teuso, Babukusu, Baganda, Kebu-okebu	Resettlement, Loss of farm land, Noise, Vibration, Dust	D
Oriang	Acholi, Iteso, Alur, Chope, Langi, Lugbara, Jonam, Babwisi	Hunting might be affected	B
Ayago	Acholi, Lugbara, Jonam, Chope, Langi, Iteso, Alur, Bafumbira, Babwisi	Hunting might be affected	B
Kiba	Acholi, Jonam, Chope, Langi, Iteso, Alur, Bafumbira, Banyakole, Lugbara, Bakiga, Bakhonzo, Kakwa, Babwisi	Hunting might be affected	B
Murchison	Acholi, Madi, Banyoro, Jonam, Langi, Alur, Bafumbira, Banyakole, Iteso, Lugbara, Bakiga, Bakhonzo, Kakwa, Baamba, Babwisi, Chope, Lendu, Baganda	Hunting might be affected	B

[2] センサス 2002 の Parish 人口データより推定
[3] 5 万分の 1 地形図より読み取り
[4] Norpal Power Ltd. (March 1999) "Volime C2: Environmental Impact Assessment, Project Definition Report, Karuma Falls Hydropower Project, Uganda "

5) 漁業への影響

漁業への影響は、事業計画地付近での漁業の現況を基に評価した。小規模な漁業が営まれている Karuma の評価が B、それ以外が A となった。

Table 6.10.2-13 Impact on Fish Breading and/or Fishing

Projects	Fish breading	Fishing	Rating
Kalagala		-	A
Isimba		-	A
Karuma	-	Small Scale Fishing	B
Oriang	-	-	A
Ayago	-	-	A
Kiba	-	-	A
Murchison	-	-	A

6) 農業への影響

農業への影響は、事業計画地およびその周辺 1km 圏内にある農地の面積によって評価した。周辺に農地の無い Oriang、Ayago、Kiba、Murchison が A、Karuma が E となった。

Table 6.10.2-14 Direct and Indirect Impact on Agriculture

Type	Subsistence Farmland(km^2)	Subsistence Farmland (Permanently wet) (km^2)	Subsistence Farmland (Seasonally wet) (km^2)	Commercial Farmland(km^2)	Rating
Kalagala	54.95	0.00	20.59	2.13	C
Isimba	78.27	0.10	25.96	2.55	D
Karuma	140.27	0.00	14.06	0.00	E
Oriang	21.17	0.00	0.14	0.00	A
Ayago	21.84	0.00	0.20	0.00	A
Kiba	22.49	0.00	0.29	0.00	A
Murchison	26.78	0.00	0.00	0.00	A

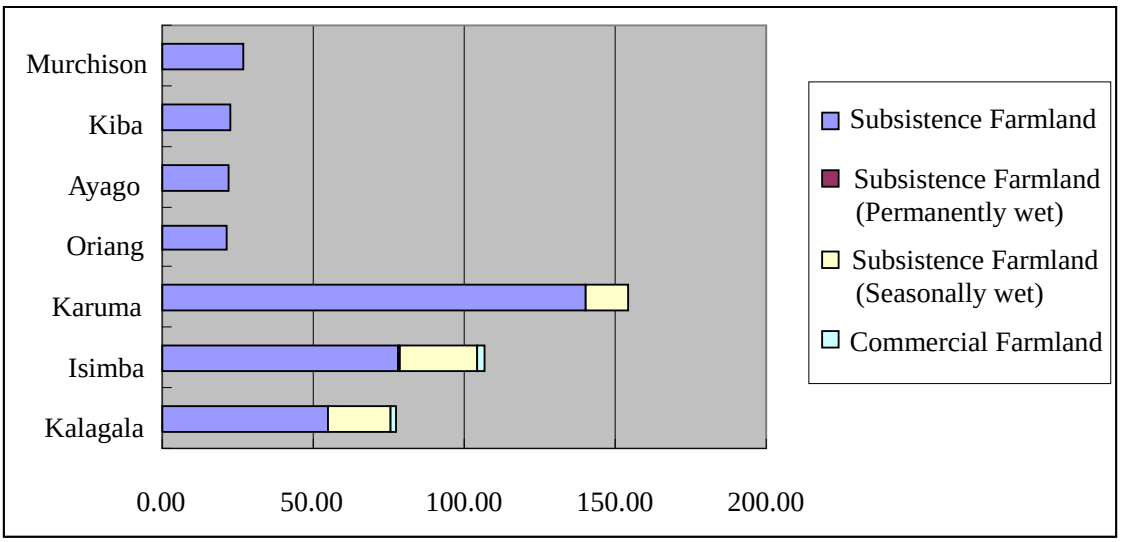


Figure 6.10.2-3 Impact on Agricultural Land

7) 史跡・文化財への影響

史跡・文化財への影響は、事業計画地内とその周辺の史跡・文化財の有無と、それらへの影響によって評価した。影響の無い、Isimba、Oriang、Ayago、Kiba が A、Kalagala 寺院とイタンダ滝のある Kalagala が E となった。

Table 6.10.2-15 Impact on Cultural Property

Project	Cultural Property	Impact	Rating
Kalagala	Kalagala shrine Itanda Falls	XXX XXX	E
Isimba	Mbuiamuti Landing Site	-	A
Karuma	Karuma Falls	XXX	D
Oriang	-	-	A
Ayago	-	-	A
Kiba	-	-	A
Murchison	Murchison Falls	-	C

8) 観光ポテンシャルへの影響

観光ポテンシャルへの影響は、観光資源となるものの分布と影響の程度から評価した。影響を受ける重要な観光資源の無い Isimba が A、観光資自体に大きな影響を与える Kalagala と Murchison が E となった。

Table 6.10.2-16 Impact on Tourism

Project	Nature observation	Sight seeing	Sports and relaxing	Rating
Kalagala	-	Itanda falls XXX	XX (Rafting)	E
Isimba	-	-	-	A
Karuma	X	Karuma Falls XXX	-	C
Oriang	National Park XX	-	-	D
Ayago	National Park XX	-	-	D
Kiba	National Park XX	-	-	D
Murchison	National Park XXX	Murchison Falls XX	X (Fishing)	E

9) 既存の観光産業への影響

既存の観光産業への影響は、既存観光業の種類、ロッジなどの観光施設に対する影響の程度から評価した。既存観光産業の無い Isimba が A、ラフティングや Murchison 滝への観光の盛んな Kalagala、Murchison が E となった。

Table 6.10.2-17 Impact on Tourism

Project	Interest on tourism	Tourism Facility	Number of the tourists	Rating
Kalagala	Itanda falls, Rafting	Rafting business, Lodge	XXX	E
Isimba	-	-	-	A
Karuma	Karuma Falls		X	B
Oriang	National Park	Safari Tour, Chobe Lodge	X	B
Ayago	National Park	Safari Tour, Chobe Lodge Safari Tour, Chobe Lodge	X	B
Kiba	National Park	Safari Tour, Chobe Lodge	X	B
Murchison	National Park	Safari Tour, Parra Lodge	XXX	E

10) 既存インフラへの影響

既存インフラへの影響は、事業計画地とその周辺 1km 圏内に分布する道路の数によって評価した。道路の存在しない Oriang、Ayago、Kiba の評価が A、7 つの道路が影響範囲に入る Karuma が D となった。

Table 6.10.2-18 Impact on Existing Road

Projects	Number of affected Road	Rating
Kalagala	3	C
Isimba	4	C
Karuma	7	D
Oriang		A
Ayago		A
Kiba		A
Murchison	1	B

11) 景観への影響

景観への影響は、眺望景観の有無とそれに対する影響を基に評価した。特筆すべき眺望景観の無い Isimba が A、Kalagala 滝、Murchison 滝など有名な眺望景観のある Kalagala、Murchison が E となった。

Table 6.10.2-19 Impact on Landscape

Evaluation items	Attractive landscape	Impact	Rating
Kalagala	Kalagala fall	XXX	E
Isimba			A
Karuma	Karuma Falls	XXX	D
Oriang	Natural landscape	XX	C
Ayago	Natural landscape	XX	C
Kiba	Natural landscape	XX	C
Murchison	Murchison fall, Natural landscape	XXX	E

12) 人の健康への影響

人の健康への影響は、事業計画地とその周辺 1km 圏内の人口、飲料水源、トイレの種類から公衆衛生環境を推定して評価した。衛生環境が比較的良く、影響人口の少ない Oriang、Ayago、Kiba、Murchison を A、雨水飲用率が高い Karuma が D となった。

Table 6.10.2-20 Impact on Health Hazard

Evaluation items	People in affected area	Dependance rate of rain water for drinking	Rate of uncoverd pit latrine and no toilet	Rating
Kalagala	36,145	1.5%	23.4%	C
Isimba	49,744	1.4%	22.6%	C
Karuma	33,015	3.2%	44.1%	D
Oriang	4,854	0.9%	28.8%	A
Ayago	5,049	0.8%	28.7%	A
Kiba	5,434	0.8%	27.0%	A
Murchison	1,890	1.0%	30.2%	A

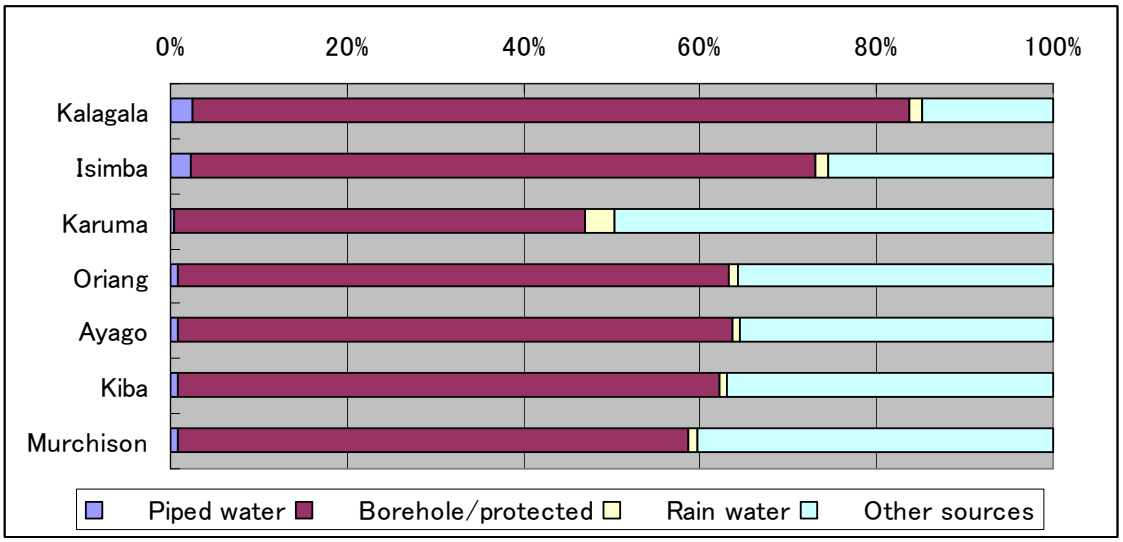


Figure 6.10.2-4 Source of Drinkingwater

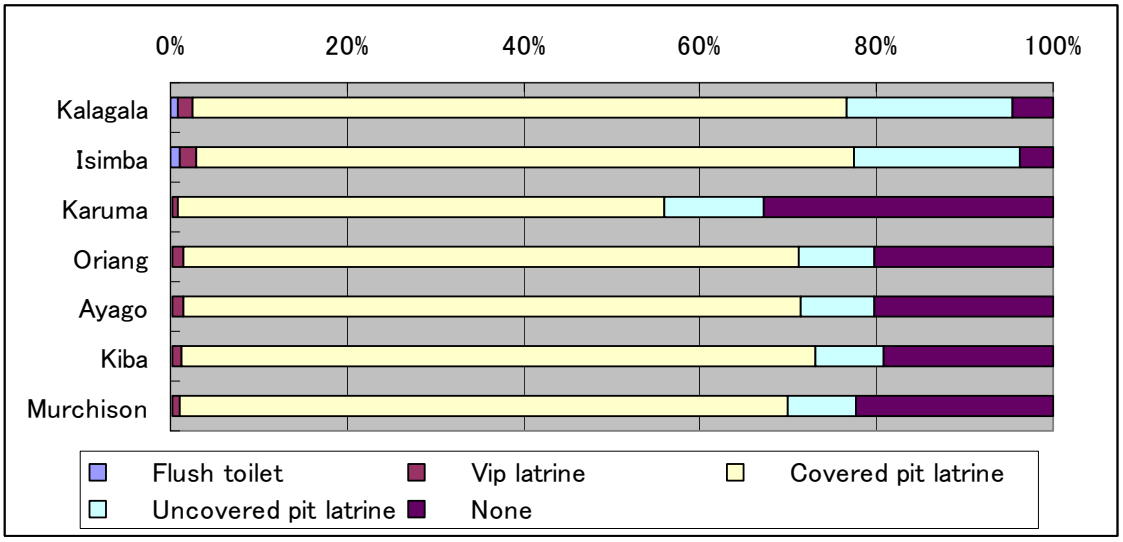


Figure 6.10.2-5 Type of Toilet

6.11 水力開発候補地点の総合評価

6.11.1 水力開発候補地点のスクリーニング基準

開発候補地点の比較評価は、多基準分析の手法を用いて行った。比較に用いたクライテリアは、開発コスト、地質条件などの経済・技術項目、減水区間の長さや保護区への影響などの環境項目、移転や観光への影響などの社会項目、計 33 項目である。これら 33 項目に、前述のとおり A から E の評価を与えた上で、A に 5 点 E に 1 点を割り当て、重みを掛け合わせた上で電源ごとの合計点を算出した。重み付けのパターンは、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 4 パターンを用いた。各パターンの合計点に応じて、A から C の相対評価ランクをつけたが、この場合のランク A は他の地点と比較して条件が良い、ランク B は条件的に中程度、C は他の地点と比較して条件が悪いという意味であり、絶対的な総合評価ランクを示しているわけではない。評価項目一覧と重み付けの値を Table 6.11.1-1 に示す。

Table 6.11.1-1 Evaluation Items and Weighting

Evaluation items			Even Case			Environmental weighting case			Social weighting case			Economic Werighting Case		
Economic and technical	Cost	Construction Cost (MUS$)	34	9	**2**	30	8	**2**	30	8	**2**	40	11	**3**
		Generation Cost (cent/kWh)			**7**			**6**			**6**			**8**
	Effectiveness	Maximum Power (MW)		19	**5**		17	**4**		17	**4**		22	**5**
		Construction time (year)			**2**			**2**			**2**			**2**
		Head (m)			**2**			**2**			**2**			**2**
		Distance to load center or existing grid (km)			**2**			**2**			**2**			**3**
		Length of Waterway			**1**			**1**			**1**			**1**
		Geological Condition			**2**			**1**			**1**			**3**
		Excavation Volume			**1**			**1**			**1**			**1**
		Construction material (availability)			**1**			**1**			**1**			**1**
		Accessibility			**2**			**2**			**2**			**3**
		Loss of transmission			**1**			**1**			**1**			**1**
	Development progress	Lead Time		6	**5**		5	**4**		5	**4**		7	**6**
		Financial Negotiation and close			**1**			**1**			**1**			**1**
Environment	Length of water recession (km)		33		**4**	40		**6**	30		**5**	30		**5**
	Rate of recession (%)				**3**			**4**			**2**			**2**
	Impact on Protected area				**7**			**8**			**7**			**7**
	Impact on wetland				**3**			**4**			**2**			**2**
	Impact on protected species				**7**			**8**			**7**			**7**
	Degradation of underground water				**4**			**4**			**2**			**2**
	CO_2 emission from the reservoir				**5**			**6**			**5**			**5**
Social	Land acquisition		33		**4**	30		**2**	40		**4**	30		**2**
	Flooding area				**2**			**2**			**4**			**2**
	Number of affected people				**4**			**3**			**4**			**3**
	Impact on ethnic minority and indigenous people				**1**			**2**			**2**			**2**
	Impact on fish breading and/or fishing				**1**			**2**			**2**			**2**
	Impact on Agriculture				**1**			**2**			**2**			**2**
	Impact on cultural property				**2**			**2**			**2**			**2**
	Impact on tourism potential				**6**			**5**			**7**			**5**
	Impact on current tourisum				**7**			**6**			**5**			**6**
	Impact on existing infrastructure				**1**			**1**			**2**			**1**
	Impact on landscape				**3**			**2**			**4**			**2**
	Human health hazard				**1**			**1**			**2**			**1**

6.11.2 水力開発候補地点の総合評価

各水力開発候補地点の概要を以下に示す。

1) Kalagala

Kalagala 地点は、建設コストが 638MUS$と低く、発電コストも 3.3 cent/kWh と低いた

め、経済・技術面では比較的条件がよい。また保護区や希少生物への影響も少なく環境面の条件もよい。一方、水没農地は 55km^2 と比較的大きく、Kalagala 神社やイタンダ滝など文化的資源へ、ラフティングビジネスやロッジへの影響も懸念され、社会面での条件はあまり良くない。

2) Isimba

Isimba 地点は、建設コストが 601MUS$と低く、掘削量も 824m^3 と少ないため、経済・技術面では比較的条件がよい。減水区間も無く、希少種への影響も少ないため環境面の条件は比較的良い。一方、1km 圏内の農地は 78km^2 と比較的大きく、1km 圏内に居住する人口も 5 万人近くに及ぶと推定され、社会面での条件はあまり良くない。

3) Karuma

Karuma 地点は発電単価が 4.2cent/kWh で、既存グリッドにも近く、道路に対するアクセスも良いため、経済・技術面では比較的条件が良い。14.5km の減水区間が生じ、23 種の IUCN Red List 対象種に影響があるものの、事業計画地の一部は国立公園外であり、他の事業と比べて環境面での条件は比較的良い。一方、1km 圏内の農地は 140km^2 と比較的大きく、1km 圏内に居住する人口も 3 万人近くに及ぶと推定され、社会面での条件はあまり良くない。

4) Oriang

Oriang 地点は、導水路の長さが 12km と長く、発電コストも 5.8 cent/kWh と、経済・技術面であまり条件が良くない。13km の減水区間が生じ、19 種の IUCN Red List 対象種に影響がある上、事業計画地すべてが国立公園内に立地するため、環境面での条件も悪い。一方、1km 圏内の農地は 21km^2 と比較的少なく、文化的資源への影響もほとんど無いため、社会面での条件は良い。

5) Ayago

Ayago 地点は、落差が 83m、送電ロスも 56%と比較的少なく、経済・技術面での条件は良い。一方、8,8km の減水区間が生じ、20 種の IUCN Red List 対象種に影響がある上、事業計画地すべてが国立公園内に位置するため、環境面での条件は悪い。既存インフラや農業・漁業への影響はほとんど無く、社会面の条件は良い。

6) Kiba

Kiba 地点は、発電単価が 9.5 cent/kWh と高く、導水路の長さも 14km と長くいため、経済・技術面での条件は良くない。一方、16.7km の減水区間が生じ、22 種の IUCN Red List 対象種に影響がある上、事業計画地全体が国立公園内に位置するため、環境面での条件は悪い。既存インフラや農業・漁業への影響はほとんど無く、社会面の条件は良い。

7) Murchison

Murchison は、最大出力が 655MW と大きく、建設資材調達条件も良く、経済・技術面での条件は良い。一方、26 種の IUCN RedList 対象種に影響がある上、国立公園だけでな

く、ラムサールエリアにも影響を及ぼし、環境面での条件は最も悪い。また、Murchison 滝、サファリツアー、ボートライディング、パララロッジ、スポーツフィッシングなど既存の観光業への影響も懸念されることから社会面の条件も悪い。

以上より、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 6.11.2-1 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。具体的にどの項目に問題が残されているかは、6.10 を参照のこと。

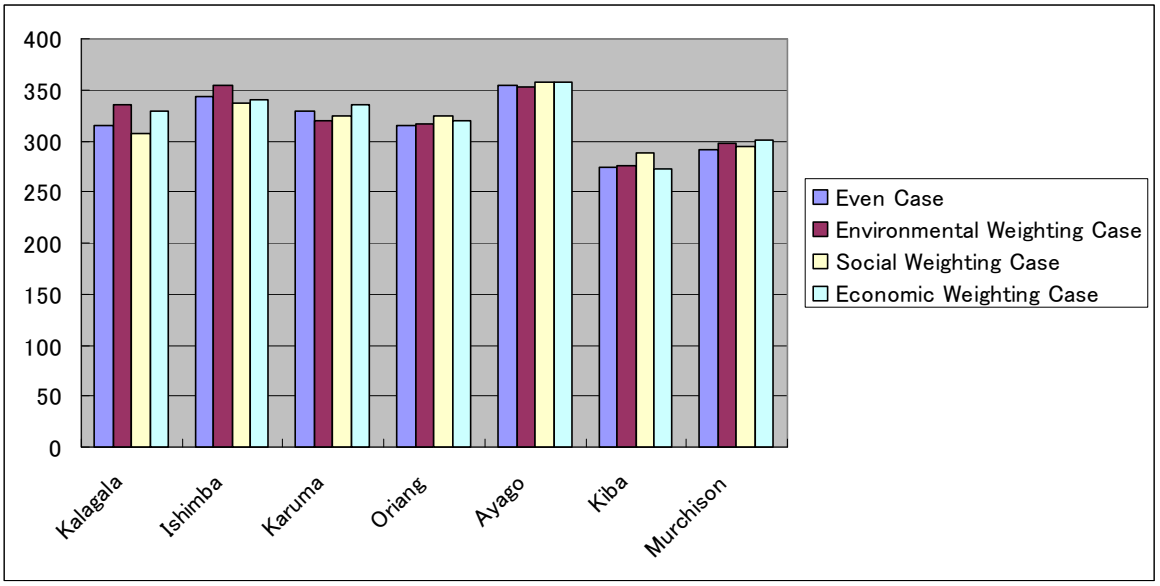


Figure 6.11.2-1　Evaluation of Each Site

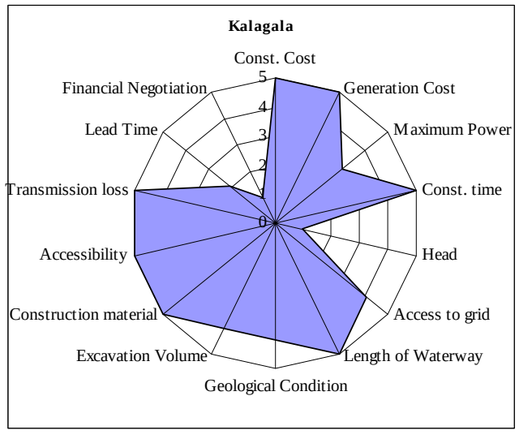
各候補地点の評価項目ごとの基礎点並びに特性を Table 6.11.2-1、Figure 6.11.2-2 および Figure 6.11.2-3 に示す。

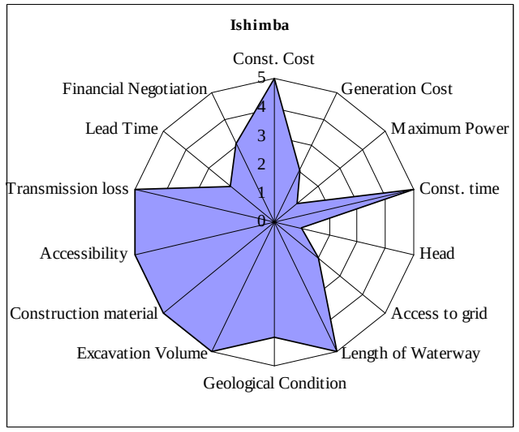
Table 6.11.2-1 General Evaluation of Candidate Hydropower Projects

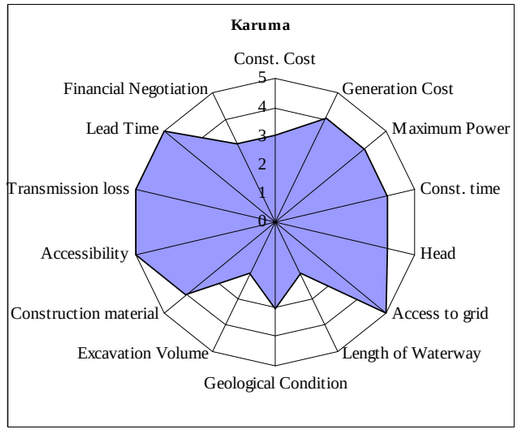
Evaluation items			Kalagala		Isimba		Karuma		Oriang		Ayago		Kiba		Murchison	
				Rate		Rate		Rate		Rate		Rate		Rate		Rate
Economic and technical	Cost	Construction Cost (MUS$)	638	5	601	5	1,911	3	1,696	3	1,565	3	2,190	2	1,106	4
		Generation Cost (cent/kWh)	3.3	5	7.3	2	4.2	4	5.8	3	3.3	5	9.5	1	4.4	4
	Effectiveness	Maximum Power (MW)	330	3	138	1	587	4	392	3	616	5	292	2	655	5
		Construction time (year)	4	5	4	5	5	4	5	4	5	4	5	4	4	5
		Head (m)	28	1	13	1	79	4	53	3	83	5	40	2	88	5
		Distance to load center or existing grid (km)	28	4	47	2	1	5	34	3	46	2	56	2	122	1
		Length of Waterway (km)	0	5	0	5	12	2	12	2	8	3	14	1	2	4
		Geological Condition	sound	4	sound	4	moderate	3	moderate	3	moderate	3	moderate	3	moderate	3
		Excavation Volume	1,036	4	824	5	6,008	2	5,424	3	4,164	3	7,152	1	1,684	4
		Construction material availability (Concrete Volume: 1000m^3)	356	5	560	5	1,520	4	1,262	4	1,059	4	1,794	3	822	5
		Accessibility (AccessRoad :km)	3	5	15	5	1	5	30	4	45	3	55	2	30	4
		Loss of transmission (%)	168	5	100	5	-	5	36	4	56	5	60	4	131	4
	Development progress	Lead Time (year)	6	2	6	2	5	5	5	3	5	4	5	3	5	3
		Financial Negotiation and close	To be determined	3	To be determined	3	To be determined	3	To be determined	3	To be determined	3	To be determined	3	To be determined	3
Environment	Length of water recession (km)		0	5	0	5	14.5	2	13.4	2	8.8	3	16.7	1	4.4	4
	Rate of recession (%)		0	5	0	5	89	2	89	2	89	2	89	2	89	2
	Impact on Protected area		Moderate ImpactsCentral Forest Reserve, IBA	3	Central Forest Reserve, IBAModerate Impacts	3	Wildlife ReserveMinor impacts	4	National Park, Wildlife Reserve, IBAMajor Impacts	2	National Park, Wildlife Reserve, IBAMajor Impacts	2	National Park, Wildlife Reserve, IBAMajor Impacts	2	Serious ImpactsNational Park, Ramsar, IBA	1
	Impact on wetland (km^2)		0	5	0.16	5	63.28	3	0.06	5	0.04	5	0.02	5	0.05	5
	Impact on protected species		Negligible impactsEN:0, VU:0, NT:0, LC:0	5	EN:0, VU:0, NT:0, LC:0Negligible impacts	5	EN:0, VU:2, NT:3, LC:18Major Impacts	12	EN:0, VU:1, NT:2, LC:16Major Impacts	12	EN:0, VU:1, NT:3, LC:16Major Impacts	12	EN:1, VU:2, NT:3, LC:16Major Impacts	21	EN:1, VU:2, NT:3, LC:20Serious Impacts	1
	Degradation of underground water (Length of tunnel: km)		0	5	0	5	11	2	11	2	7	3	14	1	2	4
	CO_2 emission from the reservoir (CO_2 t/day)		37.6	2	47.2	1	0.12	5	0.12	5	0.12	5	0.12	5	13.2	3

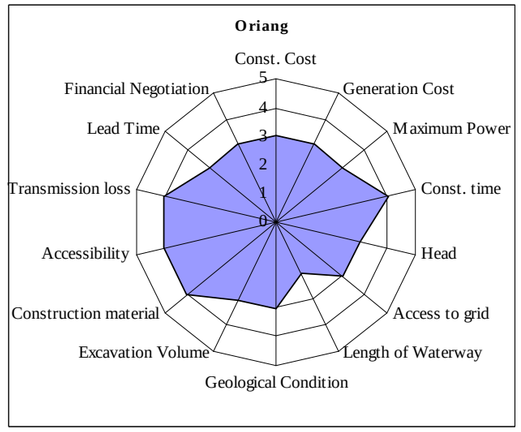
Evaluation items		Kalagala		Isimba		Karuma		Oriang		Ayago		Kiba		Murchison	
			Rate		Rate		Rate		Rate		Rate		Rate		Rate
Social	Land acquisition (1000 m^2)	Serious Impacts3,534	1	Serious Impacts6,730	1	Negligible impacts787	4	Minor impacts706	3	Minor impacts589	3	Minor impacts958	3	Major Impacts2,698	2
	Flooding area (km^2)	Major Impacts6.00	2	Serious Impacts5.20	1	Negligible 0.00impacts	5	Negligible impacts0.00	5	0.00Negligible impacts	5	0.00Negligible impacts	5	0.90Moderate Impacts	3
	Number of affected people (Population within 1km)	Major Impacts36,145	2	Serious Impacts49,744	1	Major Impacts33,015	2	Negligible impacts4,854	5	Negligible impacts5,049	5	Negligible impacts5,434	5	Negligible impacts1,890	5
	Impact on ethnic minority and indigenous people	Moderate ImpactsSettlement, Farm land	3	Settlement, Farm landModerate Impacts	3	Settlement, Farm landMajor Impacts	2	Minor impactsFishing in the NP	4	Fishing in the NPMinor impacts	4	Fishing in the NPMinor impacts	4	Fishing in the NPMinor impacts	4
	Impact on fish breading and/or fishing	Negligible impacts	5	Negligible impacts	5	Minor impacts	4	Negligible impacts	5	Negligible impacts	5	Negligible impacts	5	Negligible impacts	5
	Impact on Agriculture (Farm land, km^2)	Moderate Impacts55	3	Major Impacts78	2	Serious Impacts140	1	Negligible impacts21	5	Negligible impacts21	5	Negligible impacts22	5	Negligible impacts27	5
	Impact on cultural property	Serious ImpactsKalagala shrine, Itanda Falls	1	Negligible impactsMbuiamuti Landing Site	5	Major ImpactsKaruma Falls	2	Negligible impacts-	5	-Negligible impacts	5	-Negligible impacts	5	Moderate ImpactsMurchison Falls	3
	Impact on tourism potential	Serious ImpactsItanda falls, Rafting	1	Negligible impacts-	5	Moderate ImpactsKaruma Falls	3	Major ImpactsNational Park	2	National ParkMajor Impacts	2	National ParkMajor Impacts	2	National Park, Murchison Falls, Sports FishingSerious Impacts	1
	Impact on current tourisum	Serious ImpactsRafting business, Lodge	1	Negligible impacts-	5	Minor impactsKaruma Falls	4	Minor impactsSafari Tour, Chobe Lodge	4	Safari Tour, Chobe LodgeMinor impacts	4	Safari Tour, Chobe LodgeMinor impacts	4	Safari Tour, Parra LodgeSerious Impacts	1
	Impact on existing infrastructure (Number of affected road)	Moderate Impacts3	3	Moderate Impacts4	3	Major Impacts7	2	Negligible impacts0	5	Negligible impacts0	5	Negligible impacts0	5	Minor impacts1	4
	Impact on landscape	Serious ImpactsKalagara Falls	1	Negligible impacts-	5	Major ImpactsKaruma Falls	2	Moderate ImpactsNatural Landscape	3	Natural LandscapeModerate Impacts	3	Natural LandscapeModerate Impacts	3	Serious ImpactsMurchison Falls, Natural landscape	1
	Human health hazard (Dependance rate of rain water for drinking, %)	Moderate Impacts1.5	3	Moderate Impacts1.4	3	Major Impacts3.2	2	Negligible impacts0.9	5	Negligible impacts0.8	5	Negligible impacts0.8	5	Negligible impacts1.0	5
General Evaluation	Even Case	315		343		329		315		354		274		291	
		B		**A**		**A**		**B**		**A**		**C**		**C**	
	Environmental Weighting Case	335		355		320		316		352		276		298	
		B		**A**		**B**		**B**		**A**		**C**		**C**	
	Social Weighting Case	307		337		324		325		358		288		294	
		C		**B**		**B**		**B**		**A**		**C**		**C**	
	Economic Weighting Case	329		340		335		319		358		273		301	
		B		**B**		**BA**		**B**		**A**		**C**		**C**	

Economic and technical

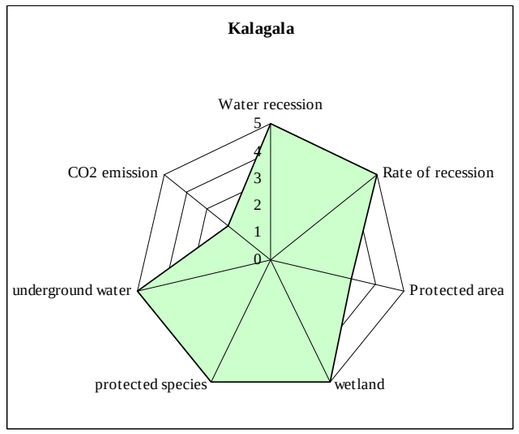


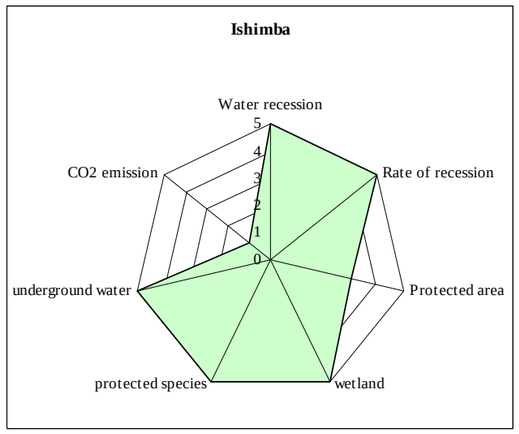


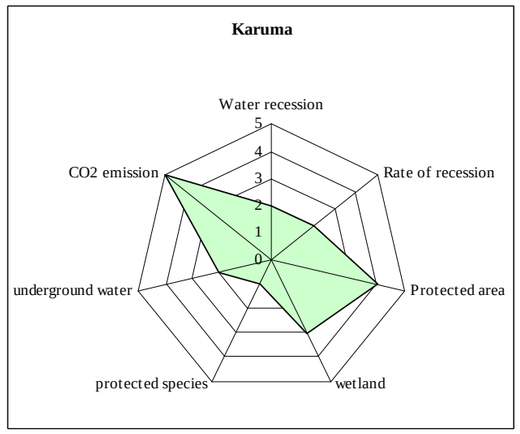


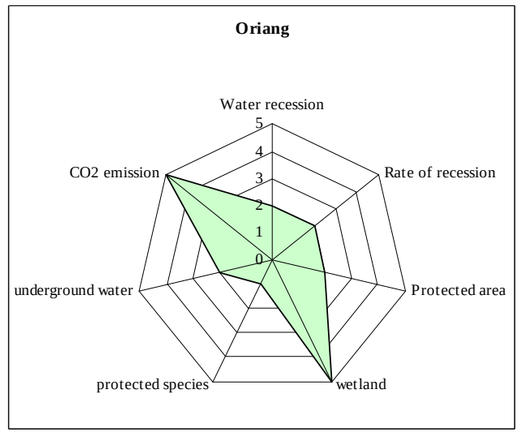


Environmental

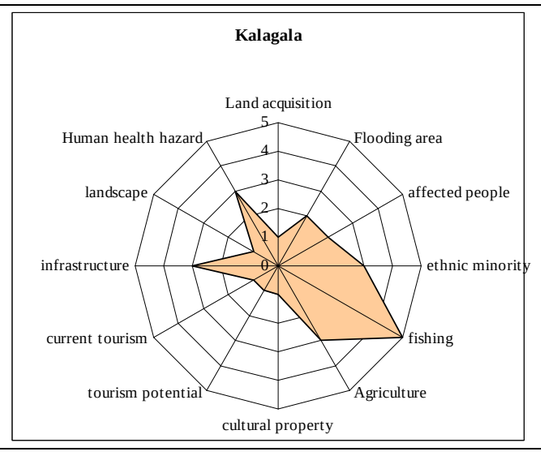


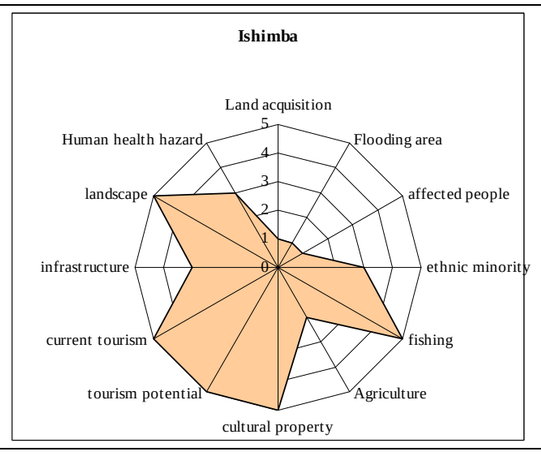


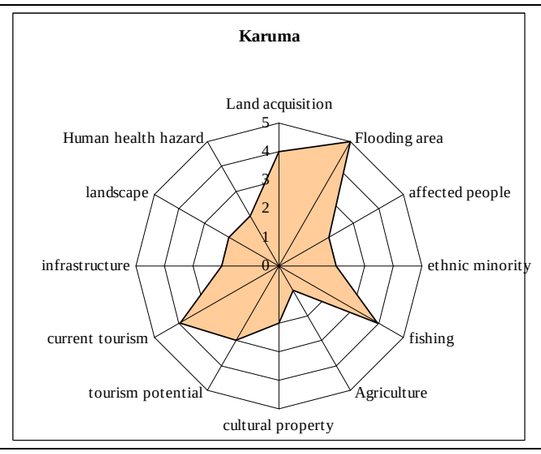




Social







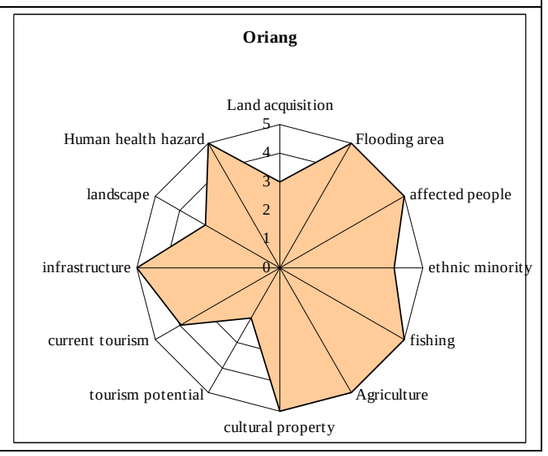


Figure 6.11.2-2 General Evaluation of Candidate Hydropower Projects-1

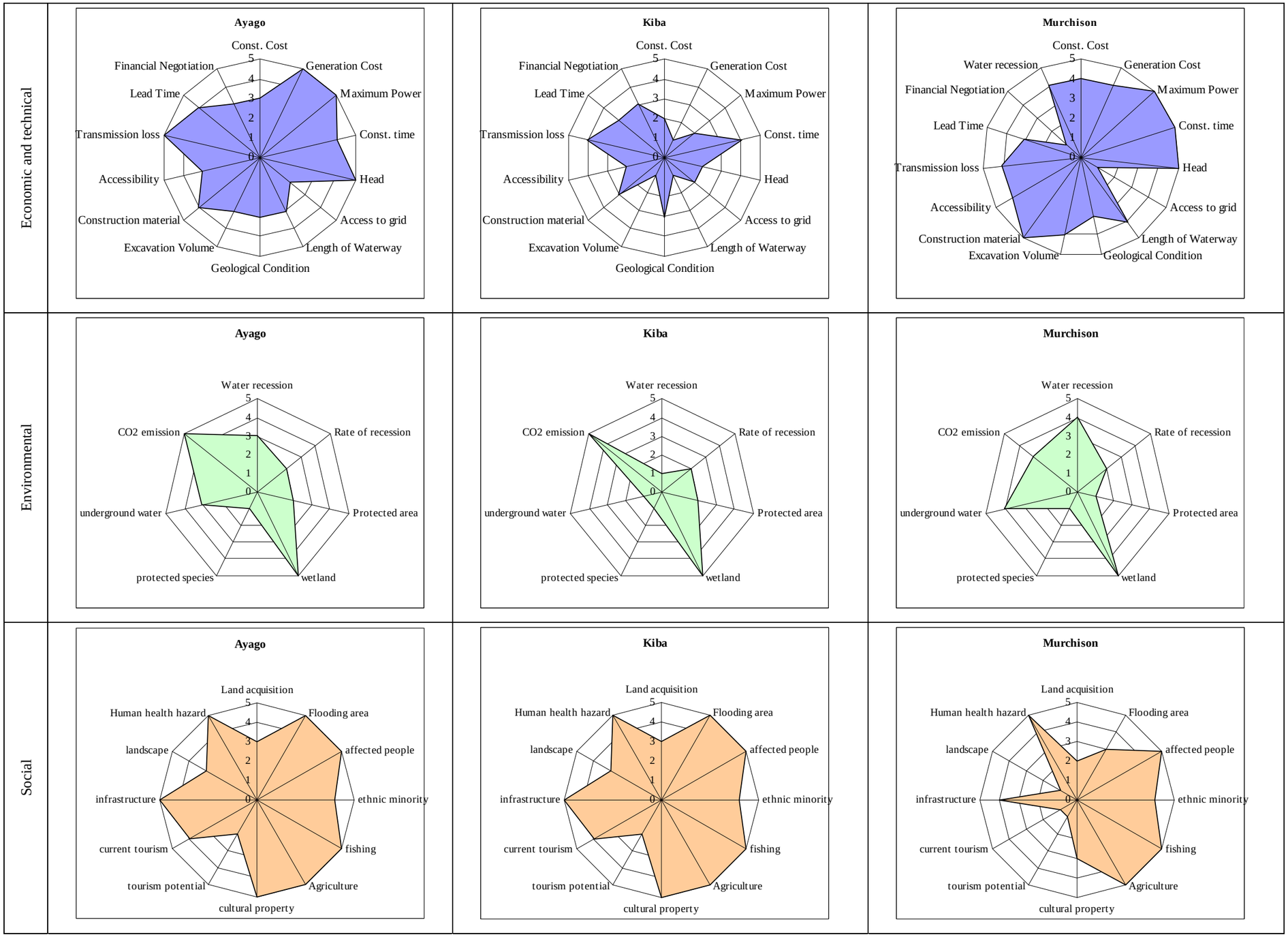
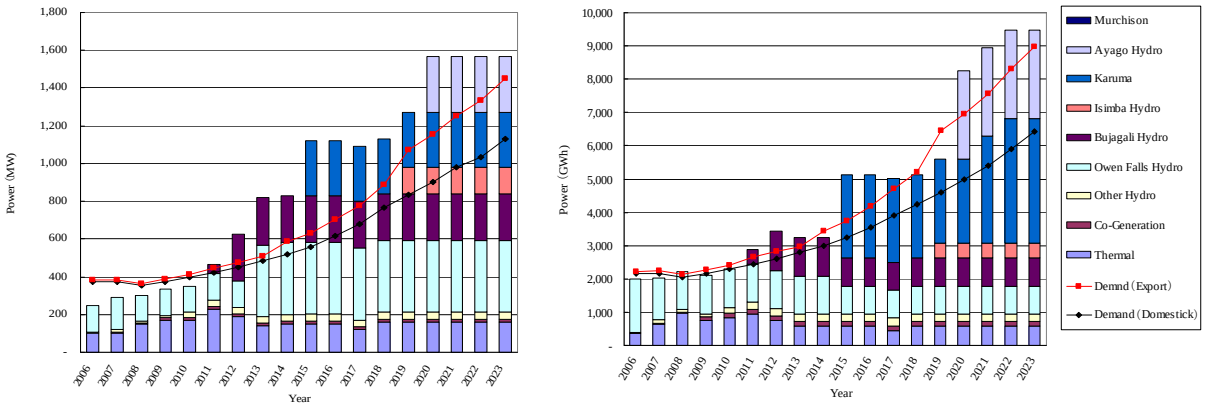


Figure 6.11.2-3　General Evaluation of Candidate Hydropower Projects-2

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 6.11.3-1 に示すように 2023 輸出を考慮しない場合で 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。



MW Balance　　GWh Balance

Figure 6.11.3-1　Demand and Supply Balance up to 2023

6.12 電源開発計画シナリオ

本調査では、以下の表に示す 6 ケース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 Table 4.1.3-4 で設定したミディアムケース、ハイケース、ロー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、ミディアム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 6.12-1 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）

6.12.1 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は、6.11.2 の結果をから 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。

6.12.2 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（Installed Capacity）は、下表に示す値を用いた。

Table 6.12.2-1 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) 小水力発電計画による電力供給計画

小水力発電による供給計画は下表に示すように、GDP2009-2025 のデータを採用した。

Table 6.12.2-2 Power Supply Plan of Small Hydro Projects

Firm Capacity (MW)

Name of Project	Installed Capacity	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mubuk 1 (KML)	5	3	3	3	3	3	3	3
Mubuku 3 (KCCL)	9.5	1	1	1	1	1	1	1
Maziba	1	-	1	1	1	1	1	1
Ishasha	6.5	3	3	3	3	3	3	3
Paidha	3	-	-	-	-	-	1.5	1.5
Kikagati	10	-	5	5	5	5	5	5
Bugoye	13	7	10	10	10	10	10	10
Waki	5	-	-	-	-	-	-	
Muzizi	10	-	-	-	-	-	-	
Mpanga	18	8	8	8	8	8	8	8
Kyambura	5.2	-	-	-	-	-	-	
Buseuka	9	6	6	6	6	6	6	6
Muyembe	10	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total	105.2	28	37	37	37	37	38.5	38.5

(MW)

Name of Project	Installed Capacity	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mubuk 1 (KML)	5	3	3	3	3	3	3	3
Mubuku 3 (KCCL)	9.5	1	1	1	1	1	1	1
Maziba	1	1	1	1	1	1	1	1
Ishasha	6.5	3	3	3	3	3	3	3
Paidha	3	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Kikagati	10	5	5	5	5	5	5	5
Bugoye	13	10	10	10	10	10	10	10
Waki	5	-	-	-	-	-	-	-
Muzizi	10	-	-	-	-	-	-	-
Mpanga	18	8	8	8	8	8	8	8
Kyambura	5.2	-	-	-	-	-	-	-
Buseuka	9	6	6	6	6	6	6	6
Muyembe	10	-	-	-	-	-	-	-
Sub Total	105.2	38.5	38.5	38.5	38.5	38.5	38.5	38.5

(3) 火力等その他の電源による電力供給計画

前項 2)の小水力発電と同様、GDP2009-2025 のデータを採用した。

Table 6.12.2-3 Power Supply Plan of Other Power Projects

(Unit: MW)

Name of Project	Installed Capacity	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Thermal								
Aggreko 1, Lugogo	50							
Aggreko 2, Kiira	50							
Mutundwe	50	50	50					
Namanve	50	50	50	50	50	50	50	50
Invespro, Nalubaale	50	50	50	50				
Electromaxx	20	18	18	18				
Mputa	85		50	50	50	50	50	50
Kabale Peat	30				20	20	20	20
Thermal Subtotal	385	168	218	168	120	120	120	120
Namugoga Solar	50		10	20	20	30	30	30
Co-generaion								
Kinyara Sugar Work	5	5	5	5	5	5	5	5
Kakira Sugar Work	12	12	12	12	12	12	12	12
SCOUL Lugas	6							
Co-gene Subtotal	68	17	17	17	17	17	17	17
Other Thermal Total	503	185	245	205	157	167	167	167

Name of Project	Installed Capacity	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Thermal								
Aggreko 1, Lugogo	50							
Aggreko 2, Kiira	50							
Mutundwe	50							
Namanve	50	50	50	50	50	50	50	50
Invespro, Nalubaale	50							
Electromaxx	20							
Mputa	85	50	50	50	50	50	50	50
Kabale Peat	30	20	20	20	20	20	20	20
Thermal Subtotal	385	120	120	120	120	120	120	120
Namugoga Solar	50	30	40	40	40	40	40	40
Co-generaion								
Kinyara Sugar Work	5	5	5	5	5	5	5	5
Kakira Sugar Work	12	12	12	12	12	12	12	12
SCOUL Lugas	6							
Co-gene Subtotal	68	17	17	17	17	17	17	17
Other Thermal Total	503	167	177	177	177	177	177	177

6.12.3 各シナリオ毎の電源開発計画の策定

(1) シナリオ I

ミディアム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 6.12.3-1 Hydropower Development Plan (Scenario I)

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
2020	Ayago	2	102 MW	894 GWh
2023	Ayago	2	102 MW	893 GWh

2) 需給バランス

Table 6.12.3-2 Demand－ 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。

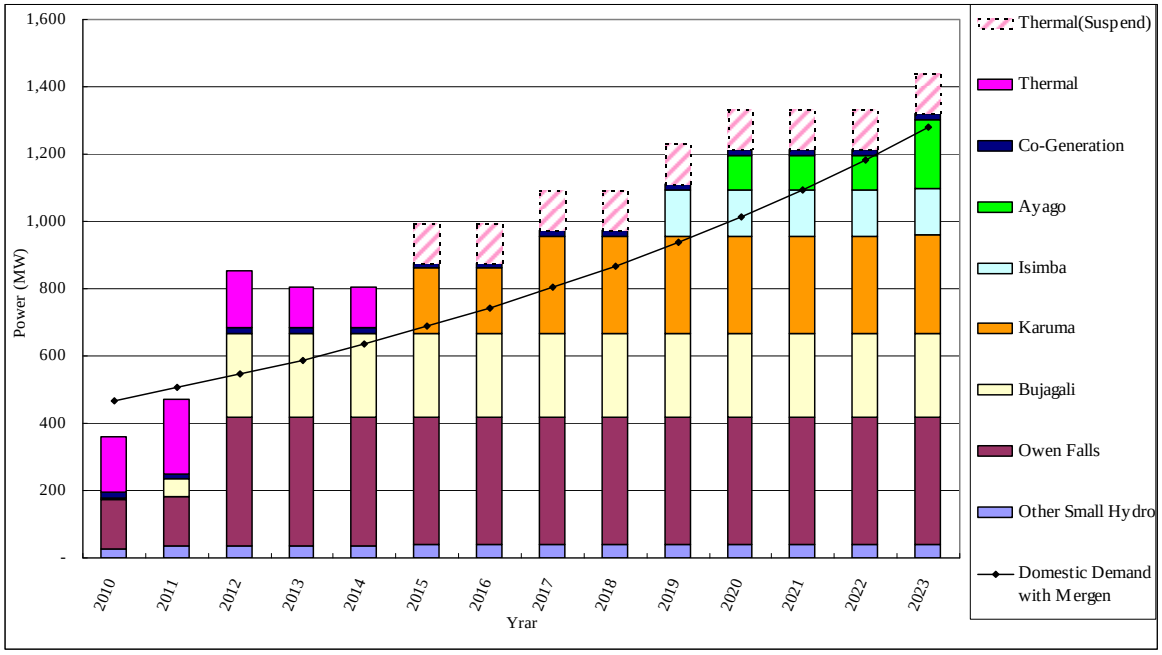


Figure 6.12.3-1　Power Demand and Supply Balance (Scenario I)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

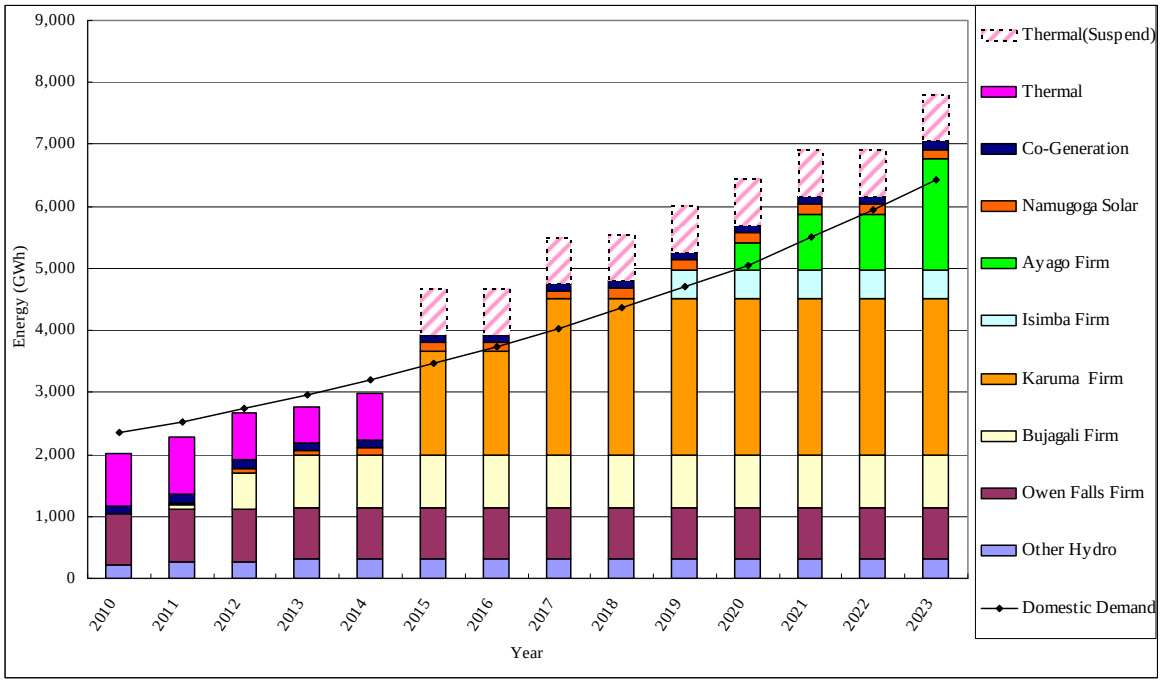


Figure 6.12.3-2　Energy Demand and Supply Balance (Scenario I)

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

ハイ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 6.12.3-3 Hydropower Development Plan (Scenario II)

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
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 6.12.3-4 Demand－ 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。

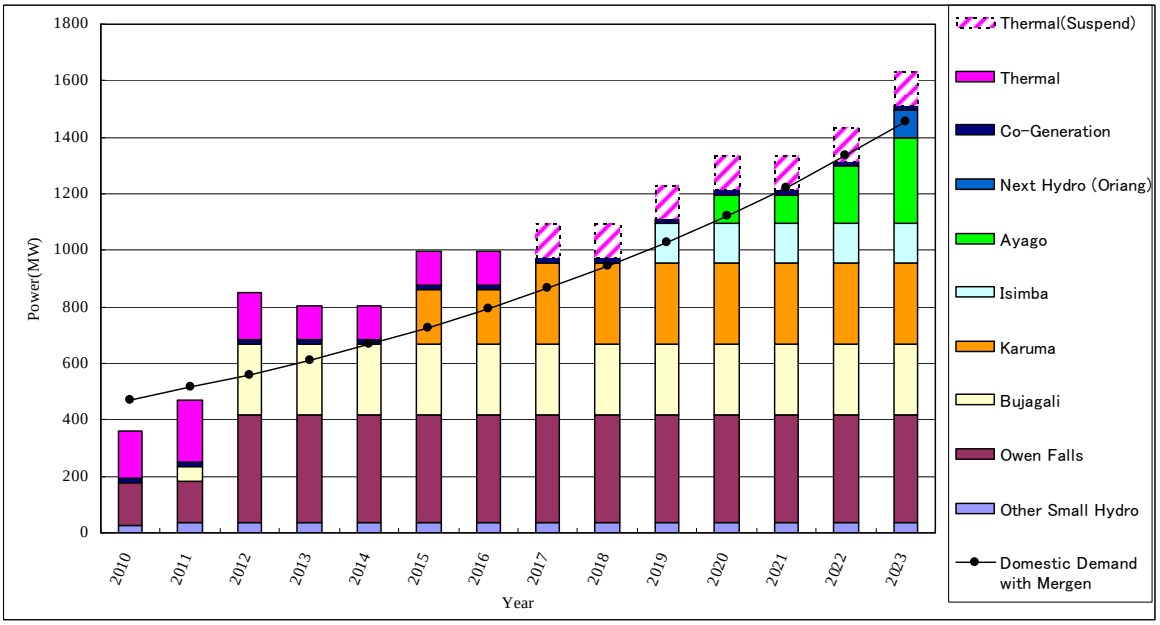


Figure 6.12.3-3　Power Demand and Supply Balance (Scenario II)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

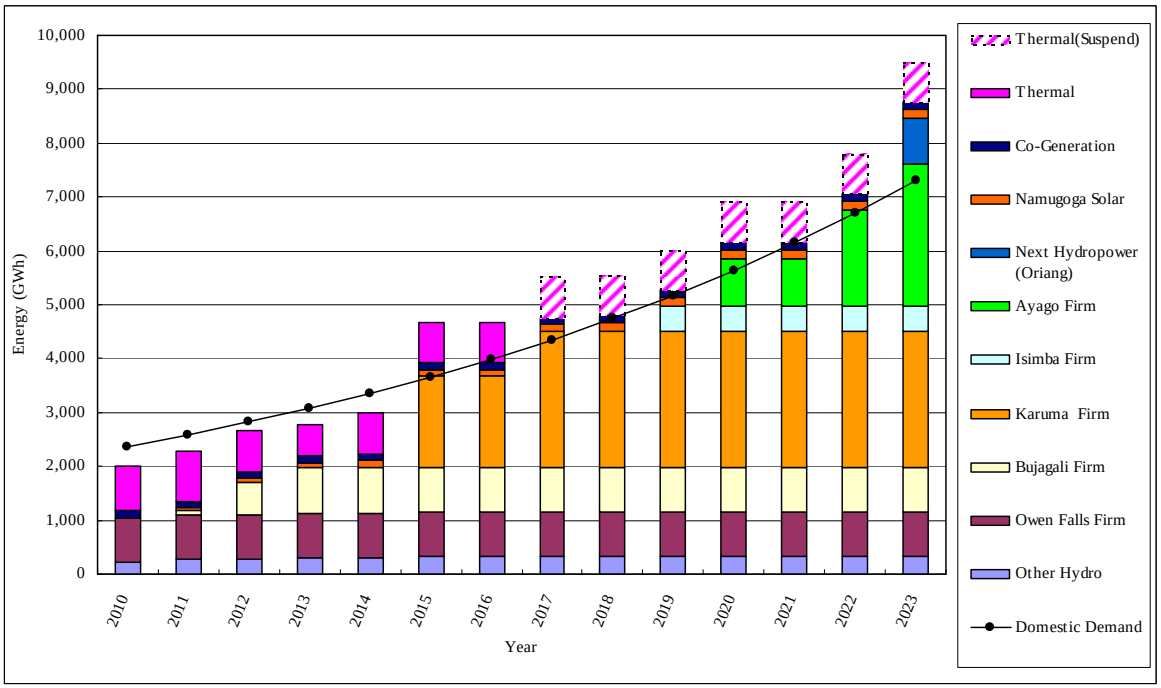


Figure 6.12.3-4　Energy Demand and Supply Balance (Scenario II)

(3)　シナリオ III

シナリオ III は電力需要をロー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 6.12.3-5 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 6.12.3-6 Suply Demand 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。

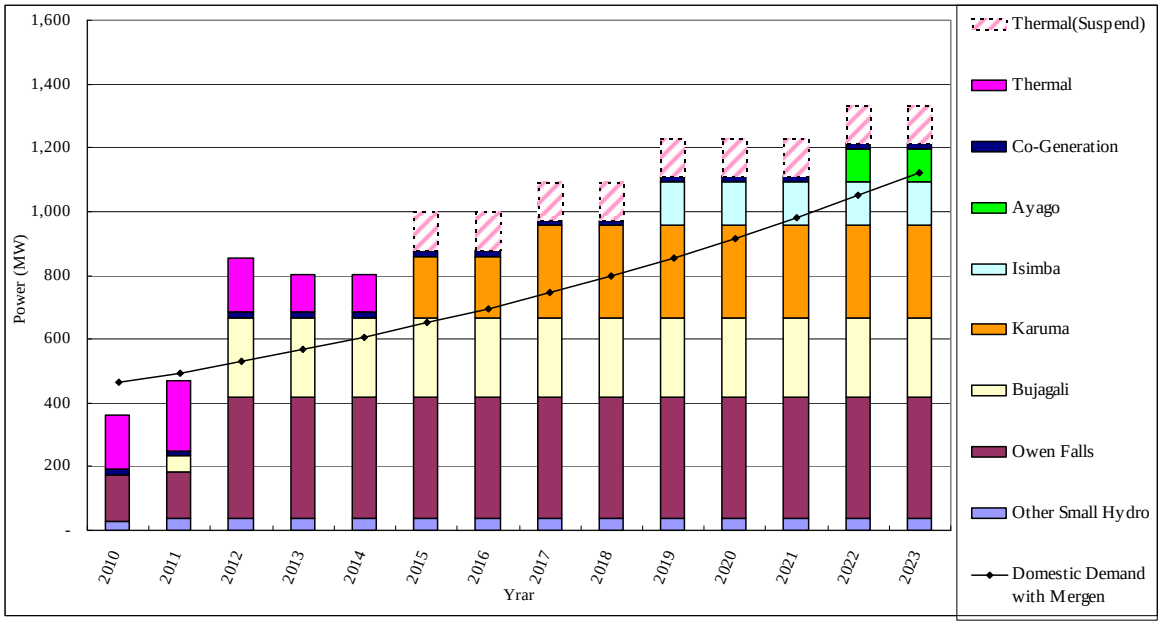


Figure 6.12.3-5　Power Demand and Supply Balance (Scenario III)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

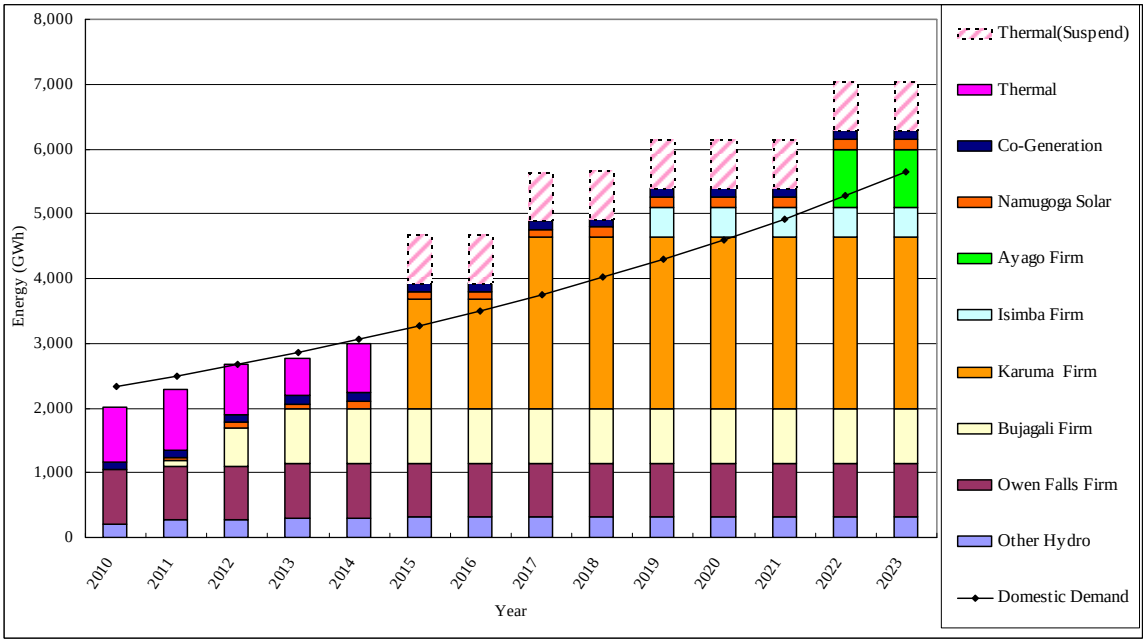


Figure 6.12.3-6　Energy Demand and Supply Balance (Scenario III)

(4)　シナリオ IV

シナリオ IV は、電力需要としてミディアムケースに加えて、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 6.12.3-7 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 6.12.3-8 Suply Demand 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。

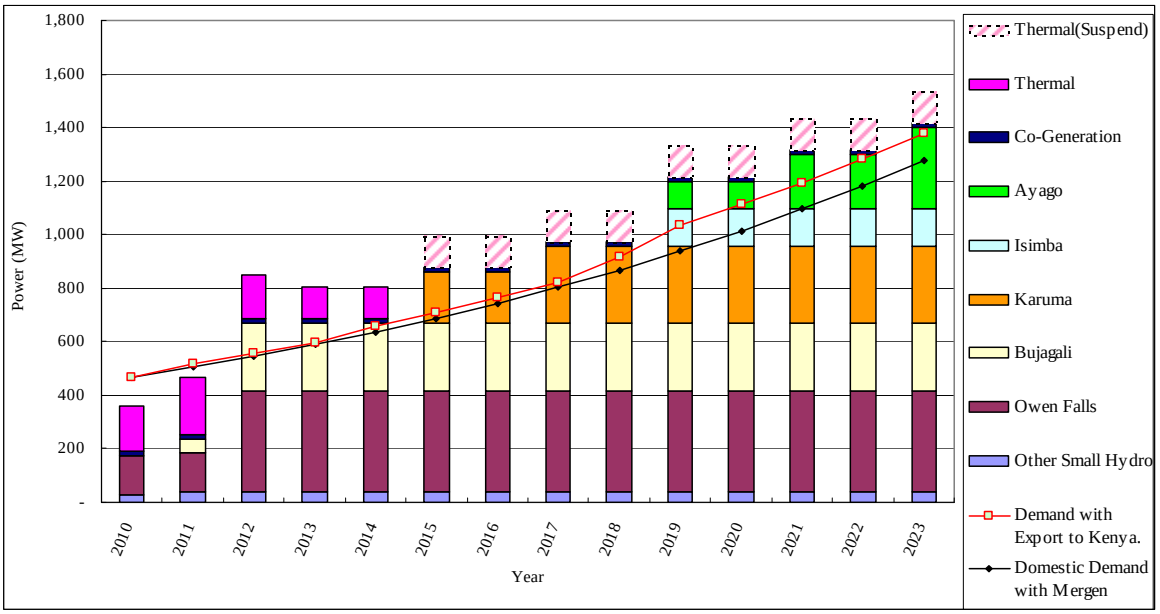


Figure 6.12.3-7　Power Demand and Supply Balance (Scenario IV)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

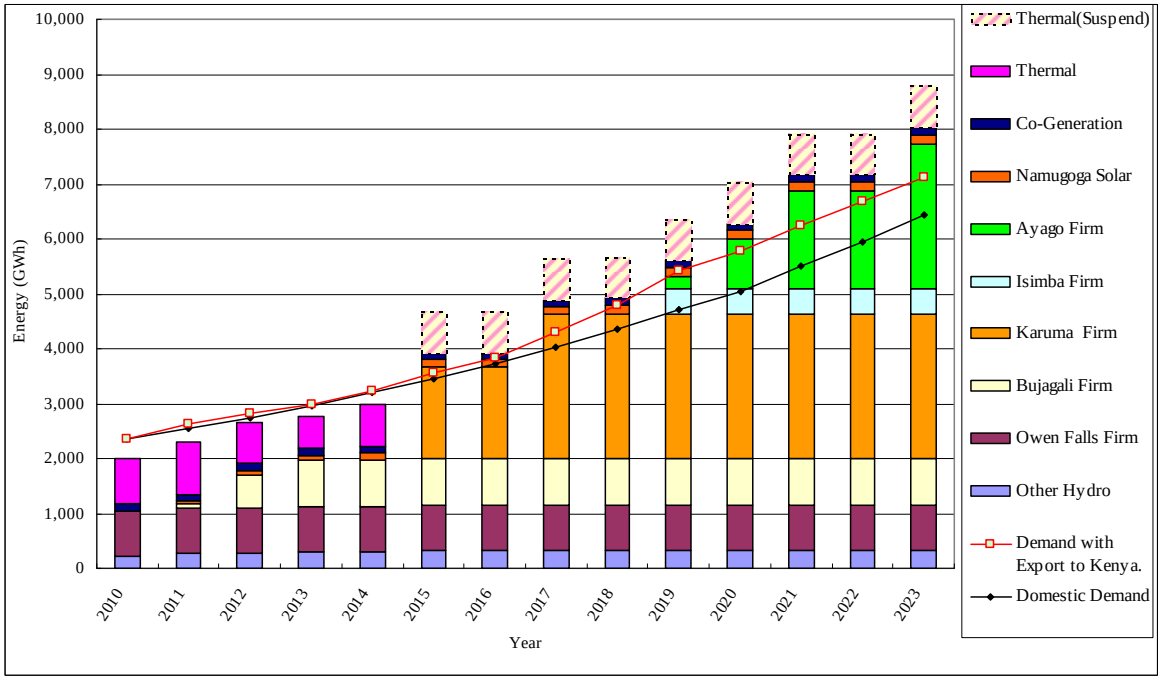


Figure 6.12.3-8　Energy Demand and Supply Balance (Scenario IV)

(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 6.12.3-9 Hydropower Development Plan (Scenario V)

Year	Project	Unit	InstalledCapacity	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	Oriyang	2	98 MW	858 GWh

2) 需給バランス

Table 6.12.3-10 Suply Demand 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

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。

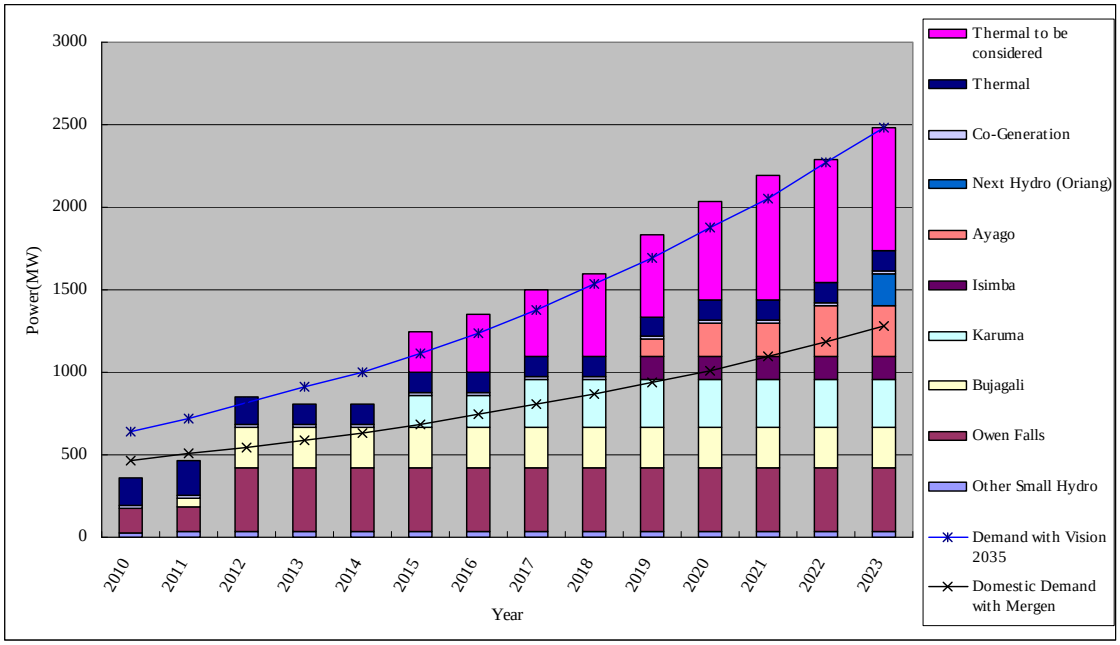


Figure 6.12.3-9 Power Demand and Supply Balance (Scenario V)

発生電力量（GWh）に関する、需要と供給の関係を下図に示す。

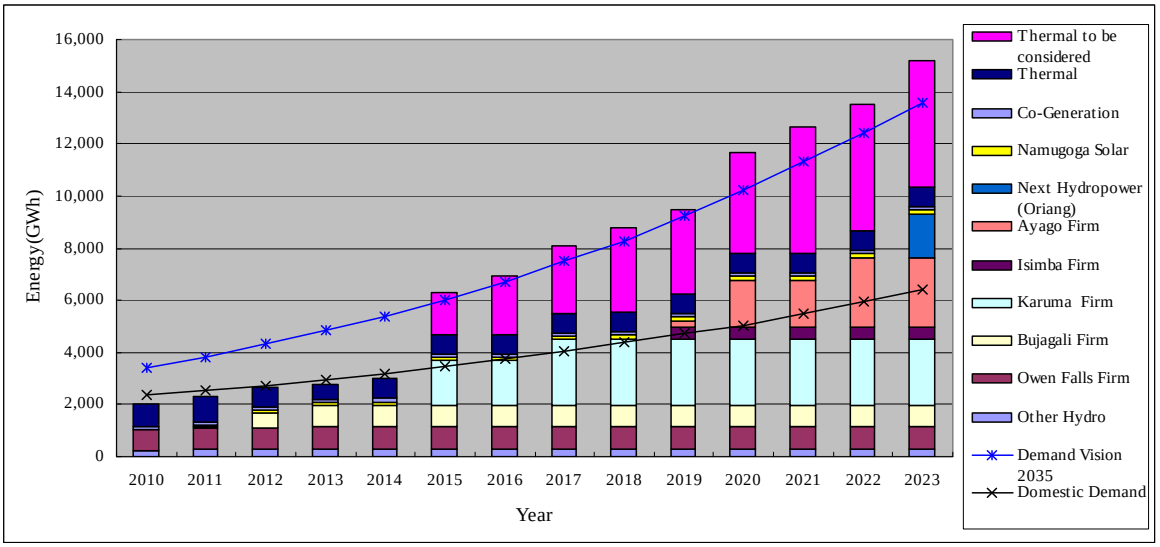


Figure 6.12.3-10　Energy Demand and Supply Balance (Scenario V)

(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 6.12.3-11　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	
	Oriyang	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 6.12.3-12 Suply Demand 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	986
2014	3,193	3,204	700	406
2015	3,885	3,898	500	520
2016	4,828	4,898	1,000	1,040
2017	5,771	5,797	800	832
2018	6,715	6,797	1,000	1,040
2019	7,658	7,737	700	728
2020	8,601	8,635	500	750
2021	9,815	9,835	1,200	520
2022	11,029	11,035	1,200	1,248
2023	12,242	12,335	1,300	1,352

Note: Imaginary Thermal is a packaged power consisting of HFO, Gas, Coal 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580$/kW（第 7 章参照）、1,500$/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。

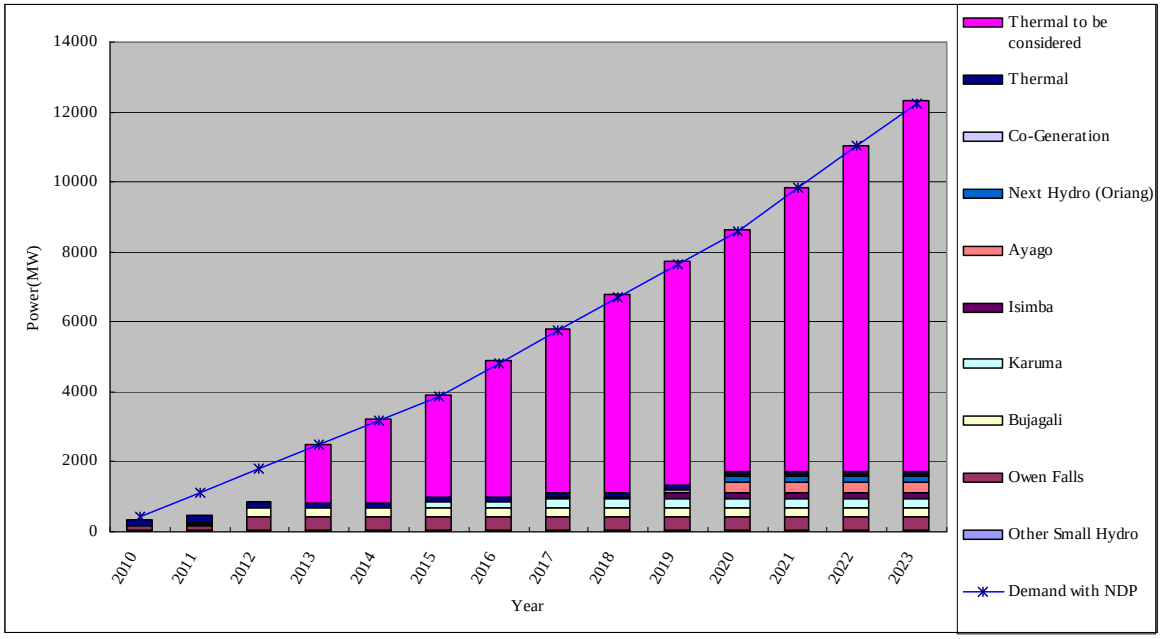


Figure 6.12.3-11　Power Demand and Supply Balance (Scenario VI)

6.12.4　供給信頼度について

ピーク電力(MW)に対する供給予備率を以下に示す。

Table 6.12.4-1　Reserved Margin (%) for Peak Power Demand

Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ScenarioI	0	7	80	57	45	47	36
ScenarioII	0	5	75	51	39	58	45
ScenarioIII	0	9	85	63	52	55	45
ScenarioIV	0	4	76	54	40	42	32

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ScenarioI	39	29	36	38	27	18	19
ScenarioII	29	19	24	24	14	13	20
ScenarioIII	50	40	50	40	30	32	24
ScenarioIV	36	21	33	24	25	17	17

以上より、2011 年以降は ScenarioII の 2022 年、2023 年において予備率が 14%、13%と目標の 15%を 1、2%だけ下回る以外は、十分な予備率を確保できていると言える。

次に発生電力量(GWh)に対する供給予備率を以下に示す。

Table 6.12.4-2 Reserved Margin(%) for Energy Demand

Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ScenarioI	0	0	0	0	0	13	5
ScenarioII	0	0	0	0	0	28	17
ScenarioIII	0	0	0	0	0	20	12
ScenarioIV	0	0	0	0	0	10	2

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ScenarioI	18	10	12	13	12	3	10
ScenarioII	9	1	2	9	0	5	20
ScenarioIII	27	20	22	14	7	17	9
ScenarioIV	14	3	4	8	15	7	13

GDP2009-2025 にに Bujagali 水力の現時点での運開予定を考慮すると、2014 年まで現状のままでは電力が不足している状況にあり、本調査での検討結果においても同様の結果となった。現時点では、2014 年までに Bujagali 水力以外には投入可能な新規の大規模な電源開発の計画が存在していないため、もし需要が予測どおり推移した場合は電力量不足による停電が起こる可能性がある。この対応策としては、現在導入しているような緊急用火力電源（ディーゼル火力）の導入があるが、この場合、財政面からの十分な検討を行う必要がある。

6.12.5 電源開発計画のまとめ

各シナリオに対する、Bujagali、Karuma、Isimba、Ayago、Oriang の開発計画を以下に示す。

Table 6.12.5-1 Summary of Power Development Plan (For Large Hydro)

	Scenario I		Scenario II		Scenario III		Scenario IV	
	plant	power	plant	power	plant	power	plant	power
2010								
2011	Bujagali	50MW	Bujagali	50MW	Bujagali	50MW	Bujagali	50MW
2012	Bujagali	200MW	Bujagali	200MW	Bujagali	200MW	Bujagali	200MW
2013								
2014								
2015	Karuma	192MW	Karuma	192MW	Karuma	192MW	Karuma	192MW
2016								
2017	Karuma	96MW	Karuma	96MW	Karuma	96MW	Karuma	96MW
2018								
2019	Isimba	138MW	Isimba	138MW	Isimba	138MW	Isimba Ayago	138MW 102MW
2020	Ayago	102MW	Ayago	102MW				
2021							Ayago	102MW
2022			Ayago	102MW	Ayago	102MW		
2023	Ayago	102MW	Ayago Oriang	102MW 102MW			Ayago	102MW

なおここで、流れ込み式水力においては保証出力を超える発電を行っても供給計画には組み込めないため、2013 年までの開発においては、Karuma 水力の最大出力を 300MW とした。2 次電力は通常、火力発電の焚き減らし効果を期待されているものであり、ウガンダのようにピーク電力よりも電力量が不足している場合には、保証電力以外の発電電力である 2 次電力の開発よりも保証電力の開発を優先させる計画のほうが望ましい。したがって、Karuma 水力を一度に 600MW 作るよりも同じように 600MW の設備出力を期待するのであれば、Karuma 水力 300MW 建設後に Ayago 水力 300MW 建設する計画のほうが、必要電力量(GWh)の確保の面から理にかなっているといえる。

またシナリオ I、III、IV では 2015 年以降、シナリオ II では 2017 年以降、火力を休止または廃止できる。この休止による燃料費の節減について算定した結果を下表に示す。ここで火力の燃料費は 0.12 US$/kWh（後述 7.11 参照）とした。これによりオイル高による逆ザヤと推定されるディーゼル発電での電力供給をやめることができるため財務的にも改善効果がある。

Table 6.12.5-2　Profit from Suspend Thermal (Until 2023)

Year		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Suspend Power(GWh)	ScenarioI	881	881	977	977	1,217	1,217	1,320	1,320	1,421
	ScenarioII			977	977	1,217	1,217	1,320	1,320	1,421
	ScenarioIII	881	881	977	977	1,217	1,217	1,320	1,320	1,421
	ScenarioIV	881	881	977	977	1,217	1,217	1,320	1,320	1,421
Profit (mil.US$)	ScenarioI	106	106	117	117	146	146	158	158	171
	ScenarioII	0	0	117	117	146	146	158	158	171
	ScenarioIII	106	106	117	117	146	146	158	158	171
	ScenarioIV	106	106	117	117	146	146	158	158	171

また、このディーゼル火力の休止による CO_2 排出量（Table 5.1.4-4 CO_2 emission of Electricity Generation Technology 参照）の削減量は年間 516,616～548,856 t eq.CO_2 と見込まれる。

以上より、上記水力地点の開発は、電力不足の解消のみならず、高コスト火力の廃止と CO_2 の削減、更には東アフリカ域内での電力の安定に資することから、今後の着実な開発推進が望まれる。