

5. 電源開発計画

5.1 既存の電源開発計画

5.1.1 「シ」国の長期電源開発計画

「シ」国の長期電源開発計画としては、エネルギー水資源省（前エネルギー電力省）の中長期的エネルギー政策である”Energy Sector Policy and Strategic Action Plan”（November 2008）において、2011年から2015年にかけての中期的行動計画としてブンブナ水力 Phase-2、3の開発、2015年から2025年までの長期的行動計画としてブンブナ水力 Phase-4、5の開発が言及されている。また、大規模水力開発としてブンブナプロジェクト並びに Bekongor 水力が最も経済的に有望とされている。ただし、これら大規模水力開発計画の具体的な目標年次、優先順位、実施計画、資金計画等は明らかにされていない。

5.1.2 着手済みの電源開発計画

(1) ブンブナ水力発電所建設

ロックフィルダム式水力発電所であるブンブナ水力は、2009年5月末時点で発電所、送電線建設工事が完了しており、試運転は無水試験、有水試験まで実施されている。残る負荷試験が終われば、2009年中に商業運転を開始すると見られている。このため電源開発計画では、2009年の電源として組み込む。表 5.1-1 にブンブナ水力発電所の概要を示す。ブンブナ水力は図 5.2-2 に示す通り乾季と雨季の出力変動が大きく、定格出力の 50MW で発電可能な期間は 8 月から 11 月の 4 ヶ月間に限られており、乾季には 17.5MW まで出力が低下する。

表 5.1-1 ブンブナ水力発電所の概要

Province/District	North / Bumbuna
Catchment	Seli River
Reservoir Surface Area	21km ²
Dam Type	Rockfill Dam
Max/Min Head	80/47 m
Turbines	2 Francis, 25MW each
Plant capacity (ex-transformer)	50 MW
Guaranteed Continuous Power	17.5 MW
Average Annual Generation	315 GWh
HV Feeder Line	161kV, 200km

[出所] Studio Ing. G. Pietrangeli s. r. l., ”Completion of Bumbuna Falls Hydroelectric Project-Data sheet”

(2) キングトム発電所増設

我が国の無償資金協力で建設が進められているキングトム発電所 7、8 号機の増設は、既設キングトム発電所の敷地内に、重油焚きディーゼル発電機（出力 5MW×2 台、中速エンジン）を設置するものである。当初の予定通りに工事が進捗しており、2010年2月に竣工する見込みであることから、電源開発計画では 2010年の電源として考慮する。

(3) ブラックホールロード発電所建設

アフリカ経済開発アラブ銀行 (BADEA) 及びサウジ開発基金 (SFD : Saudi Fund for Development)

の資金協力で建設が予定されているブラックホールロード発電所は、既設ブラックホールロード変電所敷地内に、重油焚きディーゼル発電機（出力 8.28 MW×2 台、中速エンジン）を設置するものであり、2009 年 5 月にコントラクターとの契約が締結された。契約書では建設工期は契約から 18 ヶ月とされているが、2010 年 8 月竣工を目指して建設準備が進められていることから、電源開発計画では 2010 年の電源として扱う。

5.2 電源開発計画の検討条件

5.2.1 電源開発計画に使用する電力需要予測

電源開発計画に使用する将来の電力需要は、本調査で行った電力需要予測のベースケースとし、毎年の最大電力（MW）、電力消費量（GWh）は表 5.2-1 に示す通りである。本調査では一次変電所での電力需要を予測しており、表 5.2-1 の電力需要には配電損失が含まれている。

表 5.2-1 ウェスタンエリア電力システムの電力需要予測

	Year	Peak Demand (MW)	Electricity Consumption (GWh/year)
Estimate	2008	41.0	233.5
Forecast	2009	43.7	248.6
	2010	46.7	265.6
	2011	50.0	284.8
	2012	53.8	306.5
	2013	58.0	330.3
	2014	62.5	356.0
	2015	67.4	383.7
	2016	72.6	413.4
	2017	78.2	445.0
	2018	84.1	478.7
	2019	90.4	514.5
	2020	97.0	552.3
	2021	104.0	592.4
	2022	111.5	634.7
	2023	119.3	679.3
	2024	127.6	726.4
	2025	136.3	776.1

[出所] JICA 調査団

5.2.2 NPA の所有する既設発電設備の評価

NPA の所有する全ての発電設備は、キングトム発電所に設置されており、現時点で 7 台中 2 台が運転可能である。これらの発電設備は全てディーゼル発電機であるが、かなり老朽化している上に、Mirrlees -2、Mirrlees -3 号機のように致命的な損傷により運転を再開することが困難な設備もあり、中長期的な供給力として期待することはできない。現時点で運転可能な Sulzer - 4 号機については、運転自体は可能であるものの、(1) 運転開始から 30 年近く経過して老朽が進んでいる、(2) 冷却水システムの不具合のより出力が制限される、(3) スペアパーツの入手が困難である、といった理由から、長時間の運転には耐えられない。このため、ブンプナ水力、キングトム発電所増設、ブラックホールロード発電所等の新規発電設備が運転を開始すれば、これらのディーゼル発電機は順次廃止すべきである。

唯一、Mitsubishi-6号機は我が国のフォローアップ無償による修理が検討されており、メーカーエンジニアによる調査が2009年中頃に予定されている。従って、Mitsubishi-6号機については、2010年に運転を再開し2014年まで運転を継続する、短期的な供給力として電力需給バランスに組み込む。NPAの所有する発電設備の現状と電源開発計画上の廃止計画年を表5.2-2に示す。

表 5.2-2 NPA の所有する発電設備の状況（キングトム発電所）

ユニット名	運転開始年	定格出力 (MW)	発電可能出力 (MW)	現在の状況	廃止計画年
Mirlees 2	未完成	6.9	(6.9)	運転不可：シリンダーヘッド亀裂発生	2009
Mirlees 3	2002	6.3	(6.3)	運転不可：クランクシャフト、連結棒、ケーシング下部損傷	2009
Sulzer 4	1978	9.2	5.6	運転可能	2010
Sulzer 5	1980	9.2	(5.6)	運転不可	2010
Mitsubishi 6	1995	5.0	(3.5)	運転不可：クランクシャフト、軸受け損傷	2015
Caterpillar 1	2001	1.28	(1.0)	運転不可：シリンダーヘッド損傷	2010
Caterpillar 2	2001	1.28	1.0	運転可能	2010
Total		39.16	6.6		

[出所] NPA, JICA 調査団

5.2.3 開発候補電源

電源開発の候補とすべき電源の種類としては、以下の通り火力発電と水力発電を想定する。これらの電源の自然、社会環境への影響は、7章「環境社会配慮」にて検討しており、適切な緩和策を行なうことで甚大な環境・社会影響を回避することが可能であることが確認されている。

(1) 火力発電

「シ」国ではディーゼル発電が、現状で唯一導入されている火力発電方式である。コンベンショナル(ボイラ、タービン)、ガスタービン、コンバインドサイクル発電等の他の火力発電方式は、導入されていない。過去にはブラックホールロード変電所の場所で蒸気タービン発電が行われていたこともあるが、当時の技術者はNPAに残っておらず、技術伝承は行われていない。蒸気タービン、ガスタービン等の高温、高圧、高回転数の回転機器は、運転・維持管理に高度な技術を要するため、「シ」国でこれらの発電方式が慣れ親しまれるまでには相当の長期間を要すると思われる。従って、現時点ではディーゼル発電が唯一「シ」国で適用可能な火力発電システムと判断する。

以上の状況から、ベースロード及びミドルロード用発電機としては、重油焚き低速ディーゼル(回転数150rpm以下)及び重油焚き中速ディーゼル(回転数750rpm以下)、ピークロード用発電機としては、パッケージ型のディーゼル油焚き高速ディーゼル(回転数1,500rpm以下、プライム仕様)を、火力発電の開発候補電源とする。

(2) 水力発電

「シ」国では前回のマスタープラン調査(Lahmeyer International, 1996)において合計1,200 MW以上の水力開発ポテンシャルがあると報告されており、表5.2-3に示す通り全土に27箇所の有望な開発地点が点在している。これらの水力地点を開発することにより、将来のエネルギー需要の増加を他の発電方式と比較してより経済的に満たすことが可能である。図5.2-1に水力開発候補地点の位置を示す。表5.2-3に前回マスタープラン調査で特定された、水力開発候補地点の概要

を示す。表 5.2-3 に示す通り、Yiben は発電原価の点で他の候補地点と比較して最も有望なサイトである。発電原価の点では、Bekongor-III もまた魅力的ではあるものの、発電出力は雨季の 85.5 MW から乾季の 5MW まで急激に低下する。このような激しい出力変動と、フリータウンや既設のブンブナーフリータウン送電線から遠く離れている点が、Bekongor-III の優位性を低下させる要因となっている。

表 5.2-3 「シ」国の水力開発候補地点

Site	River System	Rated Output (MW)	Utilization Rate (%)	Electric Energy Generated (GWh/yr)	Construction Cost (million USD)	Unit Generating Cost (US ¢ /kWh)
Benkongor I	Sewa River	34.8	69.6	237.2	102.0	7.19
Benkongor II	Sewa River	80.0	55.5	413.7	116.3	6.77
Benkongor III	Sewa River	85.5	70.9	513.1	77.4	3.72
Mange I	Little Scarcies	35.2	75.3	244.1	84.8	5.72
Mange II	Little Scarcies	12.8	84.5	108.6	51.8	7.15
Tendata	Little Scarcies	28.6	77.5	211.4	95.4	6.45
Kuse I	Little Scarcies	28.0	37.8	99.3	123.2	32.14
Kuse II	Little Scarcies	91.8	83.1	679.7	298.0	5.90
Maka	Little Scarcies	21.0	55.4	113.5	77.2	11.65
Kumba	Little Scarcies	48.9	64.3	302.8	166.7	8.14
Kambatimbo	Little Scarcies	65.7	56.1	322.1	81.2	4.93
Kabata Falls	Seli River	2.4	43.0	7.6	9.0	29.35
Rokon	Seli River	31.8	47.4	136.5	72.0	14.09
Bumbuna Falls	Seli River	26.8	80.0	205.8	75.8	5.70
Yiben I	Seli River	61.5	78.9	442.9	90.6	2.89
Yiben II	Seli River	62.1	75.8	430.2	122.4	3.94
Komoia	Seli River	10.8	59.9	61.6	41.5	11.97
Betmai I	Pampana River	52.5	57.7	268.5	69.0	5.88
Betmai II	Pampana River	60.0	50.8	269.9	89.5	8.10
Betmai III	Pampana River	36.6	72.4	249.5	84.5	4.92
Titama	Taia River	22.2	47.1	95.9	52.0	13.06
Levuma	Sewa River	7.8	91.0	59.0	49.4	14.96
Banda Karafaia	Sewa River	7.8	75.3	54.1	34.9	8.57
Goma	Sewa River	9.8	59.4	49.6	21.0	10.43
Baraka	Moa River	39.6	65.2	233.8	87.5	8.26
Nyandehun	Moa River	6.4	98.2	49.4	22.9	7.42
Moyamba	Gbangbaia River	4.4	51.5	21.8	20.4	19.50
Total	—	974.8	—	5,881.6	2,216.4	—

[出所] Lahmeyer International (1995.11), “Power Sector Master Plan, Sierra Leone”

[備考] 有望地点 (発電原価 US ¢ /kWh 以下)

1US\$=97.28 円

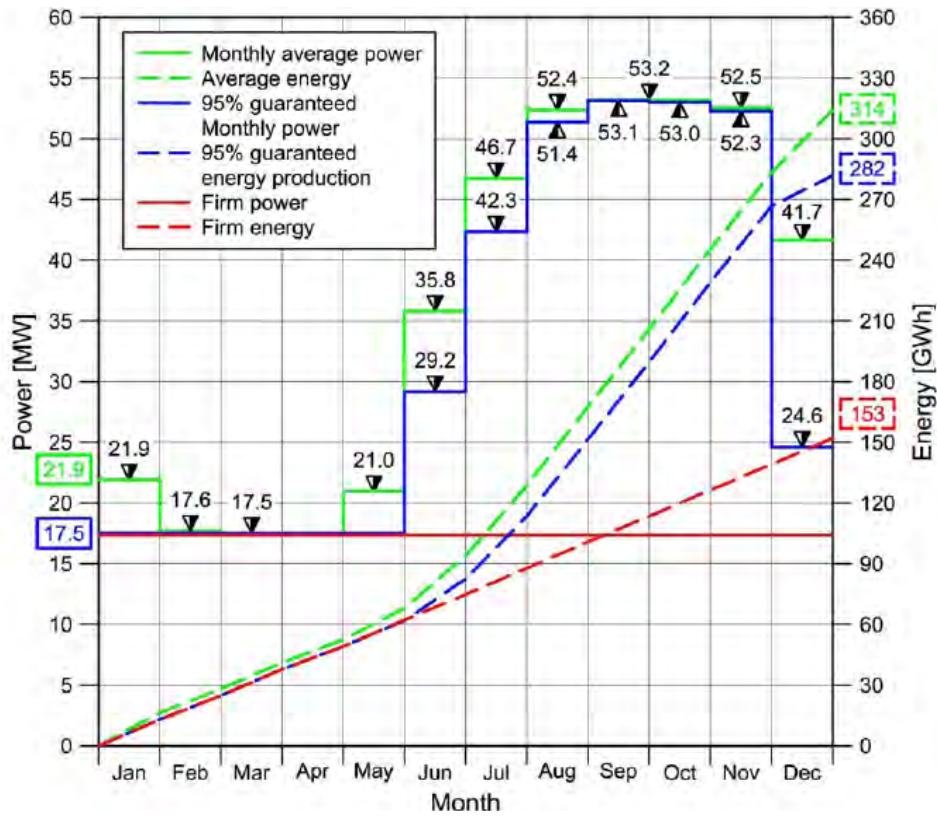
開発済み



[出所] Lahmeyer International (1995.11), “Power Sector Master Plan, Sierra Leone”

図 5. 2-1 水力開発候補地点の位置

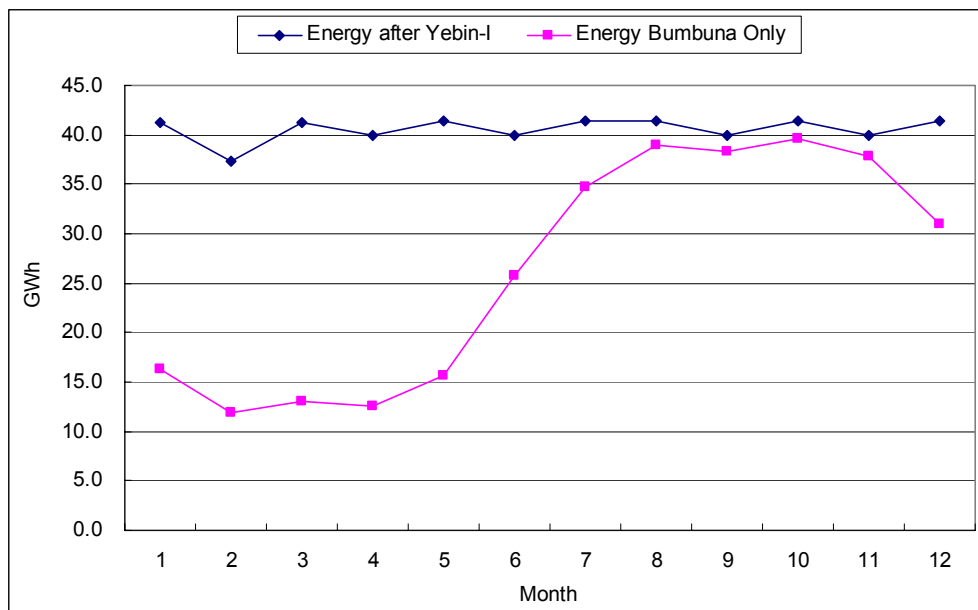
Yiben の優位性は発電原価のみではなく、Yiben ダムの上流制御によってブンブナ水力は最大の能力を発揮できるようになる。ブンブナ水力の発電出力は雨季の 50MW から乾季の 17.5MW まで、利用可能な水量の季節変動により変化する。図 5.2-2 に、水理データに基づくブンブナ水力の月別発電出力を示す。



[出所] Studio Ing. G. Pietrangeli s. r. l. (July 2006) "Hydrological Studies Update"

図 5.2-2 ブンブナ水力の月間発電出力と年間発電量

図 5.2-3 には Yiben の上流制御が有る場合、無い場合の、ブンブナ水力の月間発電特性を示す。仮に Yiben が建設された場合、ブンブナ水力は年間を通して安定した出力で運転することが可能となる。



[出所] JICA 調査団

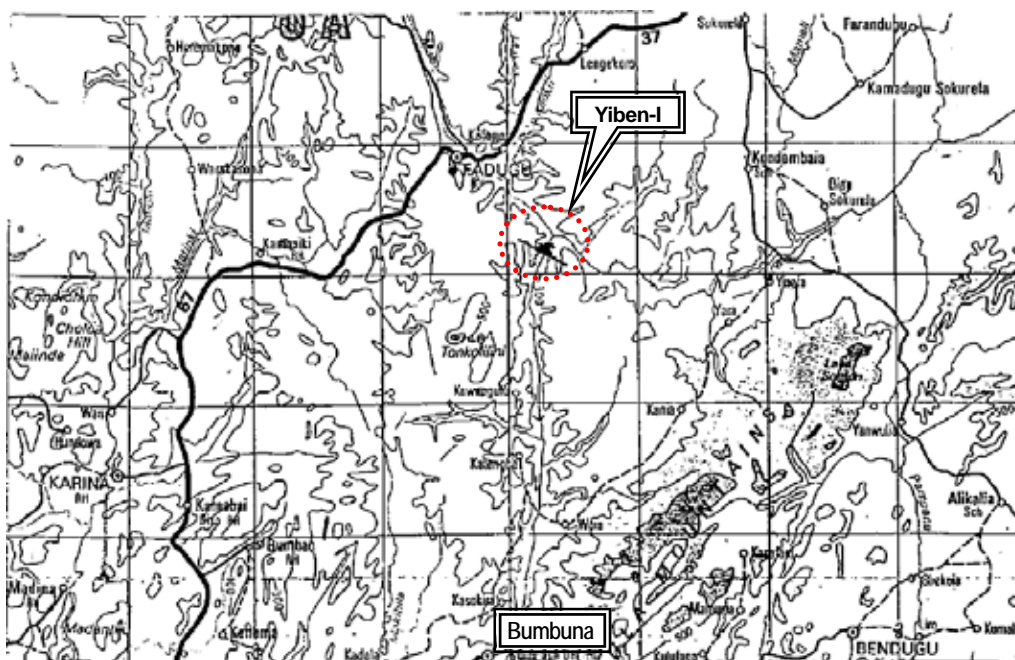
図 5.2-3 ブンブナ水力の月別発電電力量の変化 (Yiben による上流制御の有無)

更に Yiben は、既に建設されているブンブナーフリータウン送電線から約 30km の距離に位置することから、フリータウンまで新たな長距離送電線を建設する必要が無い。このような利点から、調査団は Yiben (stage I and II) を最も優先すべき水力開発地点として選定し、電源開発計画の候補電源とした。なお、2025 年の最大電力は 136.3 MW と予測されているが、Yiben-I (61.5 MW)、Yiben-II (62.1 MW) の定格出力合計は 123.6 MW であり、Yiben 建設後のブンブナ水力の保証出力が 50MW となることを考慮すれば、2025 年までの水力発電の開発候補としては、Yiben-I、Yiben-II の 2 箇所を対象とすれば十分と判断される。Yiben-I、Yiben-II の開発順位については、建設コスト、発電原価の安価な Yiben-I を優先する。

以下に、Yiben-I 水力、Yiben-II 水力の計画概要を示す。

1) Yiben-I 水力の概要

Yiben-I 水力は、ブンブナ水力と同じ Seli 水系の上流 26 km に位置するロックフィルダム式水力発電所として計画されている。定格出力は 61.5MW、単機容量 20.5MW のフランシス型水車発電機 3 台が設置される計画である。Yiben-I 水力の位置を図 5.2-4、計画概要を表 5.2-4 に示す。



[出所] Lahmeyer International (1995.11), “Power Sector Master Plan, Sierra Leone”

図 5.2-4 Yiben-I 水力地点の位置

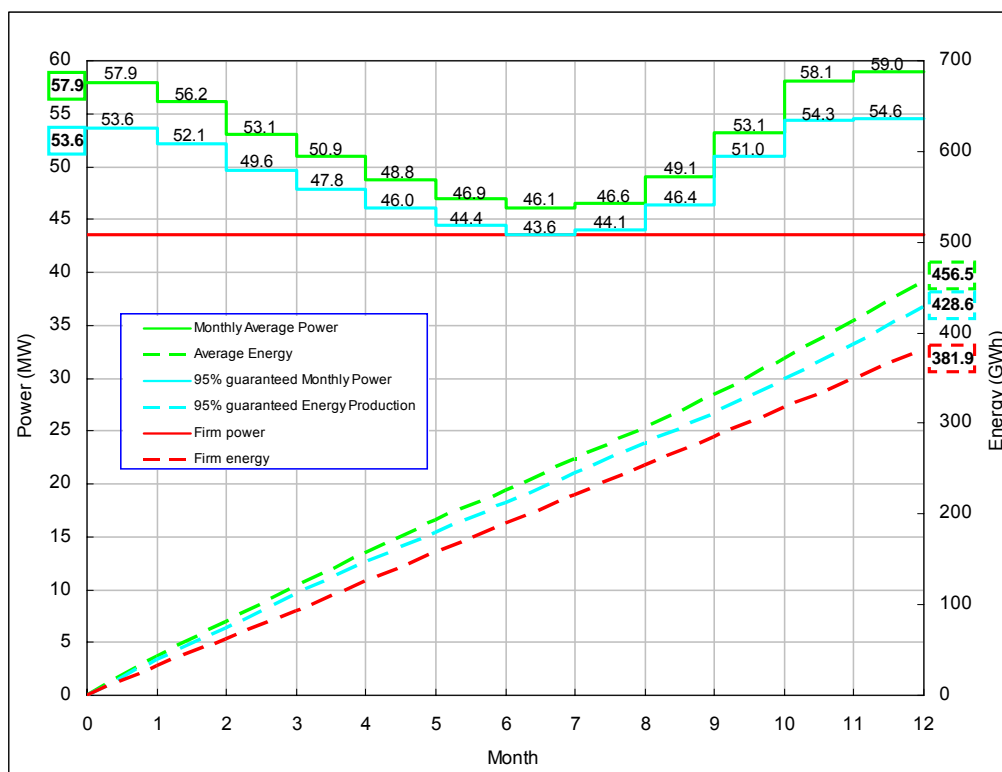
前回マスタープラン (Lahmeyer International, 1996) では、ブンブナサイトでの 1970～1979 年の 10 年間の河川流量測定値を基に、流域内の観測降雨データで補正することにより、1942～1992 年の Yiben-I サイトでの河川流量データを計算している。本調査では、その河川流量データ及び水文、気象データを用いて貯水池運用を検討し、Yiben-I の月別発電可能出力、発電可能電力量を計算した。その結果を図 5.2-5 に示す。

表 5.2-4 Yiben-I 水力発電プロジェクト概要

Province/District	North / Kondenbaia
Catchment	Seli River
Reservoir Surface Area	126km ²
Dam Type	Rockfill Dam
Rated Head	69.8m
Turbines, Rating at 50% Plant Factor	3 Francis 20.5MW
Plant capacity (ex-transformer)	61.5MW
Average/ Guaranteed Continuous Power	50.45/ 48.2MW
Average Annual Generation	442.9GWh
HV Feeder Line	161kV, 30km
Basic Project Cost*	172.3 million US\$
Generation Cost (Weighted)*	5.33 US\$/kWh

[出所] Lahmeyer International (1995.11), "Power Sector Master Plan, Sierra Leone"

[備考]* : 建設費、発電原価はインフレを考慮して 2009 年価格に補正。1US\$=97.28 円

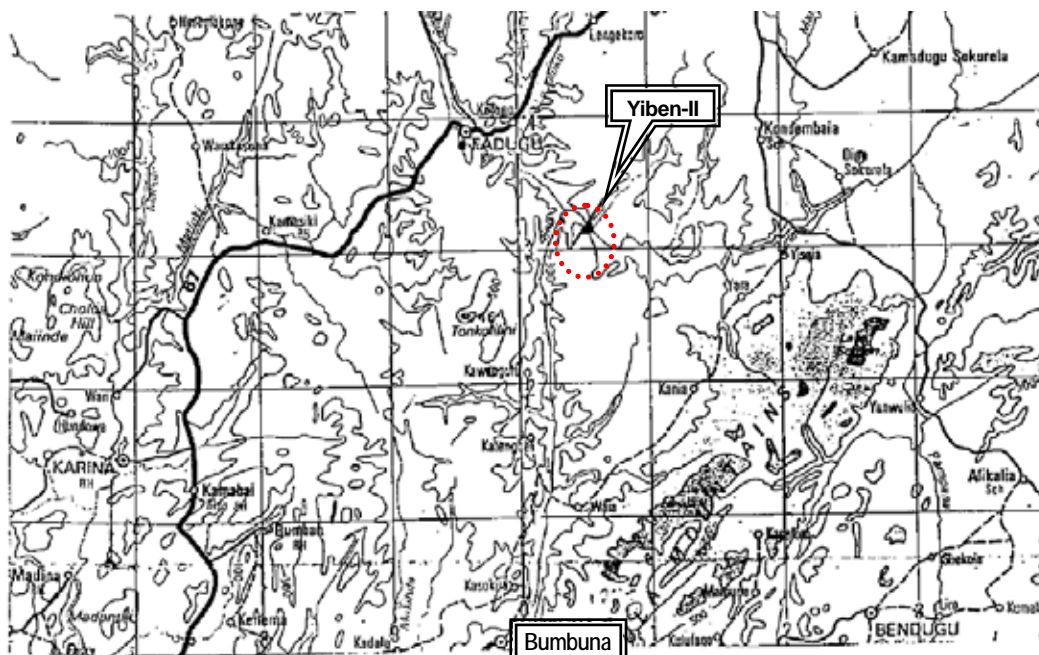


[出所] JICA 調査団

図 5.2-5 Yiben-I の月別発電可能出力 (MW)、月別発電電力量 (GWh)

2) Yiben-II 水力の概要

Yiben-II 水力は、ブンブナ水力と同じ Seli 水系の上流 30 km に位置するロックフィルダム式水力発電所として計画されている。定格出力は 62.1MW、単機容量 20.7MW のフランシス型水車発電機 3 台が設置される計画である。Yiben-II 水力の位置を図 5.2-6、計画概要を表 5.2-5 に示す。



[出所] Lahmeyer International (1995.11), “Power Sector Master Plan, Sierra Leone”

図 5.2-6 Yiben-II 水力地点の位置

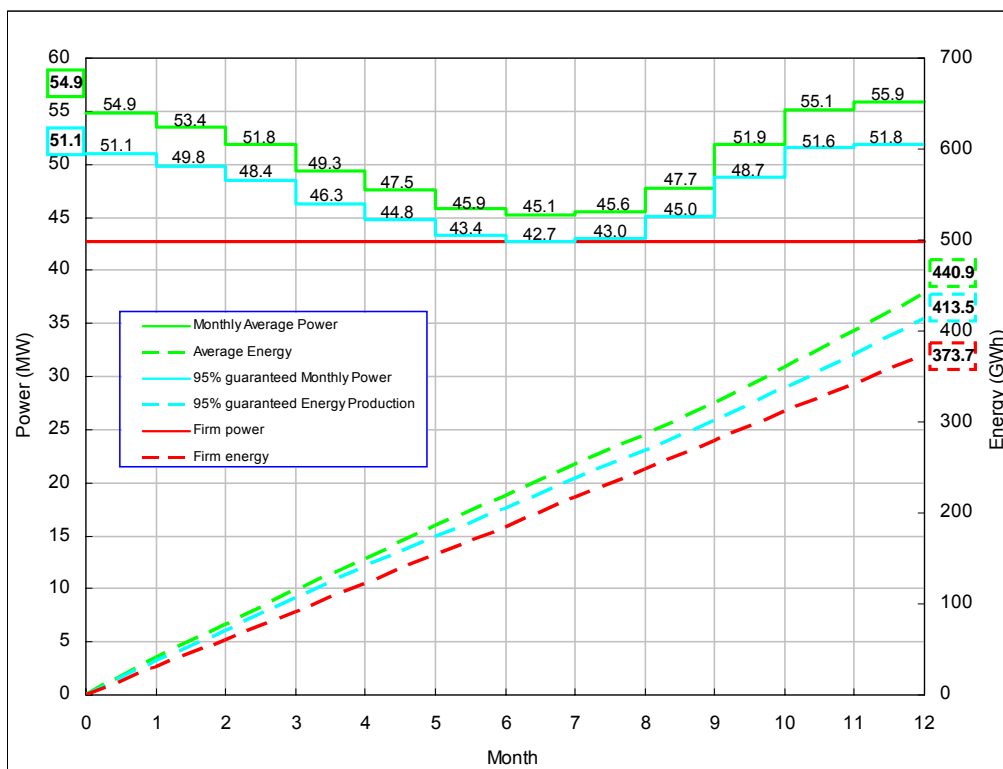
表 5.2-5 Yiben-II 水力発電プロジェクト概要

Province/District	North / Kondenbaia
Catchment	Seli River
Reservoir Surface Area	93.2km ²
Dam Type	Rockfill Dam
Rated Head	78.4m
Turbines, Rating at 50% Plant Factor	3 Francis 20.7MW
Plant capacity (ex-transformer)	62.1MW
Average/ Guaranteed Continuous Power	49.1/ 47.4MW
Average Annual Generation	430.2GWh
HV Feeder Line	161kV, 35km
Basic Project Cost*	223.5 million US\$
Generation Cost (Weighted)*	7.00 USc/kWh

[出所] Lahmeyer International (1995.11), “Power Sector Master Plan, Sierra Leone”

[備考]* : 建設費、発電原価はインフレを考慮して 2009 年価格に補正。1US\$=97.28 円

前回マスタープラン (Lahmeyer International, 1995) では、ブンブナサイトでの 1970～1979 年の 10 年間の河川流量測定値を基に、流域内の観測降雨データで補正することにより、1942～1992 年の Yiben-II サイトでの河川流量データを計算している。本調査では、その河川流量データ及び水文、気象データを用いて貯水池運用を検討し、Yiben-II の月別発電可能出力、発電可能電力量を計算した。その結果を図 5.2-7 に示す。



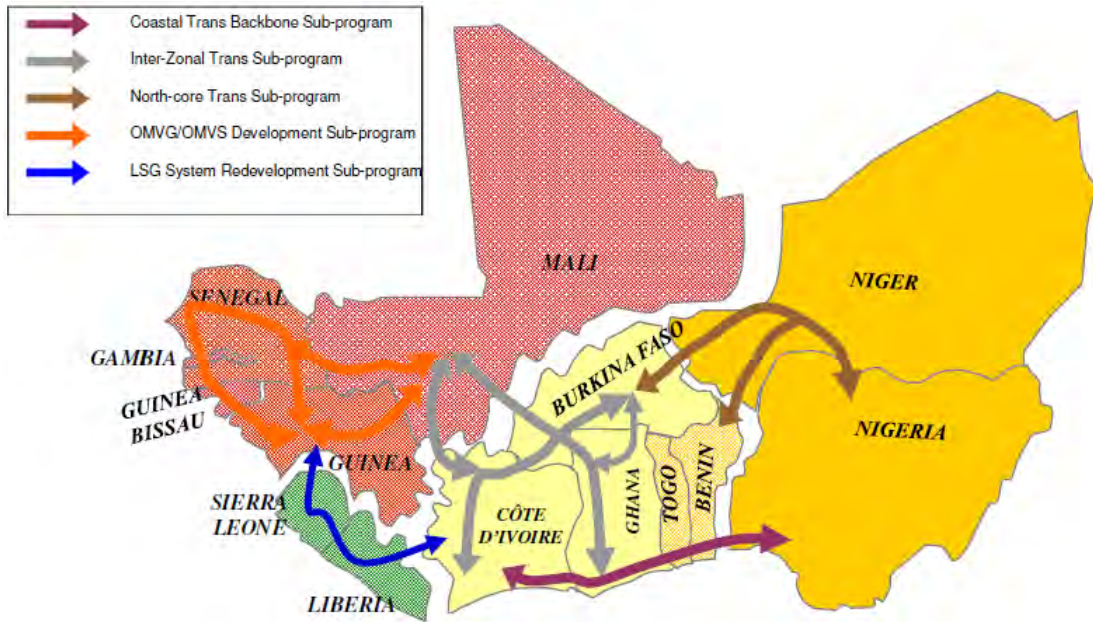
[出所] JICA 調査団

図 5.2-7 Yiben-II の月別発電可能出力 (MW)、月別発電電力量 (GWh)

(3) 西アフリカパワープール

西アフリカパワープール (WAPP : West African Power Pool) は西アフリカ諸国の電力不足を解消するため、第 22 回 ECOWAS 諸国会議の決定に基づき設立された。WAPP の理念は、個々の国々の電力系統運用を地域電力市場に統合することで、中長期的に ECOWAS 加盟国の人々に安定して信頼性が高く、安価な電力供給を確保することである。WAPP における国際連系線の概要を図 5.2-8 に示す。WAPP のプロジェクトには、国際連系線のみではなく水力、火力発電所の開発も含まれている。

図 5.2-9 には、図 5.2-8 に LSG System Redevelopment Sub-program として青線で示された、「シ」国と周辺国を結ぶ国際連系線のルートを示す。ギニアの Linsan から「シ」国を通過し、コートジボアールの Man まで、約 1,100km の 225kV 送電線が建設される計画であり、同送電線ルートの現地踏査、環境影響評価が韓国電力 (KEPCO : Korean Electric Power Corporation) により実施されている。同連系線は 2014 年に完成すると言われているが、資金調達の目処が立っておらず、現時点では実現の見通しは明らかではない。また現在、西アフリカ諸国は全体的に発電容量が不足しており、発電所の建設が伴わなければ国際連系線が完成しても電力融通を行なうことは困難である。以上の状況から本調査では、WAPP からの電力融通は電源開発上の供給力として考慮しない。



[出所] Babatunde Adeyemo (2007), “Overview of WAPP generation and cross border transmission projects”, West African Power Industry Convention 2007

図 5. 2-8 WAPP における国際連系線の概要

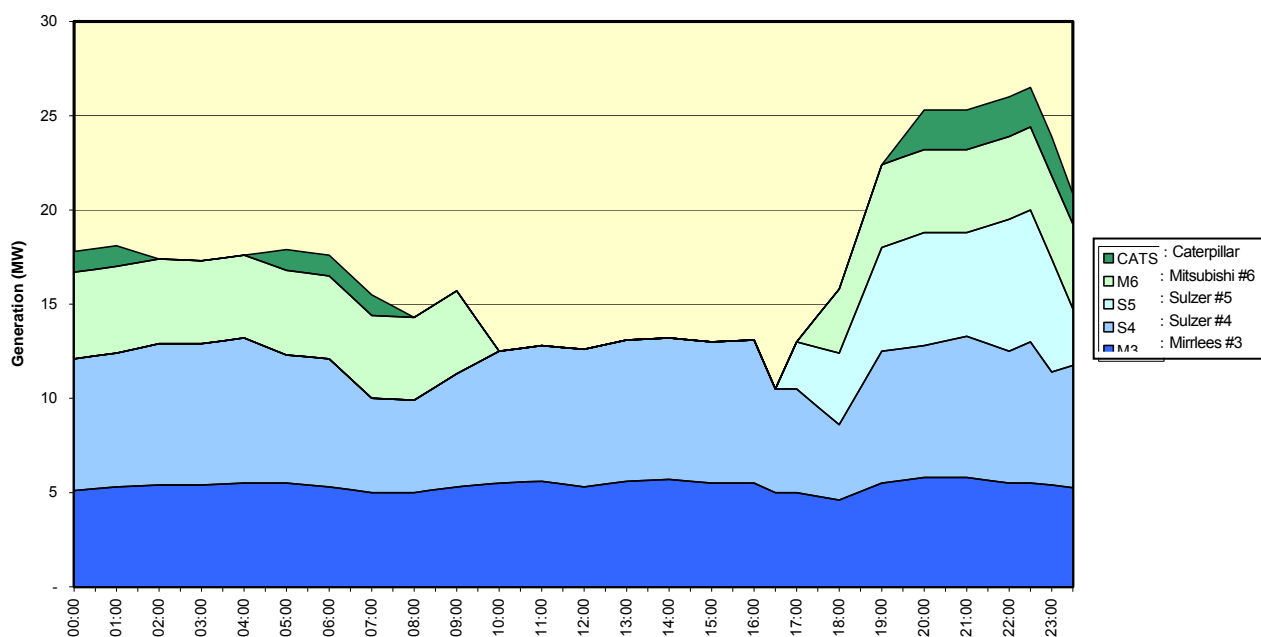


[出所] Korean Electric Power Corporation (2009.1), “CÔTE D’IVOIRE – LIBERIA – SIERRA LEONE – GUINEA INTERCONNECTION PROJECT, Line Route, Environmental and Social Impact Assessment Study, Inception Report”

図 5. 2-9 シエラレオネと近隣国の国際連系線ルート

5.2.4 負荷持続曲線

ウェスタンエリアで記録された最も高いピーク電力は、2002年12月5日の26.5MWである。図5.2-10に最大ピーク電力を記録した日の日負荷曲線を示す。

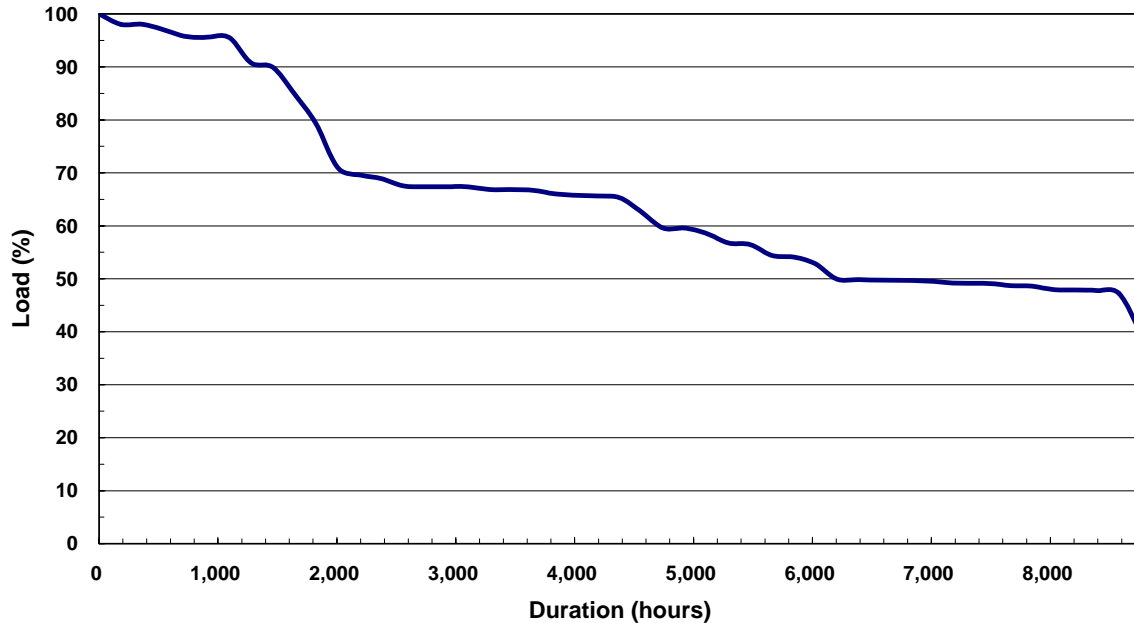


[出所] Power Planning Associates (2004), "Rehabilitation and Reinforcement of the Western Area Sub-transmission and Distribution, FINAL REPORT"

図 5.2-10 ウェスタンエリア電力系統の日負荷曲線 (2002年12月5日)

日負荷は22:30に最大となっているが、通常のピーク負荷が発生する時間帯よりもかなり遅い。また、日中(10:00am-17:00)の電力負荷が深夜及び早朝(23:00-5:00am)と比べてかなり低い点も、通常の日負荷曲線とは異なっている。これらの特徴から、ウェスタンエリアの日負荷曲線は、産業需要よりも家庭用需要の推移を顕著に示していると考えられる。

近年、ウェスタンエリア電力系統では輪番停電が常時行われているため、実際に測定された日負荷曲線は真の電力負荷の時間推移を表しているとは言えない。このため、供給力に余裕があった過去の電力負荷データを用いて、負荷持続曲線を作成せざるを得ない。このような制約の下、負荷制限が行われておらず、時間別負荷データの入手が可能という二つの条件を満足する過去の電力負荷データとして、図5.2-10の日負荷曲線に基づき負荷持続曲線を作成すると下図の通りとなる。本調査の電力開発計画では、下図の負荷持続曲線に基づき発電モード(ベース、ミドル、ピーク)別の電源開発必要量を検討する。



[出所] NPA 及び JICA 調査団

図 5.2-11 ウェスタンエリア電力系統の負荷持続曲線

5.2.5 供給予備力

電力供給の信頼性を評価する指標として、見込み不足日数 (LOLP : Loss Of Load Probability) を使用し、目標とする LOLP を満足するために必要な供給予備力を備えた電源開発計画を策定する。LOLP は電力供給の信頼度基準として世界中で広く適用されており、米国 (NERC : North American Electric Reliability Corporation) では 1 日/10 年、インドネシア (PLN) では 1 日/年、スリランカ (CEB : Ceylon Electricity Board) では 3 日/年を LOLP の基準として設定している。「シ」国の現状は、輪番停電により常に負荷制限が行われているため、供給信頼度は極端に低いと言わざるを得ないが、今後の経済成長に伴い需要家がより高い電力供給品質を要求するようになると想定される点や、他の途上国の電力供給信頼度を考慮し、「シ」国の将来的な LOLP の目標を 7 日/年 (1.918%/年) と設定する。

なお、発電機の計画補修停止容量として、最大出力のディーゼル発電機 1 台分を確保するものとし、計画補修と LOLP の両方を満足する供給予備力を確保した電源開発計画を策定する。

解説：見込み不足日数 (LOLP) について

電力供給の信頼度を表す「見込み不足日数 (LOLP)」は、「電力需要に対して供給力が不足する時間」で定義される。供給力が低下する原因には、水力発電所の季節的な出水変動や火力発電設備の事故停止等があり、事故停止の確率は当該発電設備の事故停止率 (FOR : Forced Outage Rate) で定義される。

モデルケースとして、以下の電力供給システムを想定し、LOLP を計算する。

- 供給可能出力：30 MW (10 MW×3 台)
- ピーク負荷：18 MW
- 発電設備の事故停止率：10%

この電力供給システムにおける発電設備の稼働、停止状態及びその事象の発生確率は、以下の発電容量低下確率表 (Capacity Outage Probability Table) にて表される。発電設備の事故停止率が 10% であるということは、あるユニットが運転可能である確率は 0.9 (90%)、事故停止している確率は 0.1 (10%) となる。複数のユニットの運転・停止状態を確率で表現するには、各々の事象が発生する確率の積を計算すればよい。3 台のユニットが全て運転可能である確率は、 $0.9 \times 0.9 \times 0.9 = 0.729$ となる。

表 5.2-6 発電容量低下確率表

Capacity Outage Cases	Operating Status			Probability of Operating Status				Outage Capacity (MW)
	Unit #1	Unit #2	Unit #3	Unit #1	Unit #2	Unit #3	Total	
All units up	○	○	○	0.9	0.9	0.9	0.729	0
2units up, 1unit down	×	○	○	0.1	0.9	0.9	0.081	0.243
	○	×	○	0.9	0.1	0.9	0.081	
	○	○	×	0.9	0.9	0.1	0.081	
1unit up, 2units down	×	×	○	0.1	0.1	0.9	0.009	0.027
	×	○	×	0.1	0.9	0.1	0.009	
	○	×	×	0.9	0.1	0.1	0.009	
All units down	×	×	×	0.1	0.1	0.1	0.001	30

[Remarks] ○:Operational, ×:Outage

Sum= 1.000

[出所] JICA 調査団

例えば、2 台運転、1 台停止となる発電機の運転状態の組み合わせは 3 通りあり、その確率を合計すると 0.243 (= 0.081 + 0.081 + 0.081) となる。この場合、発電可能出力は 20 MW であり、ピーク負荷 (18MW) を上回るため供給支障は発生しない。

1 台運転、2 台停止となるケースも 3 通りであり、その確率を合計すると 0.027 (= 0.009 + 0.009 + 0.009) となる。この場合、出力低下量は 20 MW であるため、供給可能出力は 10 MW (30 MW - 20 MW) となり、ピーク負荷 18 MW に対して不足が生じる。この場合、電力需要に対して供給力不足が発生する時間は、図 5.2-12 の負荷持続曲線から 292 日となる。

3 台停止のケースが発生する確率は 0.001 (= 0.1×0.1×0.1) であり、この場合、電力需要に対して供給力不足が発生する時間は 365 日となる。

ここで、

O_i : 供給不足が発生する出力低下量

P_i : 出力低下が O_i となる事象が発生する確率

t_i : 出力低下量が O_i となり、供給力不足が継続する時間

と定義すると、

$LOLP = \sum P_i \cdot t_i$ と表される。

表 5.2-6 の条件及び図 5.2-12 の負荷持続曲線に基づき、モデルケースの LOLP を計算すると、以下の通りとなる。

$$LOLP = 0.027 \times 292 \text{days} + 0.001 \times 365 \text{days} = 8.249 \text{ days/年}$$

なお、LOLP をパーセンテージで表現する場合は、見込み不足日数を 365 日で割ればよい。

$$LOLP(\%) = 8.249 \text{ days/年} \div 365 \text{days} = 2.26\% / \text{年}$$

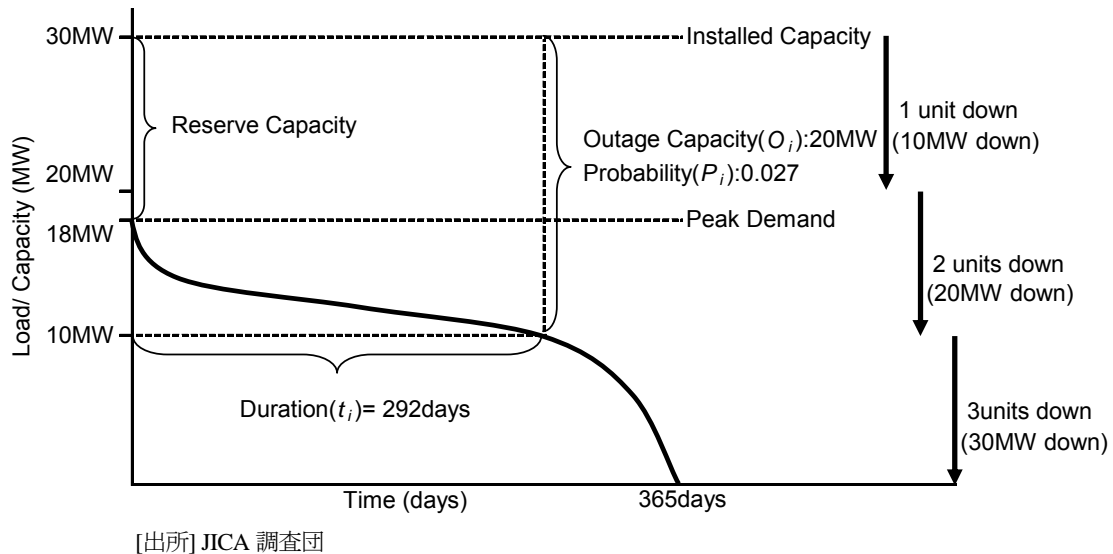


図 5.2-12 負荷持続曲線

5.2.6 燃料調達事情

「シ」国では、ディーゼル発電の主要燃料となる重油は、半官半民のシエラレオネ国有石油会社 (NPC : National Petroleum Company Limited) が輸入、販売を一手に行っている。NPC は「シ」国内に 60,000 トン (12,000 トン×5 基) の重油貯蔵タンクを有しており、スイスを本拠地とする Addax 社から購入した重油を貯蔵している。Addax 社は、セネガル、コートジボワール、ベナン、ナイジェリアに重油備蓄基地を有しており、同社のタンカーで「シ」国に重油を輸送している。過去は NPA が最大の重油の消費者で、3,000~5,000 トン/月を供給していたが、現在は Sierra Rutile が最大の需要家である。NPC は、将来「シ」国に重油焚きディーゼル発電所が建設された場合には、需要に見合った貯蔵設備の拡張や重油の調達を行う意向を表明している。

5MW クラスの重油焚きディーゼル発電機が、定格負荷で 1 ヶ月間連続して運転した場合の重油消費量は 720 トン程度であり、NPA の重油消費実績 (3,000~5,000 トン/月) は、20~35MW のディーゼル発電機が定格負荷で 1 ヶ月間運転した場合の燃料消費量に相当する。本調査では、2025 年の最大電力は 136.3 MW と想定しているが、そのうち 100 MW を重油焚きディーゼル発電で供給すると想定し、利用率 70% で運転した場合の月間重油消費量は約 10,100 トンとなる。これは、NPC の重油貯蔵容量の約 17% であり、燃料供給能力の点で特段の問題は無い。

「シ」国では鉄鉱石、ボーキサイト、金、ルチル等の鉱物資源が豊富であるが、石炭やガスの埋

蔵は確認されていない。最近、「シ」国の沖合で石油の埋蔵が確認されたが、埋蔵量や生産の開始時期については明らかではない。従って当面の火力発電燃料は輸入に依存せざるを得ない。

5.2.7 開発候補電源の最短運転開始年

開発候補電源として想定したディーゼル発電、水力発電（Yiben-I、II）について、資金調達、詳細設計、入札、環境影響評価、及び建設工事の期間を考慮した最短運転開始年を以下の通り設定し、電源開発計画策定の上で考慮する。

(1) 火力発電

1) 高速ディーゼル発電

パッケージ型の高速ディーゼル発電期は、発注、納入、据付まで1年以内で可能であることから、最短運転開始年を2010年とする。

2) 中速及び低速ディーゼル発電

中速及び低速ディーゼル発電所の建設工期は、表5.2-7に示す通り4.5年と想定されることから、最短運転開始年は2014年とする。ただし、BADEA及びサウジ開発基金の資金援助で建設されるブラックホールロード発電所については、入札の際に応札価格が予算枠を超過したため、調達するディーゼル発電機の台数を3台から2台に減らした経緯があり、現在NPAは1台分の追加資金をBADEAに要請している。追加分の1台については、既に2台分を契約済みのコントラクターに追加発注される見込みであることから、表5.2-7の調査・設計、資金調達、入札期間が削減される可能性があり、ブラックホールロード発電所の1台追加分については、2011年を最短運転開始年とする。

表 5.2-7 中速及び低速ディーゼル発電所の予想建設工期

Year	1st year					2nd year					3rd year					4th year					5th year										
	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	
Selection of Consultant	■		3 months																												
Basic and Detailed Design		■				6 months																									
Fund Procurement						■					12 months																				
EIA License Application					■				6 months																						
Bidding, Negotiation and Contract											■					12 months															
Design and Manufacturing																			■					15 months							
Installation and Commissioning																									■				6 months		

[出所] JICA 調査団

(2) 水力発電

Yibe-I および Yiben-II の建設工期は、表5.2-8に示す通り10年間と想定されることから、Yiben-I または Yiben-II の最短運転開始年は、2019年とする。

表 5.2-8 Yiben-I 及び Yiben-II 水力発電所の予想建設工程

Year	1st year				2nd year				3rd year				4th year				5th year				6th year				7th year				8th year				9th year				10th year										
	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9
Selection of Consultant	■																																														
Feasibility Study					■																																										
Environmental Impact Assessment									■																																						
Fund Procurement													■																																		
EIA License Application													■																																		
Detailed Design & Bid Preparation																	■																														
Bidding, Negotiation and Contract																					■																										
Construction Works																																															
Civil Work																																															
Steel Structures (Gate & Penstock)																																															
Electrical Equipment (Hydro Turbine & Generator)																																															
Transmission Line & Substation																																															
Communication Equipment																																															
Commissioning																																															

[Remarks] ■■■ Design and Manufacturing

[出所] JICA 調査団

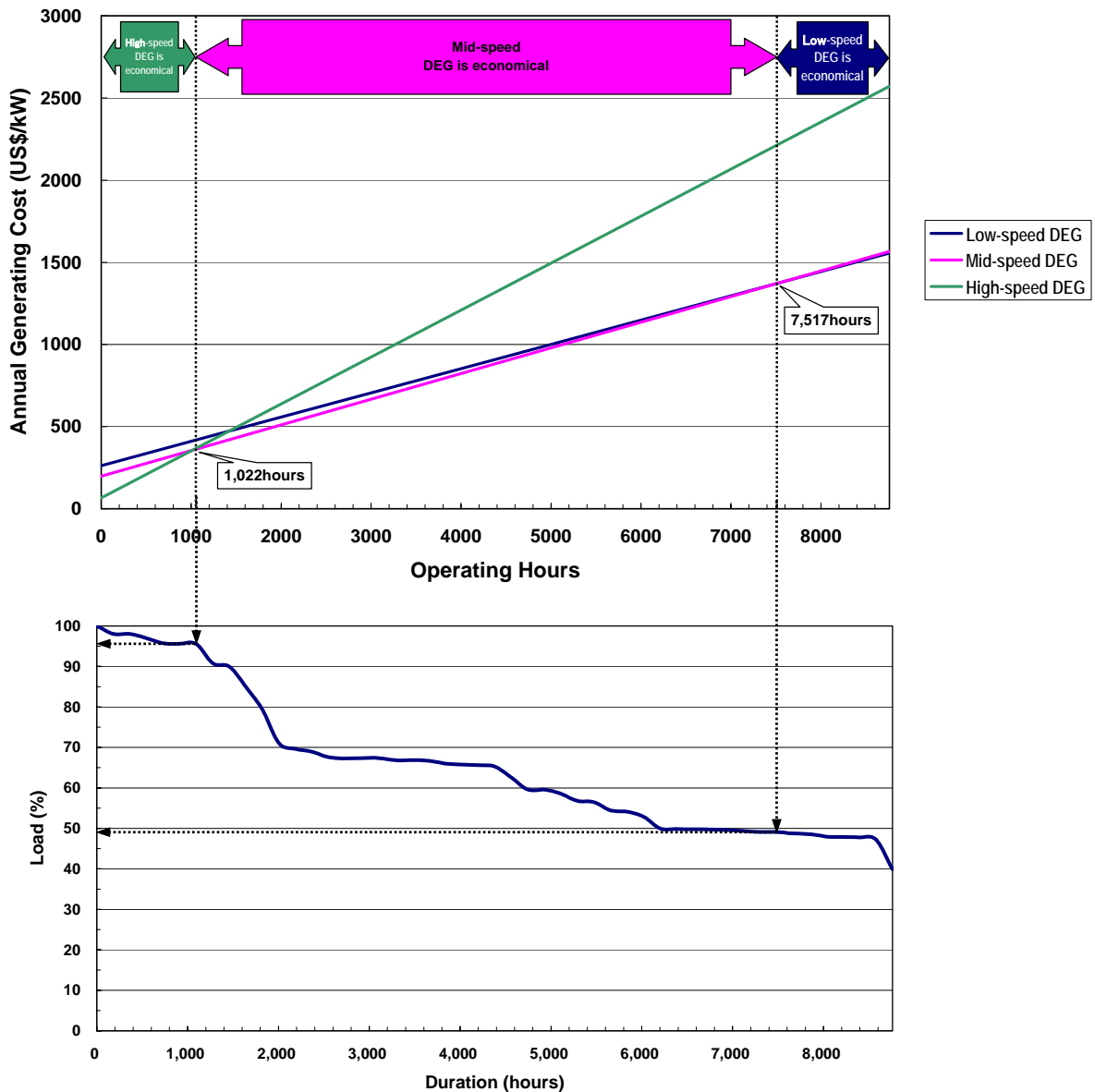
5.3 最適電源開発計画の検討

5.3.1 スクリーニング解析による事前検討

最小費用電源開発計画の事前検討として、ディーゼル発電設備の型式別に、最も経済的な運転時間範囲をスクリーニング解析によって求める。固定費として資本回収係数により設備投資の年経費を計算、変動費は燃料費・運転維持管理費を年間運転時間に応じて計算し、それらの合計発電年経費を発電容量 (kW) で割って、出力 1kW 当りの年経費を求める。

図 5.3-1 には低速、中速、高速ディーゼル発電のスクリーニング曲線を示す。年間運転時間が 1,022 時間以下であれば高速ディーゼルが経済的となり、1,022~7,517 時間の間は中速ディーゼル、7,517 時間以上では低速ディーゼルが最も経済的となる。これをウェスタンエリアの負荷持続曲線に当てはめると、ピーク負荷の 48% 以下の範囲は低速ディーゼル、48~95% の範囲は中速ディーゼル、95% 以上を高速ディーゼルが負荷分担するよう組み合わせれば、設備投資、運転維持管理費の両面で最も経済的となる。

本調査では、最小費用電源開発計画を検討するため、IAEA によって開発された電源開発計画策定ソフトウェアである WASP (Wien Automatic System Planning Package) を使用するが、火力発電を主体とする電源開発計画を簡易な手法で策定する場合には、スクリーニング解析が用いられる。



[備考] 1US\$=97.28 円 [出所] JICA 調査団

図 5.3-1 スクリーニング曲線と負荷持続曲線

設備投資額を均等年経費に換算するための資本回収係数（CRF：Capital Recovery Factor）は、以下の式で計算する。

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

ここで、

r ：割引率

n ：耐用年数

上述の計算では、割引率を 10%と想定している。発電年経費は、以下の式で算出する。

$$\text{発電年経費} = \text{建設費} \times \text{CRF} + \text{燃料費} + \text{維持管理費}$$

5.3.2 電源開発シナリオの設定

長期的な発電コストの観点からは、水力を主体として電源開発を進めることが望ましいが、資金調達、住民移転を含めた環境社会配慮等、手続きに時間を要する懸念がある。このため、2025年までの間に新たな水力開発が行われないことを想定した「火力主体シナリオ」と、Yiben-I 水力及び Yiben-II 水力を開発候補電源として加える「水力主体シナリオ」の二通りの電源開発シナリオを想定する。

(1) 火力主体シナリオ

開発候補電源は、ベースロード及びミドルロード用発電機として重油焚き低速ディーゼル（回転数 150rpm 以下）及び重油焚き中速ディーゼル（回転数 750rpm 以下）、ピークロード用発電機としてパッケージ型のディーゼル油焚き高速ディーゼル（回転数 1,500rpm 以下、プライム仕様）を想定する。

(2) 水力主体シナリオ

上述の低速、中速、高速ディーゼル発電機及び Yiben-I 水力、Yiben-II 水力を開発候補電源とする。

5.3.3 WASP-IV による最小費用開発計画の検討

様々な種類の電源と開発パターンを組み合わせた最小費用電源開発計画を検討するため、IAEA によって開発された電源開発計画策定ソフトウェアである WASP (Wien Automatic System Planning Package, Version 4.0.3) を使用する。WASP では、LOLP や予備力率等の制約条件の範囲で、以下の目的関数 (Objective Function) が最小となる開発パターンを計算で求める。なお、将来の価格は割引率によって現在価値に換算される。

$$OF = C - SV + O\&M$$

ここで、

OF : 目的関数 (Objective Function)

C : 建設費 (Construction Cost)

SV : Salvage Value (残存簿価)

O&M : 運転維持管理費 (Operation & Maintenance Cost)

(1) 検討の前提条件

1) 開発候補電源の諸元

開発候補電源の諸元を以下の通り設定する。ディーゼル発電機の建設費は近年の市場価格及び実績価格を参考とし、Yiben-I、Yiben-II の建設費は前回マスタープランレポート (Lahmeyer International, 1996) の建設費を現時点価格に補正した。

表 5.3-1 開発候補電源の諸元

Items	Thermal Power Plants			Hydro Power Plants	
	High-speed diesel	Mid-speed diesel	Low-speed diesel	Yiben-I	Yiben-II
Plant Type/Name					
Capacity (MW)	1.8	8.0	15.0	61.5 (20.5x3)	62.1 (20.7x3)
Construction Cost (USD/kW)	400	1,500	2,200	2,802	3,599
Plant Life (years)	10	20	30	50	50
Construction period (years)	1	2	2	4	4
Expected earliest completion	2010	2014	2014	2019	2019
Fuel type	Diesel	Heavy Fuel	Heavy Fuel	-	-
Fixed O&M cost (USD/kW-month)	-	-	-	1.2	1.2
Variable O&M cost (USD/MWh)	20	20	20	-	-

[出所] JICA 調査団

WASP に入力するディーゼル発電機の詳細データは、以下の通りとした。

表 5.3-2 ディーゼル発電設備の WASP 入力データ

Input items	High-speed Diesel	Mid-speed Diesel	Low-speed Diesel
Rated capacity at generator end (MW)	1.8	8.0	15.0
Minimum operating level* (MW)	0.45	1.9	3.56
Maximum operating capacity* (MW)	1.8	7.6	14.25
Heat rate at minimum operating level (kcal/kWh)	2,600	2,400	2,250
Average incremental heat rate (kcal/kWh)	2,400	2,200	2,060
Spinning reserve as % of unit capacity	0	10	10
Forced outage rate (%)	10	10	10
Scheduled maintenance days per year	10	40	40
Fuel cost (cents/million kcal)	11,284.3	5,050.5	5,050.5
Variable operation and maintenance cost (\$/MWh)	20	20	20
Heat value of the fuel used (kcal/kg)	10,032	9,769	9,769

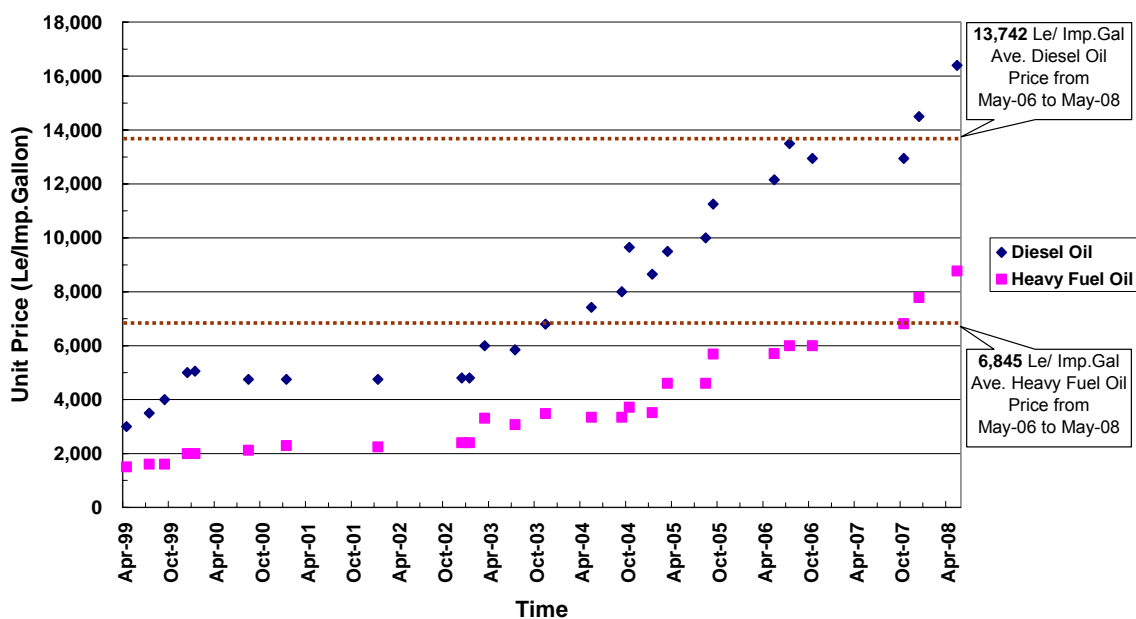
[備考] *: capacity at ex-transformer

[出所] JICA 調査団

2) 燃料費

世界的な原油価格の高騰の影響により、NPA が調達する重油、ディーゼル油の価格は近年急激に上昇している。図 5.3-2 に 1999 年 4 月以降の燃料価格の推移を示すが、2003 年頃から緩やかに上昇を始め、2007 年以降は急激に増加している。このような燃料価格の動向は今後も継続すると見られることから、電源開発の経済性検討に使用する燃料価格は 2006 年 5 月から 2008 年 5 月の間の平均値とし、以下の数値とする。

重油：6,845 Le/Imp. gallon ディーゼル油：13,742 Le/Imp. gallon



[出所] NPA

[備考] 1Le=0.03060 円

図 5.3-2 重油及びディーゼル油価格の推移

3) 割引率

シエラレオネ中央銀行が公表する短期国債（3ヶ月物）の金利は、2009年6月時点で9.83%であることから、将来価格の現在価値への換算に使用する割引率として10%/年を適用する。

4) 検討期間

WASPの経済性計算の仕組みにおいては、計画の最終年度付近では水力発電所のように初期投資額が大きく運転維持管理費が安い電源は、初期投資が小さく運転維持管理費が高いディーゼル発電機と比較して目的関数が大きくなる、即ち総合コストが高いと判断される傾向がある。これは、WASPが発電機の耐用年数における平均発電費用を計算しているのではなく、初期投資と運転維持管理費用から検討期間中の総合費用を計算しているためである。本調査の対象期間は2025年までの15年間であるが、上述のWASPの経済性計算上の特性を考慮し、2030年までを電源開発計画の検討期間とし、最小費用となる開発パターンを選定する。

5) 事故停止率

WASPの計算で使用するディーゼル発電機の事故停止率は10%/年とする。北米電力信頼度評議会（NERC：North American Electric Reliability Corporation）では、米国の様々な発電方式、出力帯別の発電設備の供給信頼度統計を公表しているが、2003年から2007年間のディーゼル発電設備の等価事故停止率（EFORd：Equivalent Forced Outage Rate demand）は8.41%であった。

なお、WASPでは水力発電設備の事故停止は想定しないため、火力発電設備の事故停止率のみを設定する。

(2) 火力主体シナリオ

火力主体シナリオにおいて、目標とする信頼度基準（LOLP<1.918% or 7days/year）を満足する最小費用電源開発計画を表5.3-3に示す。2025年までに、高速ディーゼル30.6MW、中速ディーゼル64.3MW、低速ディーゼル30MWの開発が必要となる。

表 5.3-3 最小費用電源開発計画（火力主体シナリオ）

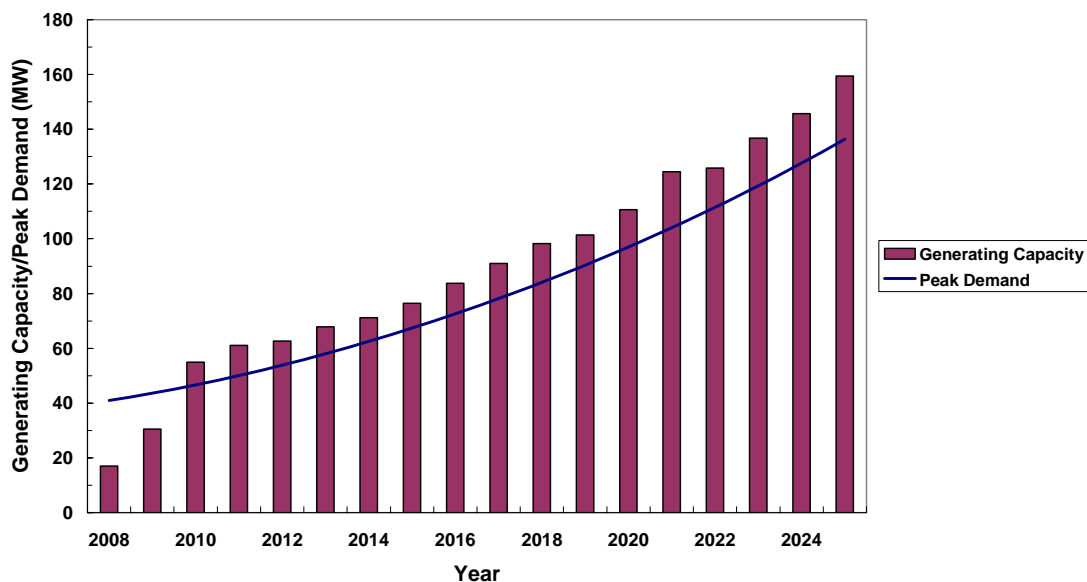
Year	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Low-speed Diesel (MW) (15MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8.0		8.0	1.438
2017		8.0		8.0	1.240
2018		8.0		8.0	1.159
2019	3.6			3.6	1.897
2020	1.8	8.0		9.8	1.548
2021			15.0	15.0	0.843
2022	1.8			1.8	1.910
2023	3.6	8.0		11.6	1.581
2024	1.8	8.0		9.8	1.763
2025			15.0	15.0	1.188
Total	30.6	64.3	30.0	124.9	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability
Target LOLP<1.918% (7days/year)

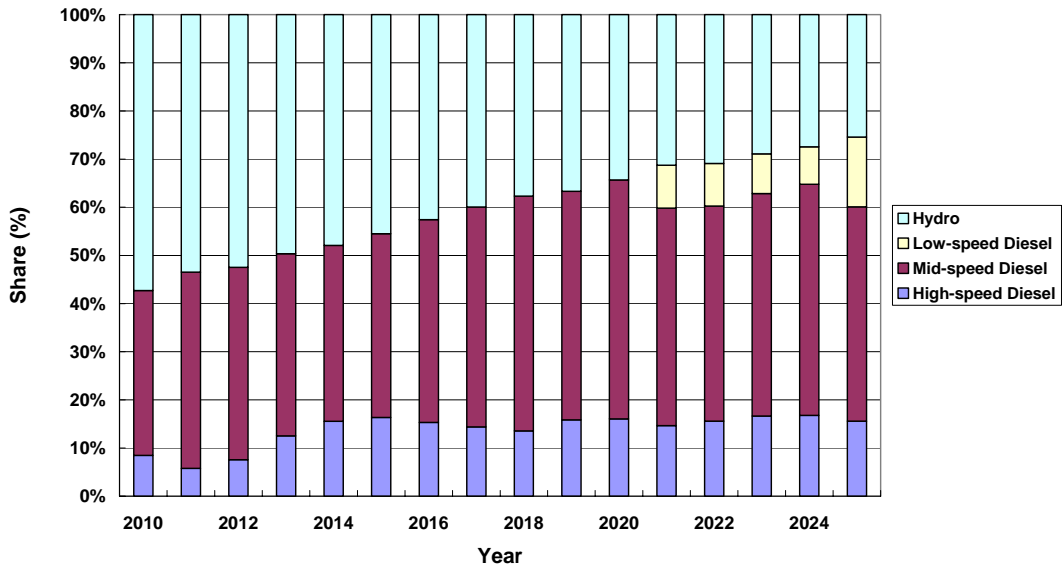
[出所] JICA 調査団

上記の電源開発を行った場合の、電力需給バランスを図 5.3-3、表 5.3-5 に示す。電源の種類別設備容量では、2010 年は水力が 57%を占めるが、次第にディーゼルの占める割合が大きくなり、2025 年には 75%を占めるようになる。図 5.3-4 に発電方式・型式別の設備容量の割合を示す。



[出所] JICA 調査団

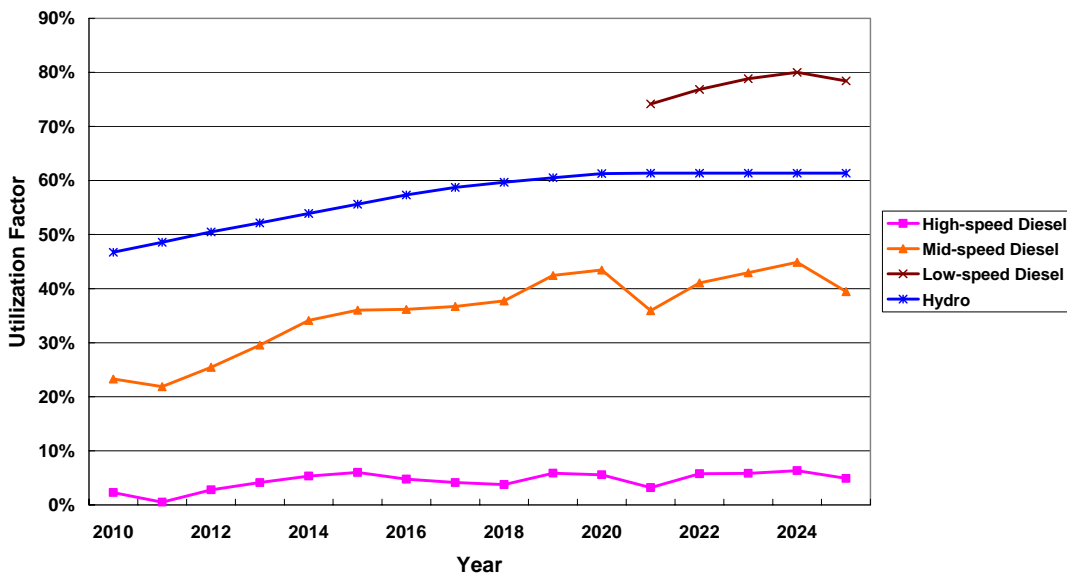
図 5.3-3 電力需給バランス（火力主体ケース）



[出所] JICA 調査団

図 5.3-4 発電方式・型式別の設備容量割合（火力主体シナリオ）

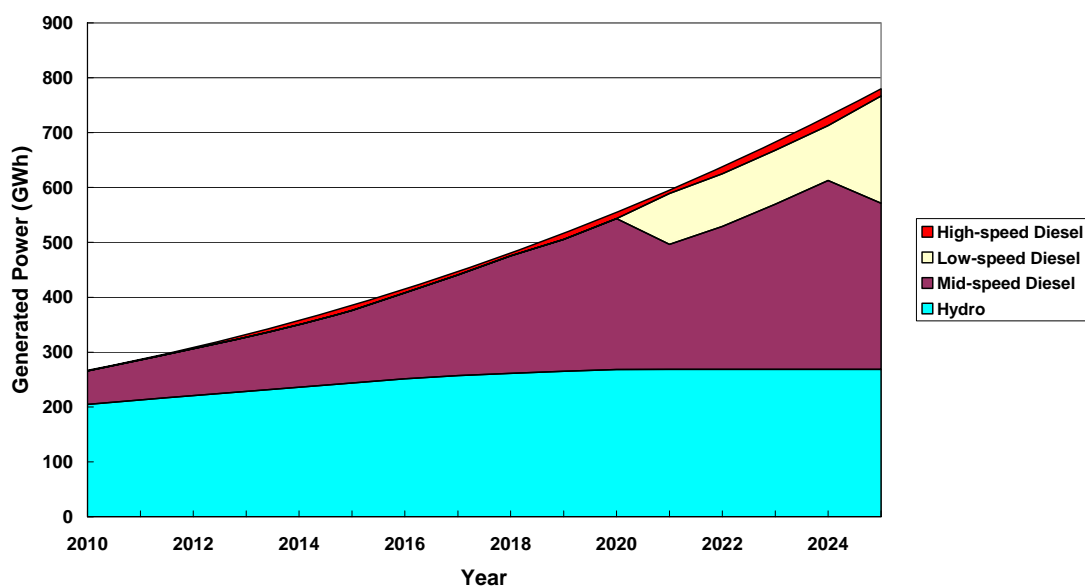
図 5.3-5 には発電方式・型式別の設備利用率を示すが、水力の利用率は 2020 年以降ほぼ一定となっており、この時点でプンプナ水力は年間発電可能量の限界に達していると判断される。このため、新たなベースロード電源が必要となり、2021 年以降に順次低速ディーゼル発電機を投入する計画とした。



[出所] JICA 調査団

図 5.3-5 発電方式・型式別の設備利用率

図 5.3-6 には発電方式・型式別の発電電力量の割合を示す。2010 年には発電電力量の 77% を水力が占めているが、その割合は年々低下し、2020 年には 50% を下回る。逆にディーゼル発電の割合は年々増加し、2025 年には全発電電力量の 66% を占めるようになる。高速ディーゼルは主にピークカット用に使用されるため、発電量に占める割合は 1~2% と僅かである。



[出所] JICA 調査団

図 5.3-6 発電方式・型式別の発電電力量の割合

火力主体シナリオの電源開発費用は、2025 年までの合計で約 213 百万米ドルとなる。2010 年から 2025 年までの毎年の設備投資額を表 5.3-4 に示す。高速ディーゼル発電機の耐用年数は 10 年であるため、11 年目に再投資費用を計上している。

表 5.3-4 電源開発費用（火力主体シナリオ）

[Unit: million USD, expressed in Y2009 price]

Year	Thermal Dominant Scenario				
	High-speed Diesel (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (8.0MW/unit)	Low-speed Diesel (15MW/unit)	Annual Investment Cost	Cumulative Investment Cost
2010	2.48	3.01	0.00	5.49	5.49
2011	0.00	12.03	0.00	12.03	17.52
2012	0.83	0.00	0.00	0.83	18.35
2013	2.48	0.00	0.00	2.48	20.83
2014	1.66	2.76	0.00	4.42	25.25
2015	0.83	13.80	0.00	14.63	39.87
2016	0.00	13.80	0.00	13.80	53.67
2017	0.00	13.80	0.00	13.80	67.47
2018	0.00	11.04	0.00	11.04	78.51
2019	1.66	2.76	0.00	4.42	82.93
2020	3.31	11.04	7.59	21.94	104.87
2021	0.00	0.00	30.36	30.36	135.23
2022	1.66	2.76	0.00	4.42	139.65
2023	4.14	13.80	0.00	17.94	157.59
2024	2.48	11.04	7.59	21.11	178.70
2025	0.83	2.76	30.36	33.95	212.65
Total	22.36	114.39	75.90	212.65	

[備考] 1US\$=97.28 円

[出所] JICA 調査団

表 5.3-5 ウェスタンエリア電力系統の電力需給バランス（ベースケース、火力主体開発シナリオ）

	Year Commissioned	Capacity (MW)	Estimate	Forecast																
				2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1. Peak Demand (MW)			41.0	43.7	46.7	50.0	53.8	58.0	62.5	67.4	72.6	78.2	84.1	90.4	97.0	104.0	111.5	119.3	127.6	136.3
Growth Rate (%)				6.5%	6.9%	7.2%	7.6%	7.8%	7.8%	7.8%	7.7%	7.7%	7.6%	7.5%	7.4%	7.2%	7.1%	7.0%	6.9%	6.8%
2. Generating Capacity (MW)			17.0	30.5	55.0	61.1	62.6	67.8	71.2	76.4	83.7	91.0	98.2	101.4	110.6	124.4	125.8	136.7	145.7	159.4
2.1 Kingtom P/S			15.0	11.0	18.9	18.8	20.5	25.8	29.3	27.0	26.9	26.8	26.6	30.1	32.0	31.8	33.6	37.3	39.1	39.0
(1) Mirreles 3	2002	6.3	(5.5)	Retire																
(2) Sulzer 4	1978	9.2	(7.0)	5.0	Retire															
(3) Sulzer 5	1980	9.2	(6.5)	5.0	Retire															
(4) Mitsubishi 6	1995	5.0	(3.5)	(3.5)	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	Retire										
(5) Caterpillar-1	2001	1.2	(1.0)	1.0	Retire															
(6) Caterpillar-2	2001	1.2	(1.0)	(1.0)	Retire															
(7) Mirreles-2 (Eskom)	(2006)	6.9	0.0	Retire																
(8) New DEG-7 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4
(9) New DEG-8 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4
(10) Rental Power (GTG1-14)	2007	15.0	15.0																	
(11) New DEGs (high-speed)		1.8MW/unit			5.4	5.4	7.1	12.5	16.0	17.8	17.7	17.6	17.5	21.0	23.0	22.9	24.6	28.4	30.2	30.1
					1.8MWx3	1.8MWx3	1.8MWx4	1.8MWx7	1.8MWx9	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx12	1.8MWx13	1.8MWx13	1.8MWx14	1.8MWx16	1.8MWx17	1.8MWx17
2.2 Blackhall Road P/S			2.0	2.0	18.6	24.8	24.6	24.5	24.4	31.9	39.3	46.7	54.1	53.8	53.5	53.3	53.0	52.7	52.5	52.2
(1) New DEG-1 (BADEA-I)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7
(2) New DEG-2 (BADEA-II)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7
(3) IPP (Income Electric)	2008	10.0	2.0	2.0	2.0															
(4) New DEG-3 (BADEA-III)	2011	Net 8.28				8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7
(5) New DEG-4 (mid-speed)	2015	8.0								7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.2
(6) New DEG-5 (mid-speed)	2016	8.0									7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3
(7) New DEG-6 (mid-speed)	2017	8.0										7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3
(8) New DEG-7 (mid-speed)	2018	8.0											7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3
2.3 New Diesel P/S															7.6	21.8	21.7	29.2	36.6	50.7
(1) New DEG-1 (mid-speed)	2020	8.0													7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4
(2) New DEG-2 (low-speed)	2021	15.0														14.3	14.2	14.1	14.0	14.0
(3) New DEG-3 (mid-speed)	2023	8.0																7.6	7.6	7.5
(4) New DEG-4 (mid-speed)	2024	8.0																	7.6	7.6
(5) New DEG-5 (low-speed)	2025	15.0																		14.3
2.4 Bumbuna Hydroelectric P/S				17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
(1) Unit 1	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
(2) Unit 2	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
3. Power Balance (MW) (2.-1.)			-24.0	-13.2	8.3	11.0	8.8	9.8	8.6	9.0	11.1	12.8	14.1	11.0	13.6	20.4	14.3	17.4	18.1	23.1
4. Maintenance outage (MW)			1.1	5.0	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	14.3	14.2	14.1	14.0	14.3
5. Firm capacity (MW) (2.-4.)			15.9	25.5	46.7	52.8	54.4	59.6	63.0	68.3	75.6	82.9	90.2	93.4	102.7	110.2	111.6	122.6	131.6	145.1
6. Reserve margin (MW) (5.-1.)			-25.1	-18.2	0.0	2.8	0.6	1.6	0.5	0.9	3.0	4.8	6.1	3.1	5.7	6.1	0.1	3.3	4.1	8.8
7. Reserve margin (%) (6./1.)			-61.2%	-41.6%	0.0%	5.5%	1.1%	2.8%	0.8%	1.3%	4.2%	6.1%	7.3%	3.4%	5.9%	5.9%	0.1%	2.8%	3.2%	6.5%
8. Loss of Load Probability (%)			N/A	N/A	1.584	0.674	1.670	1.668	1.788	1.902	1.438	1.240	1.159	1.897	1.548	0.843	1.910	1.581	1.763	1.188

Source: NPA and JICA Study Team

Remarks: (1) During dry season, generating capacity of Bumbuna drops up to 17.5 MW and this number is used for calculating power balance until Yiben-I Hydro is commissioned.

(2) Derating factor of each diesel engine generator is supposed to be about 0.5 % per annum.

(3) House consumption of diesel power station is estimated to be 5%.

(4) Ex-transformer generating capacity is used in calculating power balance, i.e. house consumption is subtracted from the output at generator-end except high-speed DEGs and Blackhall Road P/S New DEG-1, 2 & 3 (net capacity).

(5) Target Number of "Loss of Load Probability" (LOLP) to be achieved in the future Western Area Power System is less than 1.918% (7days/year).

(3) 水力主体シナリオ

水力主体シナリオにおいて、目標とする信頼度基準（LOLP<1.918% or 7days/year）を満足する最小費用電源開発計画を表 5.3-6 に示す。2025 年までに高速ディーゼル 18MW、中速ディーゼル 40.3MW、Yiben-I 水力（61.5MW）の開発が必要となる。2019 年に Yiben-I が運転を開始すると一時的に供給力に余裕ができることから、ピーク用高速ディーゼルを地方の未電化地域に移設することが可能である。

表 5.3-6 最小費用電源開発計画（水力主体シナリオ）

Year	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8.0		8.0	1.438
2017		8.0		8.0	1.240
2018		8.0		8.0	1.159
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0.0	<0.0005
2021				0.0	<0.0005
2022				0.0	<0.0005
2023				0.0	0.003
2024				0.0	0.049
2025				0.0	0.475
Total	18.0	40.3	61.5	119.8	

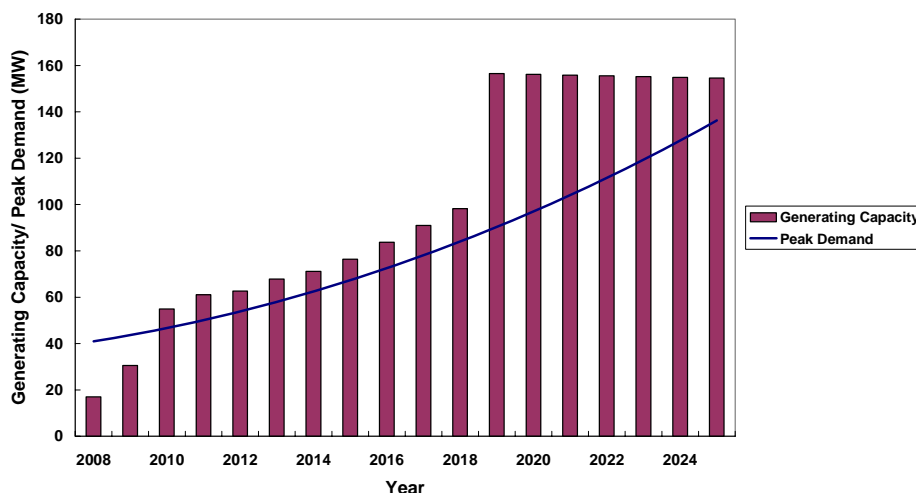
[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability

Target LOLP<1.918% (7days/year)

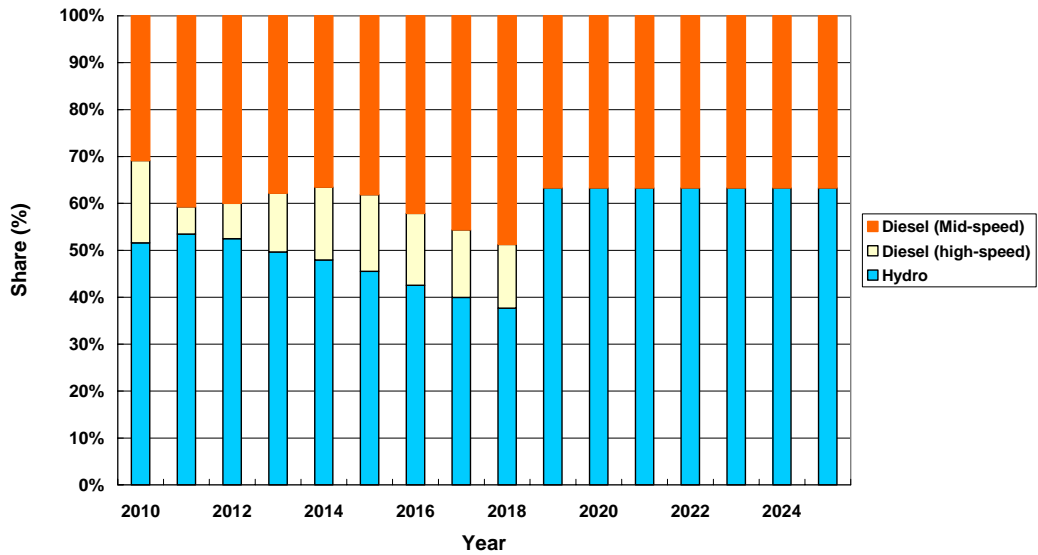
[出所] JICA 調査団

上記の電源開発を行った場合の、電力需給バランスを図 5.3-7、表 5.3-8 に示す。電源の種類別設備容量では、2018 年までは火力主体シナリオと同じであるが、2019 年に Yiben-I が運転開始すれば、設備容量の 63%が水力となる。図 5.3-8 に発電方式・型式別の設備容量の割合を示す。



[出所] JICA 調査団

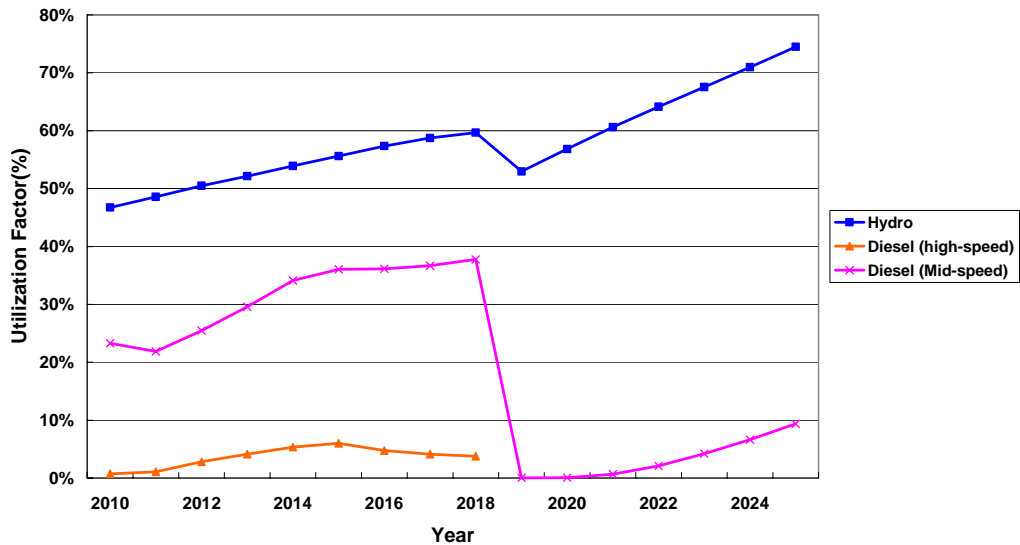
図 5.3-7 電力需給バランス（水力主体シナリオ）



[出所] JICA 調査団

図 5.3-8 発電方式・型式別の設備容量割合（水力主体シナリオ）

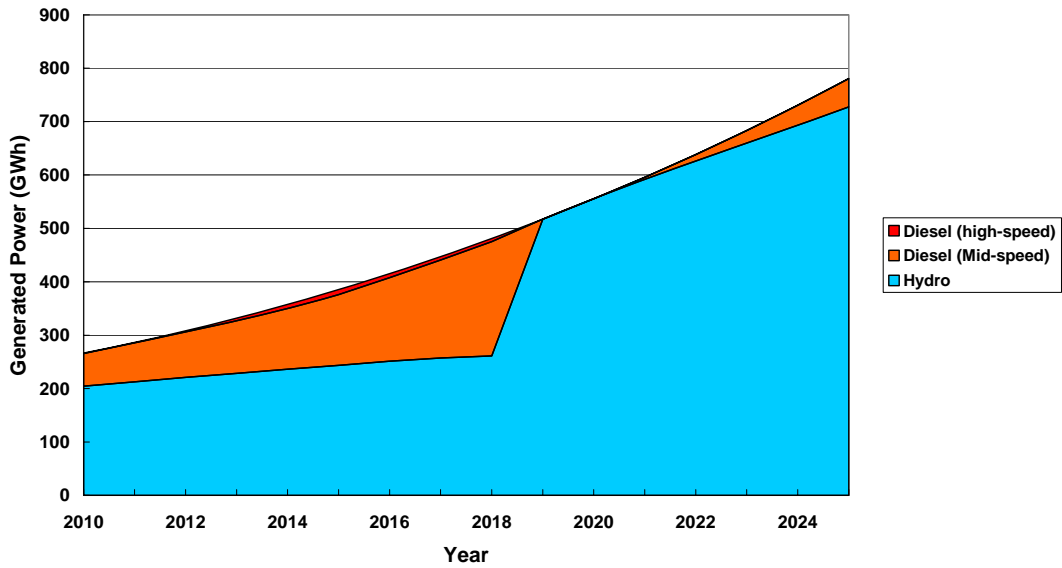
図 5.3-9 には発電方式・型式別の設備利用率を示すが、Yiben-I の運転開始に伴いディーゼル発電設備の利用率は急激に低下し、10%以下となる。



[出所] JICA 調査団

図 5.3-9 発電方式・型式別の設備利用率

図 5.3-10 には発電方式・型式別の発電電力量の割合を示す。2019 年以降、発電電力量の 90%以上が水力発電で賄われることとなる。



[出所] JICA 調査団

図 5.3-10 発電方式・型式別の発電電力量の割合（水力主体シナリオ）

水力主体シナリオの電源開発費用は、2025年までの合計で約268百万米ドルとなり、火力主体シナリオと比べて55百万米ドル多い。2010年から2025年までの毎年の設備投資額を表5.3-7に示す。

表 5.3-7 電源開発費用（水力主体シナリオ）

[Unit: million USD, expressed in Y2009 price]

Year	Hydro Dominant Scenario			Annual Investment Cost	Cumulative Investment Cost
	High-speed Diesel (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (20.5MW/unit)		
2010	2.48	3.01		5.49	5.49
2011	0.00	12.03		12.03	17.52
2012	0.83	0.00		0.83	18.35
2013	2.48	0.00		2.48	20.83
2014	1.66	2.76		4.42	25.25
2015	0.83	13.80		14.63	39.87
2016	0.00	13.80	28.44	42.24	82.11
2017	0.00	13.80	66.35	80.15	162.26
2018	0.00	11.04	66.35	77.39	239.66
2019	0.00	0.00	28.44	28.44	268.09
2020	0.00	0.00		0.00	268.09
2021	0.00	0.00		0.00	268.09
2022	0.00	0.00		0.00	268.09
2023	0.00	0.00		0.00	268.09
2024	0.00	0.00		0.00	268.09
2025	0.00	0.00		0.00	268.09
Total	8.28	70.23	189.58	268.09	

[備考] 1US\$=97.28円

[出所] JICA 調査団

表 5.3-8 ウェスタンエリア電力系統の電力需給バランス（ベースケース、水力主体開発シナリオ）

	Year Commissioned	Capacity (MW)	Estimate		Forecast																
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1. Peak Demand (MW)			41.0	43.7	46.7	50.0	53.8	58.0	62.5	67.4	72.6	78.2	84.1	90.4	97.0	104.0	111.5	119.3	127.6	136.3	
Growth Rate (%)				6.5%	6.9%	7.2%	7.6%	7.8%	7.8%	7.7%	7.7%	7.6%	7.5%	7.4%	7.2%	7.1%	7.0%	6.9%	6.8%		
2. Generating Capacity (MW)			17.0	30.5	55.0	61.1	62.6	67.8	71.2	76.4	83.7	91.0	98.2	156.5	156.2	155.9	155.5	155.2	154.9	154.6	
2.1 Kingtom P/S			15.0	11.0	18.9	18.8	20.5	25.8	29.3	27.0	26.9	26.8	26.6	9.1	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9	8.8	
(1) Mirreles 3	2002	6.3	(5.5)	Retire																	
(2) Sulzer 4	1978	9.2	(7.0)	5.0	Retire																
(3) Sulzer 5	1980	9.2	(6.5)	5.0	Retire																
(4) Mitsubishi 6	1995	5.0	(3.5)	(3.5)	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	Retire											
(5) Caterpillar-1	2001	1.2	(1.0)	1.0	Retire																
(6) Caterpillar-2	2001	1.2	(1.0)	(1.0)	Retire																
(7) Mirreles-2 (Eskom)	(2006)	6.9	0.0	Retire																	
(8) New DEG-7 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	
(9) New DEG-8 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	
(10) Rental Power (GTG1-14)	2007	15.0	15.0																		
(11) New DEGs (high-speed)		1.8MW/unit			5.4	5.4	7.1	12.5	16.0	17.8	17.7	17.6	17.5	to be relocated to rural area							
					1.8MWX3	1.8MWX3	1.8MWX4	1.8MWX7	1.8MWX9	1.8MWX10	1.8MWX10	1.8MWX10	1.8MWX10								
2.2 Blackhall Road P/S			2.0	2.0	18.6	24.8	24.6	24.5	24.4	31.9	39.3	46.7	54.1	53.8	53.5	53.3	53.0	52.7	52.5	52.2	
(1) New DEG-1 (BADEA-I)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7	
(2) New DEG-2 (BADEA-II)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7	
(3) IPP (Income Electrix)	2008	10.0	2.0	2.0	2.0																
(4) New DEG-3 (BADEA-III)	2011	Net 8.28				8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	
(5) New DEG-4 (mid-speed)	2015	8.0								7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.2	
(6) New DEG-5 (mid-speed)	2016	8.0									7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	
(7) New DEG-6 (mid-speed)	2017	8.0										7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	
(8) New DEG-7 (mid-speed)	2018	8.0											7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	
2.3 Bumbuna Hydroelectric P/S				17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	
(1) Unit 1	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	
(2) Unit 2	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	
2.4 Yiben-I Hydroelectric P/S														43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	
(1) Unit 1	2019	20.5												14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
(2) Unit 2	2019	20.5												14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
(3) Unit 3	2019	20.5												14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
3. Power Balance (MW) (2.-1.)			-24.0	-13.2	8.3	11.0	8.8	9.8	8.6	9.0	11.1	12.8	14.1	66.1	59.2	51.8	44.1	35.9	27.4	18.3	
4. Maintenance outage (MW)			1.1	5.0	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	
5. Firm capacity (MW) (2.-4.)			15.9	25.5	46.7	52.8	54.4	59.6	63.0	68.3	75.6	82.9	90.2	148.5	148.3	148.0	147.7	147.4	147.2	146.9	
6. Reserve margine (MW) (5.- 1.)			-25.1	-18.2	0.0	2.8	0.6	1.6	0.5	0.9	3.0	4.8	6.1	58.2	51.3	43.9	36.2	28.1	19.6	10.6	
7. Reserve margine (%) (6. / 1.)			-61.2%	-41.6%	0.0%	5.5%	1.1%	2.8%	0.8%	1.3%	4.2%	6.1%	7.3%	64.4%	52.8%	42.2%	32.5%	23.6%	15.4%	7.8%	
8. Loss of Load Probability (%)			N/A	N/A	1.584	0.674	1.670	1.668	1.788	1.902	1.438	1.240	1.159	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.049	0.475	

Source: NPA and JICA Study Team

Remarks: (1) During dry season, generating capacity of Bumbuna drops up to 17.5 MW and this number is used for calculating power balance until Yiben-I Hydro is commissioned.

(2) Derating factor of each diesel engine generator is supposed to be about 0.5 % per annum.

(3) House consumption of diesel power station is estimated to be 5%.

(4) Ex-transformer generating capacity is used in calculating power balance, i.e. house consumption is subtracted from the output at generator-end except high-speed DEGs and Blackhall Road P/S New DEG-1, 2 & 3 (net capacity).

(5) Target Number of "Loss of Load Probability" (LOLP) to be achieved in the future Western Area Power System is less than 1.918% (7days/year).

解説 : WASP (Wien Automatic System Planning Package) について

WASP-IV は 30 年までの計画期間内において、計画者が設定する供給信頼度 (LOLP)、供給予備力、燃料制約、環境汚染物質の排出量制限等の制約条件を満足する、最適な電源開発計画を選定することができる。最適な電源開発計画とは、現時点価格に割引された総合費用が最小になる計画である。以下に、WASP 計算モデルの概要を示す。

制約条件を満足し、電力システムに追加される全ての発電プラントの組み合わせ (電源開発計画) は、以下の項目から構成される費用関数 (Objective Function) により評価される。

- 償却可能投資コスト: 機器及び据付費用 (I)
- 投資費用の残存価値 (S)
- 償却不可能な投資コスト: 燃料在庫、交換部品等 (L)
- 燃料コスト (F)
- 燃料費以外の運転維持管理コスト (M)
- 供給未達分の電力コスト (O)

WASP で評価される費用関数は、以下の式で表現される。

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}]$$

ここで、

- B_j : 電源開発計画 j の費用関数
- t : 電源開発計画の年次 (1, 2, ..., T)
- T : 電源開発計画の期間 (全年数)

記号の上の横線 (バー) は、割引率 i にて設定された時点まで割引された価格であることを示している。最適電源開発計画は、全ての開発計画候補 j の中で、費用関数 B_j が最小となる開発計画である。

図 5.3-11 は簡略化した WASP-IV のフローチャートであり、様々な WASP モジュールの間での情報の流れや関連するデータファイルを示している。各 WASP モジュールの機能は、以下に示すとおりである。

Module 1 : LOADSY (Load System Description) は、計画期間内におけるピーク負荷や負荷持続曲線を定義するモジュールである。

Module 2 : FIXSYS (Fixed System Description) は、既存の発電設備や既に決定済みの開発計画、廃止計画、並びに環境汚染物質排出制限や燃料制約、特定の発電プラントにおける発電量制限等の制約条件を定義するモジュールである。

Module 3 : VARSYS (Variable System Description) は、電源開発候補となる様々な発電プラントを定義するモジュールである。

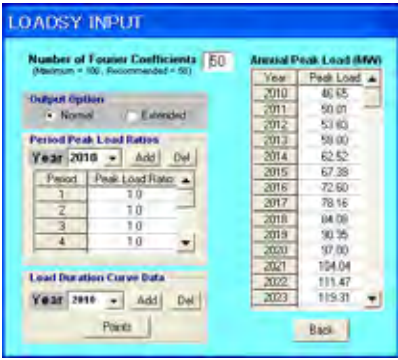
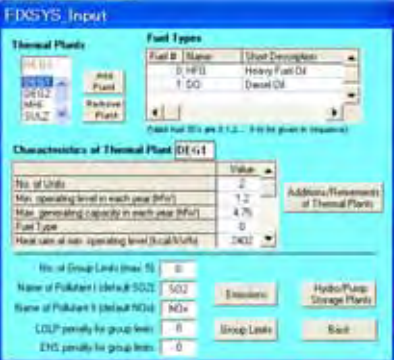

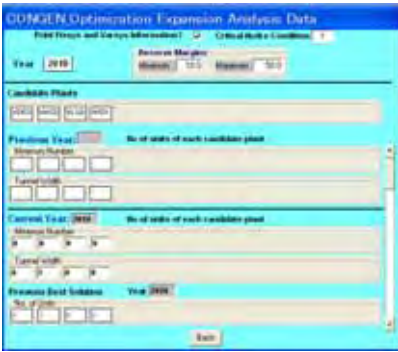
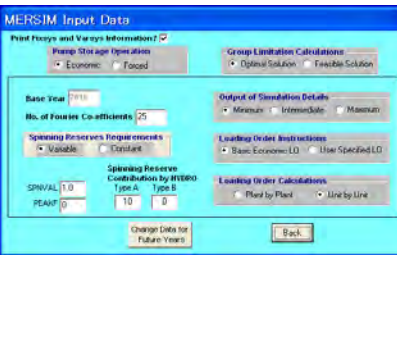
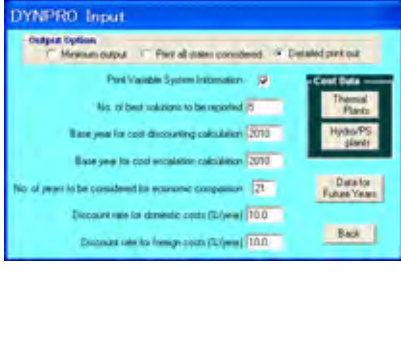
Module 4 : CONGEN (Configuration Generator) は、FIXSYS に入力された決定済みの開発計画を統合し、制約条件と電力需要を満足する全ての発電プラントの開発組み合わせを計算する。CONGEN は FIXSYS や VARSYS に定義された発電プラントの、基本的な経済運用順位も計算する。

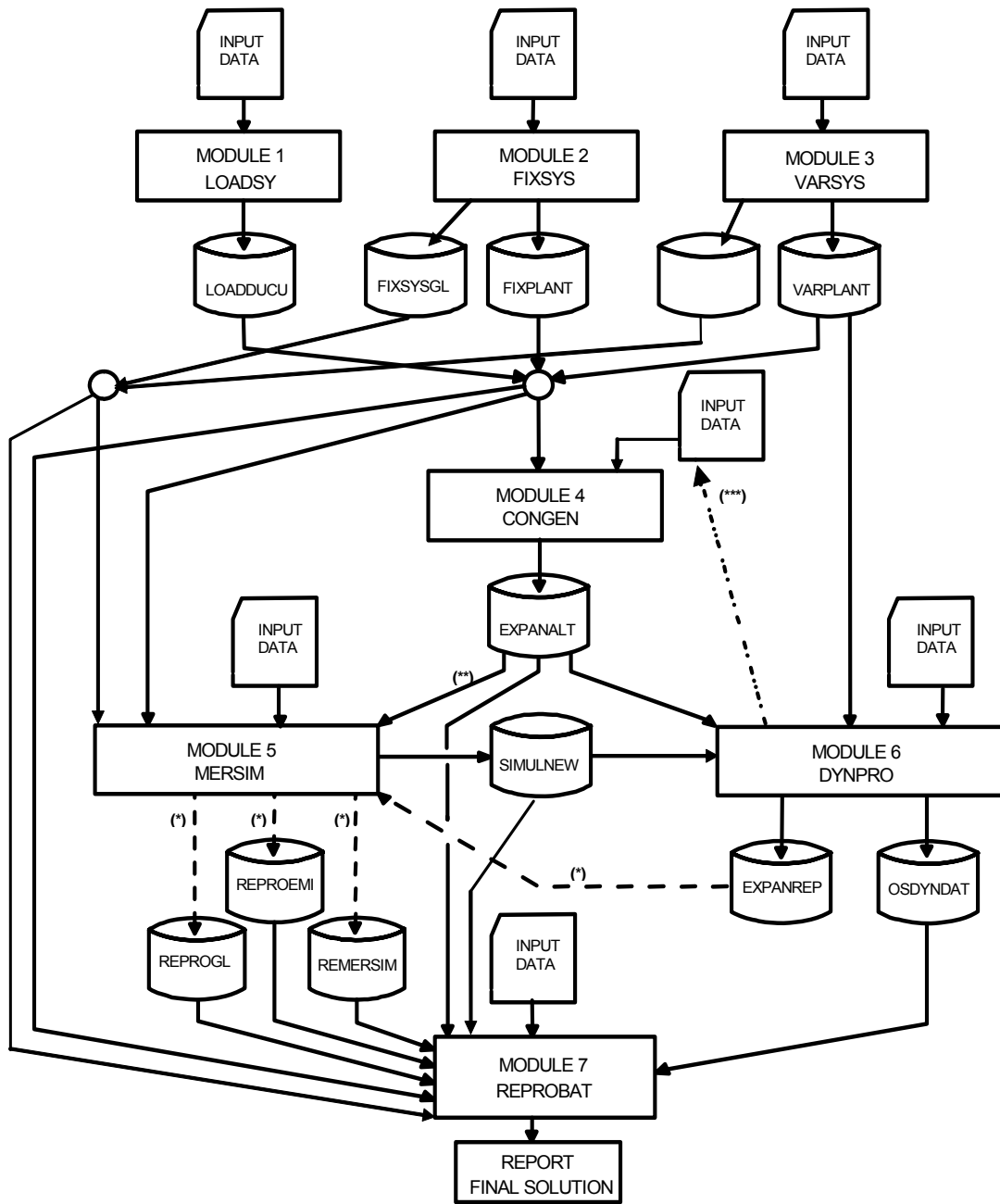
Module 5 : MERSIM (Merge and Simulate) は、電力系統運用の確率的シミュレーションにより、CONGEN で構成された全ての発電プラントの組み合わせについて、発電コスト、供給未達コスト、供給信頼度を計算する。その過程で、特定の発電プラント群に課せられた環境汚染物質排出制限、燃料制約、発電量制約等の制約条件も考慮される。発電プラントの運転指令は、プラントの可動状態、メンテナンススケジュール、スピニングリザーブ、及び発電機群の制約を満足し、最低コストとなるよう決定される。MERSIM は DYNPRO によって求められた最適電源開発計画の運転シミュレーションにも使用され、この場合の機能は REMERSIM と呼ばれる。

Module 6 : DYNPRO (Dynamic Programming Optimization) は、事前に計算された運転コスト、設備建設費、供給未達コスト及び経済パラメータ並びに信頼度基準に基づき、最適な開発計画を決定する。

Module 7 : REPROBAT (Report Writer of WASP in a Batched Environment) は、最適または最適に近い電源開発計画、もしくは固定開発計画の結果に関する報告書を作成するモジュールである。

[WASP のモジュール画面例]

LOADSY input screen	FIXSYS input screen	VARSYS input screen
		
CONGEN input screen	MERSIM input screen	DYNPRO input screen
		



- (*) FOR RESIMULATION OF BEST SOLUTION ONLY
- (**) OMIT FOR RESIMULATION OF BEST SOLUTION
- (***) ITERATION PATTERN IF BEST SOLUTION STILL CONSTRAINED

[出所] WASP 取扱説明書

図 5.3-11 WASP-IV コンピュータープログラムのフローチャート

5.4 電源開発計画の評価

5.4.1 電源開発シナリオの評価

2025年までの電源開発投資の面では、火力主体シナリオは水力主体シナリオよりも55百万米ドル安価であったが、運転・維持管理費を含めた総合的なコストの観点からは、表5.4-1に示す通り水力主体シナリオの方が優れており、WASP-IVにて計算した2025年までの両開発シナリオの目的関数（Objective Function）を比較すると、水力開発シナリオの方が67.5百万米ドル安価となり、経済性に優れると判断される。また、7章の環境社会配慮（7.4節）に示す通り、適切な緩和策を行なうことで自然、社会環境への重大な影響を回避することが可能である。

このため本調査では、水力主体シナリオを「シ」国における将来の電源開発計画のベースケースとして推奨する。

表 5.4-1 電源開発シナリオの経済性比較

Year	Thermal Dominant Scenario						Hydro Dominant Scenario					
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Low-speed Diesel (MW) (15MW/unit)	Objective*1 Function (million US\$)	Cumulative Obj. Fun. (million US\$)	LOLP ² (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Objective*1 Function (million US\$)	Cumulative Obj. Fun. (million US\$)	LOLP ² (%)
2010	5.4			11.123	11.123	1.584	5.4			11.123	11.123	1.584
2011		8.28		9.248	20.371	0.674		8.28		9.248	20.371	0.674
2012	1.8			10.615	30.986	1.670	1.8			10.615	30.986	1.670
2013	5.4			12.643	43.629	1.668	5.4			12.643	43.629	1.668
2014	3.6			12.917	56.546	1.788	3.6			12.917	56.546	1.788
2015	1.8	8		19.843	76.389	1.902	1.8	8		19.843	76.389	1.902
2016		8		18.986	95.375	1.438		8		18.986	95.375	1.438
2017		8		18.756	114.131	1.240		8		18.756	114.131	1.240
2018		8		18.665	132.796	1.159		8		18.665	132.796	1.159
2019	3.6			15.308	148.104	1.897	(-18.0)		61.5	56.001	188.797	<0.0005
2020	1.8	8		19.085	167.189	1.548				0.611	189.408	<0.0005
2021			15	23.207	190.396	0.843				0.707	190.116	<0.0005
2022	1.8			15.899	206.295	1.910				0.985	191.101	<0.0005
2023	3.6	8		18.771	225.066	1.581				1.333	192.434	0.003
2024	1.8	8		18.407	243.473	1.763				1.674	194.108	0.049
2025			15	20.119	263.592	1.188				1.994	196.102	0.475
Total	30.6	64.3	30.0	263.592			18.0	40.3	61.5	196.102		
	124.9						119.8					

[Remarks]

*1: Objective Function = Construction Cost - Salvage Value + Operation and Maintenance Cost (expressed in Present Value as of year 2010)

*2: LOLP= Loss of Load Probability

WASP: Wien Automatic System Planning Package, an optimal power development planning software developed by IAEA

Discount Rate=10%

[備考] 1US\$=97.28 円

[出所] JICA 調査団

5.4.2 感度分析

電源開発のベースケースとして設定した「水力主体シナリオ」について、燃料価格、発電設備の事故停止率、割引率が増加した場合を想定した感度分析を行う。

(1) 事故停止率悪化

ベースケースでは事故停止率を10%/年と設定したが、事故停止率を20%/年とした場合に、目標とする信頼度基準（LOLP<7days/year or 1.918）を満足するための電源開発計画は表5.4-2に示す通りとなる。事故停止率20%となった場合、ベースケースと比較して高速ディーゼルを9MW（5台）余分に開発する必要があり、7.5百万米ドルの追加投資が必要となる。

表 5.4-2 電源開発計画の感度分析（事故停止率 20%/年）

Year	Base Case (FOR=10%)					Forced Outage Rate = 20%				
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584	10.8			10.8	1.820
2011		8.28		8.28	0.674		8.28		8.3	1.098
2012	1.8			1.8	1.670	3.6			3.6	1.665
2013	5.4			5.4	1.668	5.4			5.4	1.758
2014	3.6			3.6	1.788	5.4			5.4	1.607
2015	1.8	8		9.8	1.902	1.8	8.0		9.8	1.911
2016		8		8	1.438		8.0		8.0	1.735
2017		8		8	1.240		8.0		8.0	1.738
2018		8		8	1.159		8.0		8.0	1.827
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005	(-27.0)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2021				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2022				0	<0.0005				0.0	0.004
2023				0	0.003				0.0	0.050
2024				0	0.049				0.0	0.383
2025				0	0.475				0.0	1.830
Total	18.0	40.3	61.5	119.8		27.0	40.3	61.5	128.8	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability
Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

(2) 燃料価格高騰

燃料価格が、過去に最も高い水準であった 2008 年 5 月の価格まで上昇した場合の最小費用電源開発計画を表 5.4-3 に示す。燃料価格として、重油:Le 8,768/Imp.gallon (ベースケースの 28% up)、ディーゼル油 : Le 16,400/Imp. gallon (ベースケースの 19% up) を使用した。燃料価格が 2008 年 5 月の水準に上昇したとしても、電源開発計画はベースケースと変わらない。

表 5.4-3 電源開発計画の感度分析（燃料価格高騰）

Year	Base Case					Fuel Price Inflated				
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.28	0.674		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8		9.8	1.902	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8		8	1.438		8.0		8.0	1.438
2017		8		8	1.240		8.0		8.0	1.240
2018		8		8	1.159		8.0		8.0	1.159
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2021				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2022				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2023				0	0.003				0.0	0.003
2024				0	0.049				0.0	0.049
2025				0	0.475				0.0	0.475
Total	18.0	40.3	61.5	119.8		18.0	40.3	61.5	119.8	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability
Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

(3) 燃料価格低下

燃料価格がベースケースの水準から 25%低下した場合の感度分析結果を表 5.4-4 に示す。この場合、中速ディーゼルと比較して高速ディーゼルの経済性が高まり、高速ディーゼルはベースケ

ースと比較して5.4 MW (3台) 増、中速ディーゼルは8 MW (1台) 減となる。なお、この場合でも Yiben-I の運転開始年は変わらず、2019年となる。

表 5.4-4 電源開発計画の感度分析 (燃料価格 25%低下)

Year	Base Case					Fuel Price Deflated (-25%)				
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.28	0.674		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8		9.8	1.902	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8		8	1.438	5.4			5.4	1.881
2017		8		8	1.240		8.0		8.0	1.606
2018		8		8	1.159		8.0		8.0	1.478
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005	(-23.4)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2021				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2022				0	<0.0005				0.0	0.001
2023				0	0.003				0.0	0.014
2024				0	0.049				0.0	0.187
2025				0	0.475				0.0	1.361
Total	18.0	40.3	61.5	119.8		23.4	32.3	61.5	117.2	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability

Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

(4) 割引率上昇

ベースケースでは割引率を 10%/年としたが、割引率を 12%/年とした場合の感度分析結果を表 5.4-5 に示す。この場合、電源開発パターンは燃料価格 25%低下の場合と同じとなる。

表 5.4-5 電源開発計画の感度分析 (割引率 12%)

Year	Base Case					Discount Rate Increased (12%/year)				
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.28	0.674		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8		9.8	1.902	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8		8	1.438	5.4			5.4	1.881
2017		8		8	1.240		8.0		8.0	1.606
2018		8		8	1.159		8.0		8.0	1.478
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005	(-23.4)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2021				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2022				0	<0.0005				0.0	0.001
2023				0	0.003				0.0	0.014
2024				0	0.049				0.0	0.187
2025				0	0.475				0.0	1.361
Total	18.0	40.3	61.5	119.8		23.4	32.3	61.5	117.2	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability

Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

(5) 割引率低下

ベースケースでは割引率を 10%/年としたが、割引率を 8%/年とした場合の感度分析結果を表 5.4-6 に示す。割引率が 8%/年の場合の電源開発パターンは、ベースケースと同じである。

表 5.4-6 電源開発計画の感度分析（割引率 8%）

Year	Base Case					Discount Rate Decreased (8%/year)				
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.28	0.674		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8		9.8	1.902	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8		8	1.438		8.0		8.0	1.438
2017		8		8	1.240		8.0		8.0	1.240
2018		8		8	1.159		8.0		8.0	1.159
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2021				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2022				0	<0.0005				0.0	<0.0005
2023				0	0.003				0.0	0.003
2024				0	0.049				0.0	0.049
2025				0	0.475				0.0	0.475
Total	18.0	40.3	61.5	119.8		18.0	40.3	61.5	119.8	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability
Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

(6) 感度分析結果のまとめ

燃料価格、割引率が変化したとしても、電源開発計画のパターンはベースケースから大きく変化せず、2019年にYiben-Iを投入することの経済的優位性は変わらない。なお、事故停止率が悪化した場合、目標とする信頼度基準を満足するためには供給予備力を増やす必要があり、NPAにとって設備投資の負担が大きくなる。

6. 配電網更新・増強・延伸計画策定の検討

ウェスタンエリア配電系統は設備が老朽化していることに加えて、計画的な設備更新や日常の維持管理が十分でないため、現状で既に多くの不具合を抱えている。このため、2025年までの計画期間を5年毎に区切り、短期、中期、長期の目標を設定した上で計画の策定を行う。特に、最初の5年間は緊急復旧期間と位置付け、既存配電網の更新及び電力供給の確保に重点を置く。以下に、本調査の主な作業順序及び内容を示す。

① 配電系統の現状把握(6.1)
STEP-1：現状把握
■ 配電設備の現地踏査（配電設備の仕様、数量、故障有無等の情報収集）
■ 運転・維持管理状況（配電線路の事故情報等）
■ 主要配電所の需要調査（負荷、電圧、電流、力率測定等）
STEP-2：配電設備のデータベース作成
■ 配電設備台帳（33/11kV配電線路、変圧器、高圧盤（RMU））
■ 配電網の図書（全体系統図、変電所単線図、配電設備の位置及びルートマップ）
STEP-3：予備的な系統解析
■ 2008年末時点の需要想定（主要配電所における需要）
■ 配電系統図等の作成（単線図、ルートマップ）
■ 2008年末における系統解析（電圧降下、損失の計算）
■ 弱点部位の抽出と対策案の策定
② 基本方針の策定(6.2)
■ ウェスタンエリアの開発計画（地域開発、道路・インフラ開発、産業開発、住宅開発等）に対する方針
■ 送電線国際連系計画（WAPP）に対する方針
■ 現状の不具合箇所に対する改修案策定の方針
■ 配電網更新・増強・延伸計画の方針
> 安全で経済的な配電網の構築
> 地方電化の促進
> 最適な配電網の構築
③ 需要予測と電力系統の検討(6.3)
■ 電力需要予測（ウェスタンエリア全体、主要配電所と周辺地区）
■ 2015/2020/2025年断面における予備的配電網計画（案）の策定
④ 系統解析(6.4)
■ 系統解析範囲、条件、手順等の設定
■ 2015/2020/2025年断面における電力系統解析
⑤ 最適な配電系統の策定(6.5)
■ 2015/2020/2025年断面における解析結果のまとめ
■ 系統解析結果に基づく将来配電網計画（案）の修正
■ 配電網更新・増強・延伸に係る個別プロジェクトの作成
■ 配電網更新・増強・延伸プロジェクトの概算事業費算定
⑥ 提言(6.6)
■ 配電網の計画及び運用改善に係る提言
■ 161kV プンプナ送電線の運用改善に係る設備対策の提言（10章）

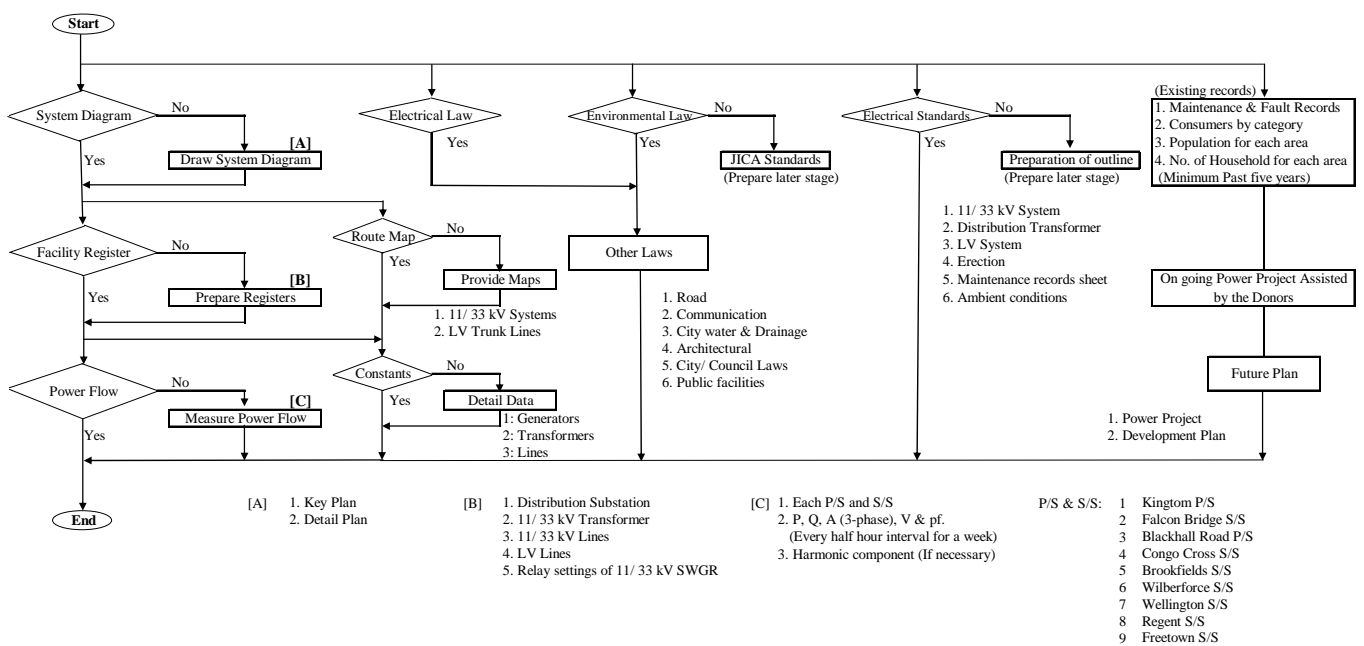
[出所] JICA 調査団

6.1 既存データの収集

(1) 既存配電設備の状況

既存データが未整備であることより、図 6.1-1 のデータに係る作業フローを作成すると共に配電用変圧器、11 kV 配電盤及び配電線路のデータを調査し、調査結果を Supplemental Volume-1 の第 2 章に添付する。なお、2008 年における配電系統、配電設備の位置及び 11 kV 配電線路のルートについては、既存資料を基に最新情報を反映し、配電系統図及びルート図を作成する。これらは付属書の 3. 図面一覧の 1. Single Line Diagram and Route Map に示す。

一方、系統解析に必要な発電機、変圧器及び線路定数については、系統解析の付属資料として取りまとめたが、既存の不足資料及び将来設置予定の設備については一般的に使用されている数値を採用した。



[出所] JICA 調査団

図 6.1-1 配電設備のデータ収集フローチャート

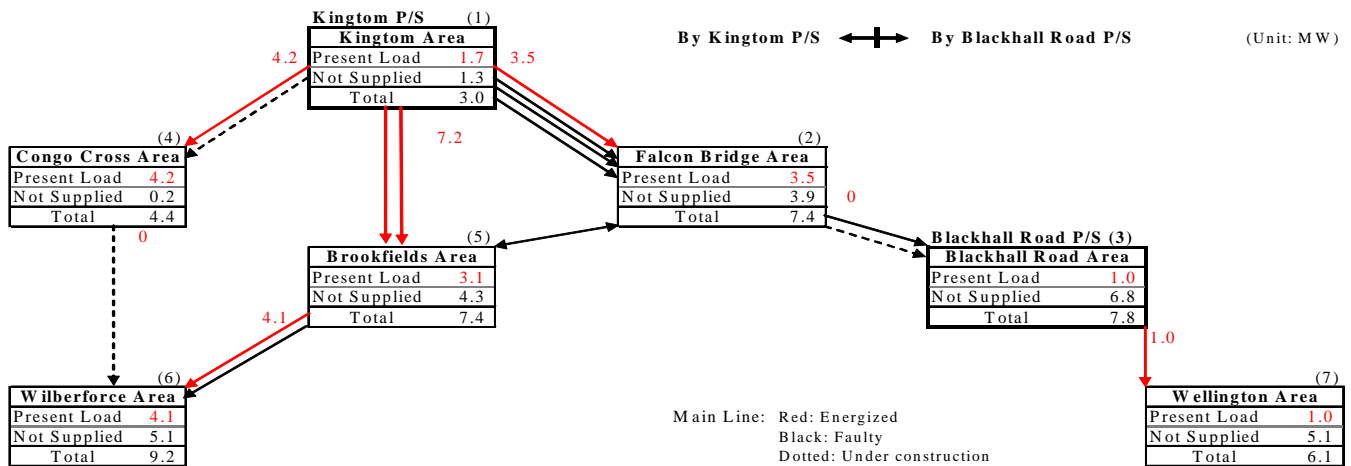
(2) 2008 年末の需要

ウェスタンエリアにおける基幹配電系統の電圧は 11 kV で、7 ヶ所の主要配電所から各需要家へ電力供給されている。2008 年末における潮流は(i) 各配電所でのコンパクト・パワーメータにより負荷電流の実測値 (ii) 各 11 kV 配電線路に接続されている配電用変圧器容量 (iii) 過去の各フィーダの最大電力の記録、を基に検討する。

なお、各配電所における最大需要は Peak が発生する夜間を対象とし、需要家は一般需要家を対象に検討する。

ウェスタンエリアは Kingtom 発電所及び Blackhall Road 発電所の 2 ヶ所の発電所から電力供給されているが、これらは同期運転を行っておらず、各々独立した系統で運用されている。

上記を考慮し、力率を 0.9 と仮定した場合の各配電所における 2008 年末時点の最大電力を図 6.1-2 に示す。各配電所の最大電力の合計値は 45.3 MW である。



- Remarks: 1) Estimated Power Factor: 0.9
 2) Not Supply: 26.7 [MW]
 3) Total Load: 45.3 [MW]
 4) Arrow shows power flow and No. of 11 kV main line which capacity is about 5 MW.
 5) Red numerical values are present peak load on each area. Therefore, time difference shall be considered for the study of actual system demand.
 6) Black numerical value shows the power which can not supply because of load sharing.

図 6.1-2 各配電地区の最大電力と潮流 (出所: JICA 調査団)

(3) 既存システムの解析

2008 年末の配電網は、発電設備容量の不足及び 11 kV 基幹系統に多くの不具合が生じているため、本来あるべき配電系統の条件から逸脱しているが、既存配電系統の問題点を明らかにし、これらに対する対策を考慮した基本方針を策定するため予備的な解析を行う。

図 6.1-2 に示した電力潮流及び既存の配電系統の構成並びに各配電所の負荷分布を考慮した場合、Falcon Bridge は首都圏中心部の政府庁舎及び商業施設への電力供給の要であること、電圧降下が大きいと予想される配電系統の Weak point は 11 kV 系統の末端の 4 ヶ所であることから、予備的な解析では下記 5 ヶ所を既存配電網に対する解析対象として選定した。以下の①から⑤の系統上の位置は、図 6.1-3 に赤字で示されている。

- ① Falcon Bridge S/S
- ② Lakka No. 2
- ③ Cape sierra
- ④ Guma Pumping Station
- ⑤ Waterloo

1) 解析条件

本解析に用いた前提条件を以下に記す。

- ① 各配電線における負荷は接続されている変圧器容量、現地調査結果及び NPA の情報を参考に決定。
- ② 最大電力は Kingtom 発電所の全ての発電設備が正常に運転されていた 2002 年における日負荷曲線より夜間に記録された値を採用。
- ③ 力率は実測値 ; Kingtom: 0.9 で Blackhall Road: 0.8 を採用。
- ④ 解析を簡略化するため各配電所の最大電力が同時に発生すると仮定。

- ⑤ 総発電出力が 20 MW と小さいので短絡電流の検討は割愛。
- ⑥ 信頼度に係る保護関係の解析は割愛。

2) 解析結果

予備的解析の結果、2008 年末におけるウェスタンエリアの配電系統において、以下の不具合が明らかになった。

- ① Lakka No.2 線路で電圧降下が許容値を超えている。
- ② 電力損失が大きな値となっている。

電圧降下の解析結果を表 6.1-1 に、図 6.1-3 に各地点の電圧を示す。

表 6.1-1 ウェスタンエリアにおける電圧降下 (2008 年)

No.	From	Voltage [kV]			Remarks	No.	From	Voltage [kV]			Remarks
		Bus bar	Drop	[%]				Bus bar	Drop	[%]	
A: Kingtom System (pf=0.9)											
1 To Lakka No. 2 line						2 To Pumping Station line					
	1) Kingtom	11.00					1) Kingtom	11.00			
	2) Brookfield	10.88	0.12	1.1			2) Brookfield	10.88	0.12	1.1	
	3) Wilberforce	10.75	0.25	2.3			3) River Side Drive	10.83	0.17	1.6	
	4) Lumley	10.62	0.38	3.5			4) Hill Station	10.73	0.27	2.5	
	5) Peninsular	10.41	0.59	5.6			5) Pumping Station	10.69	0.31	2.9	
	6) Lakka No. 2	10.39	0.61	5.9							
Power losses on the above lines					173 kW	Power losses on the above lines					112 kW
3 To Cape Sierra line						4 To Falcon Bridge line					
	1) Kingtom	11.00					1) Kingtom	11.00			
	2) Congo Cross	10.83	0.17	1.5			2) Falcon Bridge	10.81	0.19	1.7	
	3) Cape Sierra	10.61	0.39	3.6							
Power losses on the above lines					97 kW	Power losses on the above lines					56 kW
B: Blackhall Road System (pf=0.8)								Total Power Losses: 471 [kW]			
1 To Waterloo line											
	1) Blackhall Road	11.00									
	2) Wellington	10.88	0.12	1.1							
	3) FTC	10.83	0.17	1.6							
	4) Waterloo	10.73	0.27	2.5							
Power losses on the above lines					33 kW						

Remarks: Power factor at Blackhall Road P/S was considered actual record.

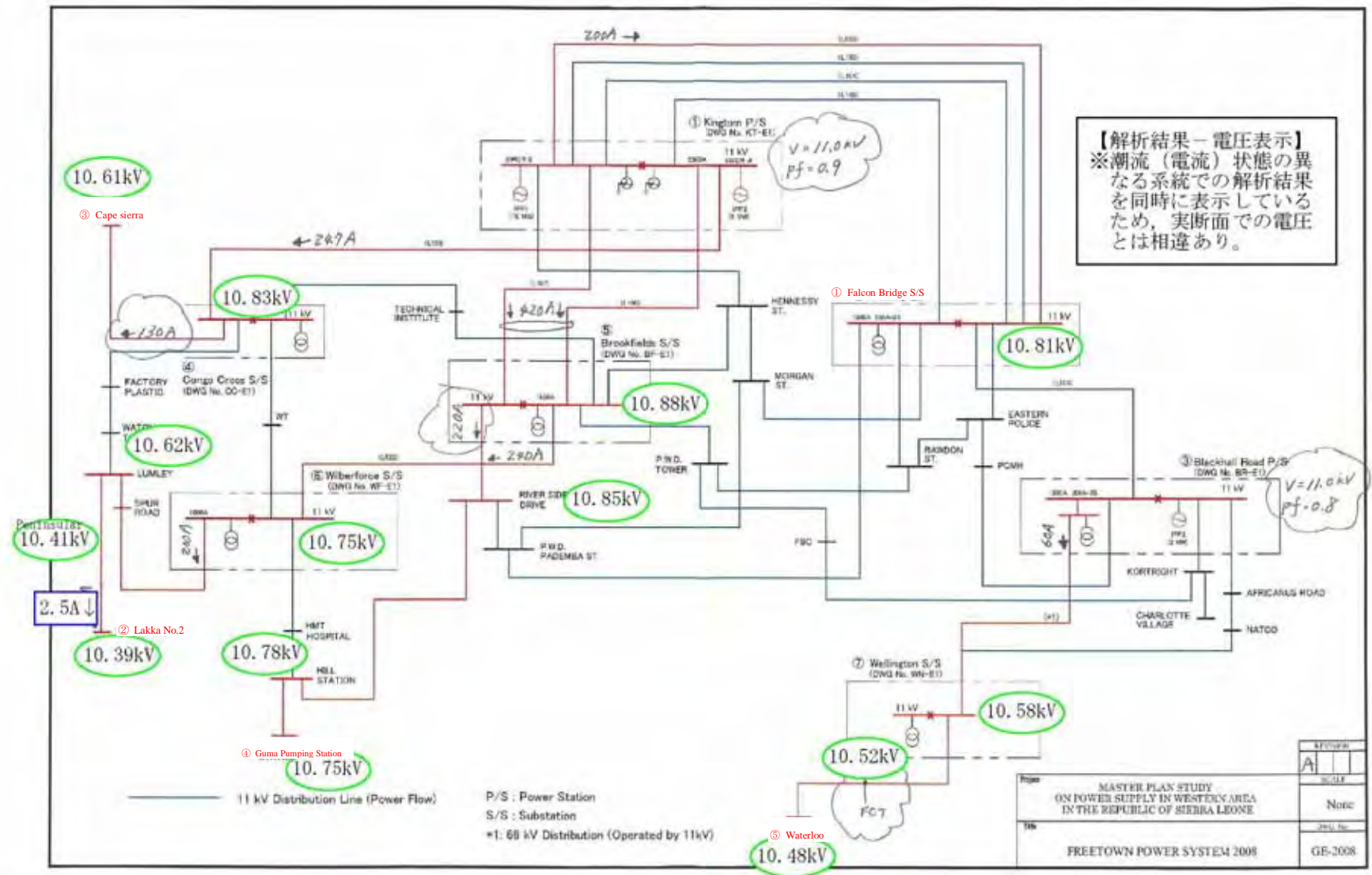
[出所] JICA 調査団

3) 対策

上記不具合に対する対策としては下記が挙げられる。

- ① 発電所の送り出し電圧を 11.5 kV とする。
- ② 力率を 0.9 以上とする。(0.95 が望ましい)。
- ③ 電圧降下の大きな地区では、配電用変圧器のタップを適正值に調節する。
- ④ 基幹配電線路を増設しインピーダンスを低減する。
- ⑤ 電力潮流のルートを最適(電力損失が最小となるルート)となるよう選定する。
- ⑥ 力率改善用の調相設備を設置する。

なお、上記以外に懸案事項となっている停電範囲の最小化については、保護システムの詳細調査が必要不可欠である。



[出所] JICA 調査団

図 6.1-3 ウェスタンエリアの各地点における電圧 (2008 年)

6.2 計画策定の基本方針

ウェスタンエリアにおける配電網の現状、関連将来計画、技術動向を踏まえ、本計画が 2025 年までの配電システムを対象としていること、今後 15 年の間に配電網に対する要求事項が、緊急復旧から信頼度の向上へと変化すると予想されることを考慮し、下記 3 期に分けて配電計画を検討する。

- ・ 短期（2010～2015 年）：配電網の緊急復旧
- ・ 中期（2016～2020 年）：配電網の改修及び電化地域の拡大
- ・ 長期（2021～2025 年）：電力品質及び信頼度の向上

また、既存配電システムの弱点を克服し、安定した電力供給によるウェスタンエリア全域の生活環境の改善に資するため、計画策定の基本方針を以下の様に設定する。

- *安全で経済的な配電網の構築
- *地方電化の推進
- *最適な配電網の構築

上述した基本方針の内容を以下に示す。

- 1) 安全で経済的な配電網の構築
 - ① 基幹配電線路の構築
 - ② 予備線の構築
 - ③ 設計・据え付け基準の設定
- 2) 地方電化の推進
 - ① 33 kV 配電網の構築
 - ② 安全な電力供給の確保
 - ③ 負荷密度の検討
- 3) 最適な配電網の構築
 - ① 技術的（33 kV を含む）なキャパシティ・ビルディングの促進
 - ② 過負荷設備の解消
 - ③ 適切な保護システムの構築
 - ④ 電力品質の確保
 - ⑤ 設計・据え付け・運転・維持管理の標準化
 - ⑥ 中央給電司令室の設立と経済運用

以上より、「シ」国のエネルギー政策及び現地調査結果を考慮した各段階の目標を表 6.2-1 に示す。

表 6.2-1 各フェーズの目標（2015 年/2020 年/2025 年）

項目	単位	2008	2015	2020	2025
電力損失	[%]	42.0	30>	20>	10>
停電時間	[時間]	>5,000	500>	50>	1>
事故件数	[回]	981	600>	300>	100>
電化率	[%]	22.9	>40	>60	>95
新規需要家数	[戸]	3,664	>56,000	>88,000	>136,000

[備考]

1. 上表はウェスタンエリアのみに適用する。
2. 電力損失は配電網のみで送電線は含まない。
3. 電力損失は technical and non-technical losses を含む。

[出所] JICA 調査団

6.3 需要予測と電力系統

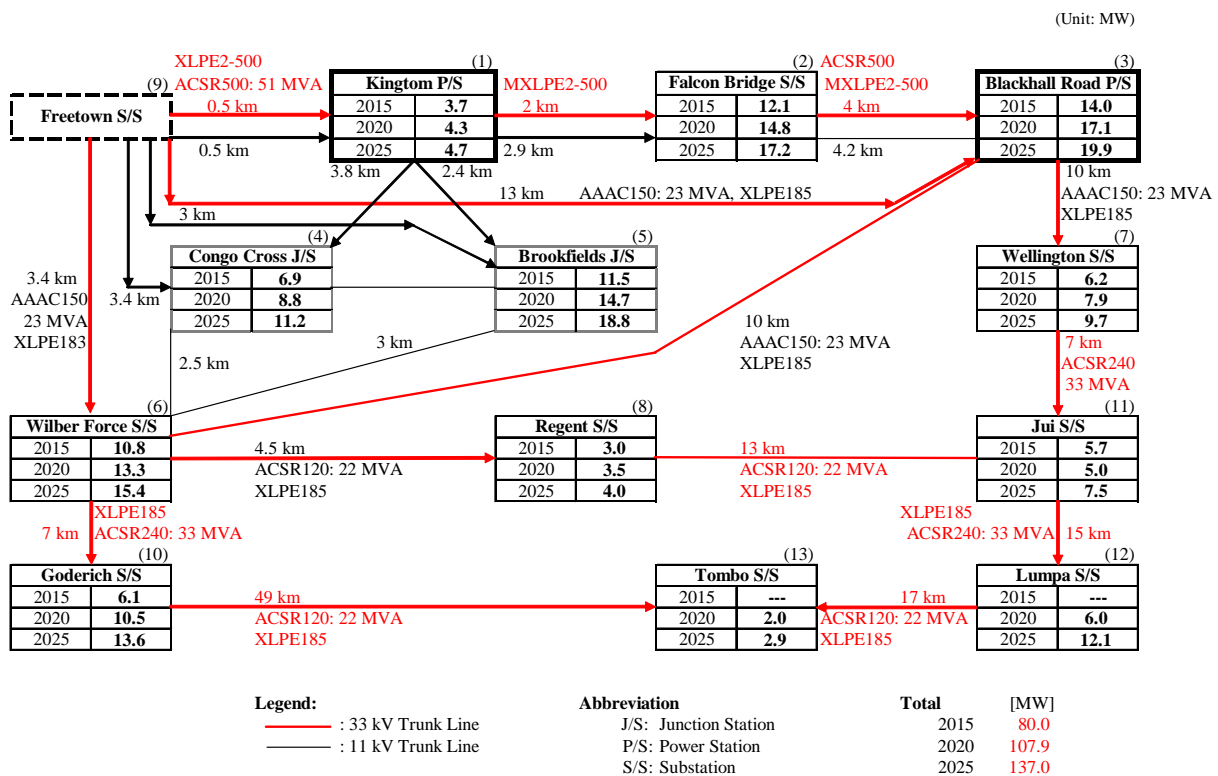
6.3.1 需要予測

配電計画策定の基本となる将来の電力需要は、項目 6.1 に記載したウェスタンエリアにおける 2008 年末の需要を基に「シ」国の電力・エネルギー政策及び同地域における将来計画を考慮し想定する。

各配電所の最大需要は商工業地区が一般に昼間で、一般需要家は夜間に発生し、曜日によっても最大需要の発生時間は変化する。即ち、各配電所に接続される負荷の特性が異なるために各配電所における最大電力の合計はエリア全体の最大需要とは異なる。第 4 章で述べたエリア全体の 2015 年のベースケースに於ける最大電力は 67.4 MW で、以下の各配電所の最大電力合計は 80 MW と常に、配電所別の最大電力の合計はエリアの最大電力より大きな値を示す点に留意する必要がある。

配電計画で採用する各配電所の最大電力は、2008 年末における各配電所のデータ及び 4 章で述べたウェスタンエリア全体の電力需要予測をベースに、各配電地区における未電化の一般需要家の状況、今後の地域及び宅地開発計画等を総合的に勘案し、これらを基に配電所毎の年平均増加率を想定して予測した最大需要とする。

上記を考慮した 2015/2020/205 年断面における各配電所の最大電力、及び配電所間の連系を考慮した電力潮流の概念図を図 6.3-1 に示す。



[出所] JICA 調査団

図 6.3-1 最大電力と潮流の概念図 (2015 年/2020 年/2025 年)

6.3.2 電力系統

配電網の更新・増強・延伸計画は、発電所建設計画及び送電線路計画と密接な関係があり、本計画では発電計画は表 5.3-8 の水力主体の開発シナリオを、送電線路は現在建設中の 161 kV、1 回線と Freetown 変電所の現在の計画をベースに検討する。

また、配電網の最適計画は項目 6.2 で述べた各フェーズ（2015 / 2020 / 2025 年）の基本方針に基づき、現在の不具合点を解消することを最優先事項として策定する。

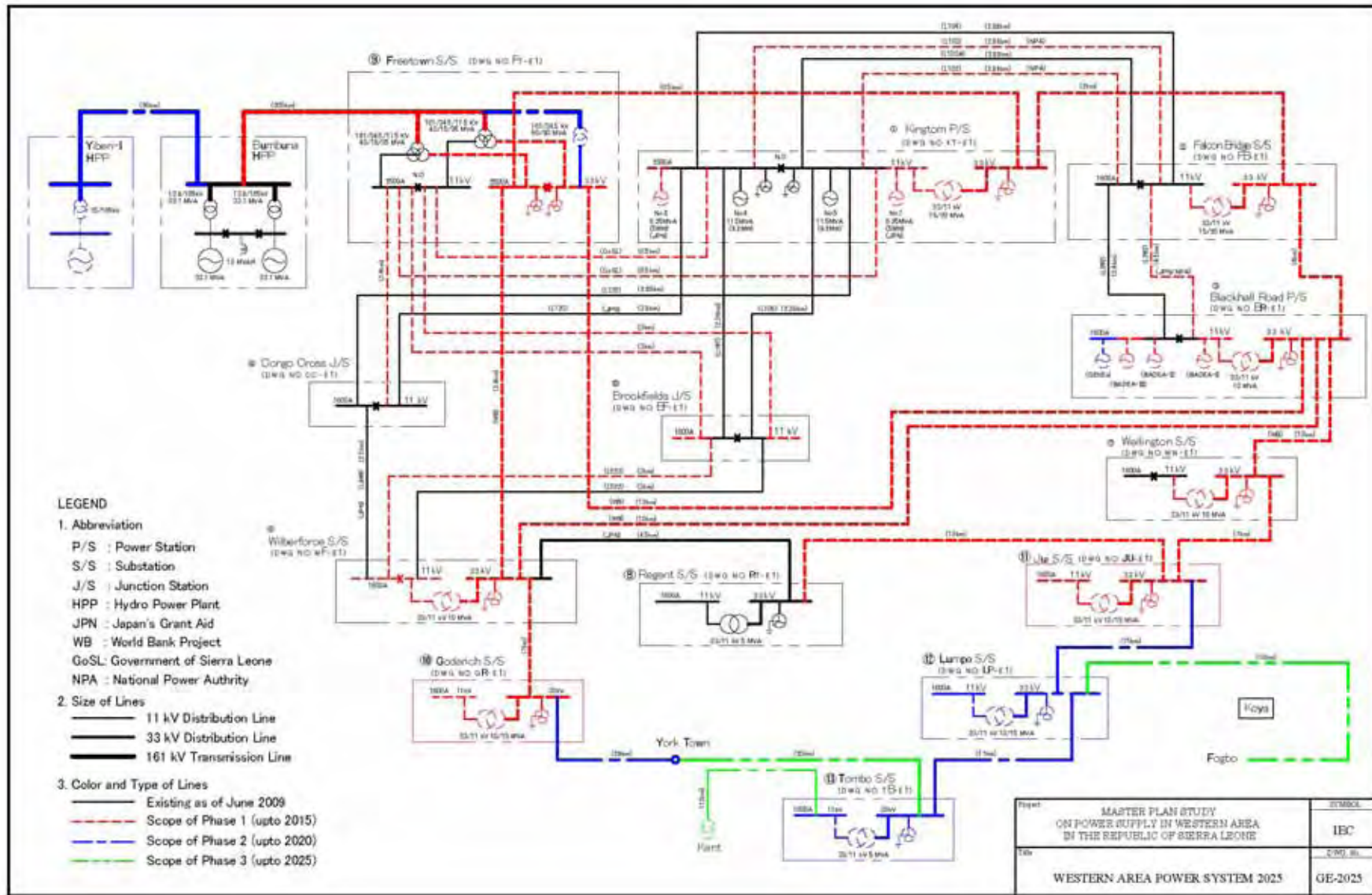
なお、配電網の概念設計は下記を考慮して実施する。

- a) 新規設備は 2025 年まで使用可能な設備計画を採用
- b) 新規変電所の位置は負荷の分布状況及び Coverage Area に配慮して決定
- c) 33 kV 基幹配電網はループ方式を採用
- d) 配電網における電力損失の最小化を図るためループ方式を採用
- e) 環境に配慮した設備計画を採用
- f) ウェスタンエリアにおける地方電化を促進
- g) 現在進行中の WB 支援による Power & Water Project の計画内容を考慮
- h) 電源開発計画は第 5 章に記載した水力主体開発シナリオを考慮

なお、予備的検討では既設 11 kV 配電線路の更新、需要増加等に伴う 33 kV 基幹配電網の増強及び地方電化に伴う配電網の延伸に配慮した系統構成を策定する。

以上の方針に基づき策定した 2025 年までの各フェーズにおける予備的な 33 kV 配電系統を図 6.3-2 に、配電ルートを図 6.3-3 及び図 6.3-4 に示す。

なお、Wilberforce S/S と Goderich S/S 間の新規 33 kV 配電線は、環境への影響を十分考慮する必要があるため、このルート案を付属書の 3. 図面一覧の RM-D05 に示す。また、新規変電所を含む 11 kV 及び 33 kV の概略系統図を付属書の 3. 図面一覧の 2. Switchgear Feeder Information に示す。



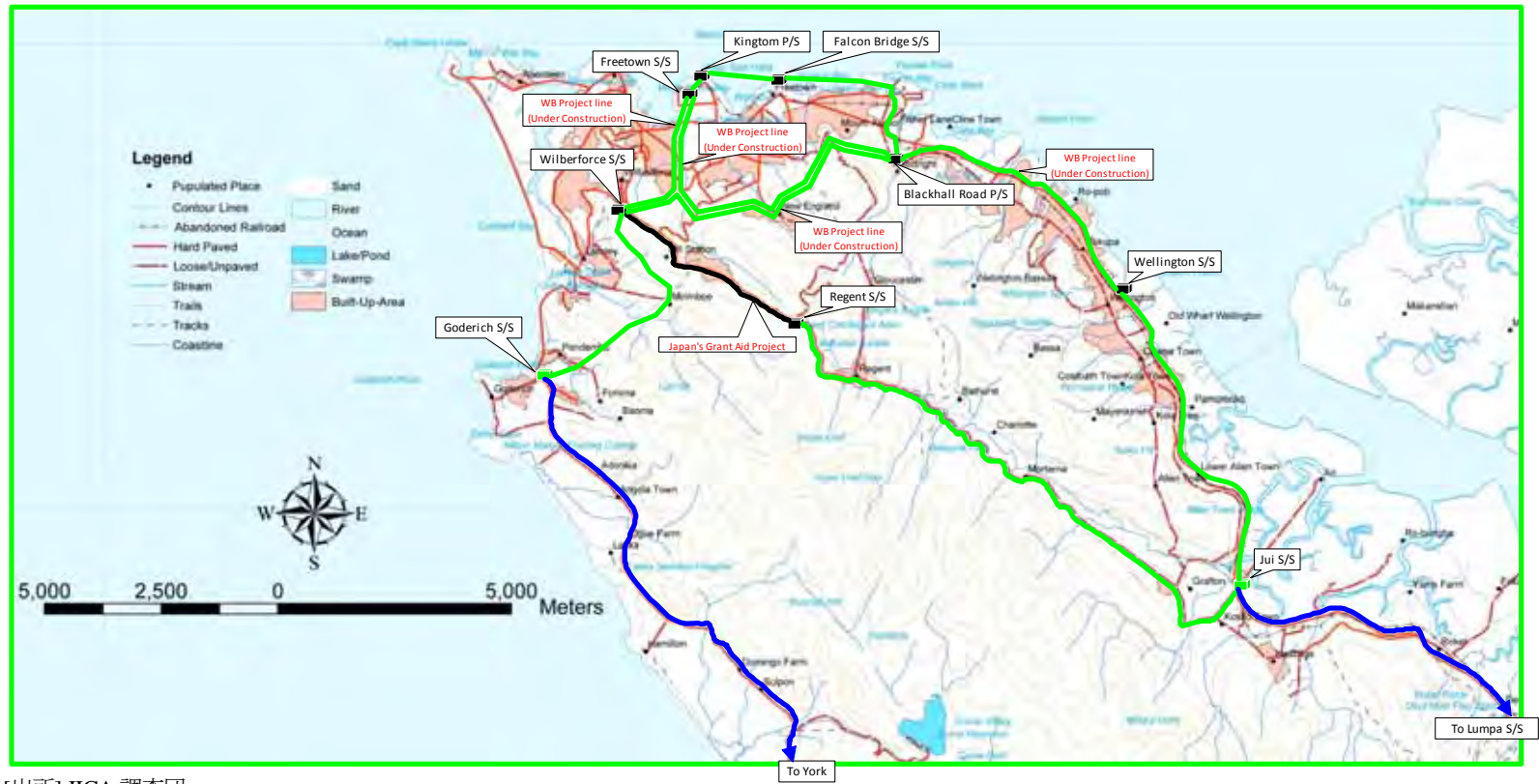
[出所] JICA 調査団

図 6.3-2 ウェスタンエリアの電力系統：2025 年



[出所] JICA 調査団

図 6.3-3 33 kV 配電線のルート図 (ウェスタンエリア:2025 年)



[出所] JICA 調査団

図 6.3-4 33 kV 配電線のルート図 (Urban Area : 2015/2020 年)

6.4 系統解析

項目 6.3 に記載の電力需要及び予備的電力系統(案)に基づき、2015/2020/2025 年の各フェーズの系統解析を実施する。主な内容は、(1) 解析概要、(2) 解析データ作成、(3) 解析結果及び(4) まとめで、これらは以下の通り。

(1) 解析概要

解析概要は 1) 対象範囲、2) 解析断面、3) 解析内容、4) 前提条件及び 5) 解析手順の 5 項目から成り、内容は以下の通り。

- 1) 対象範囲：ウエスタンエリア電力系統に接続される 11 kV 以上の電力系統で放射状系統は除く
- 2) 解析断面：2015 年、2020 年及び 2025 年の各ピーク断面（図 6.3-1 参照）
- 3) 解析内容：

解析は日本の電力中央研究所作成の系統解析ソフトを使用し、下記 5 項目に対する解析を行う。

 - a) 潮流計算
 - b) 短絡容量計算
 - c) 電圧安定性解析
 - d) 安定度解析
 - e) 周波数計算
- 4) 前提条件：
 - a) 各発電機の出力は、各発電機出力（表 5.3-8）により設定する。
 - b) 各母線の負荷は、各発電所における最大電力予測図（図 6.3-1）により設定し、11 kV 及び 33 kV の複母線はそれぞれの母線に等しく負荷配分する。
 - c) 発電機の運転電圧は発電機定格運転電圧とする。
 - d) 負荷力率は 0.9 とする。
 - e) 系統構成は、Freetown および Kingtom の 11 kV 母線連絡遮断器を「開」とし、それ以外の全ての遮断器を「閉」とした運用を基本とする。
 - f) 潮流計算において送配電損失分は、発電機出力バランス調整方法（項目 6.7 の Appendix 6.4-2 参照）に従い出力調整する。なお、調整に当たって並列するディーゼル発電機の最低出力は発電端値で 1.0 MW とする。
 - g) 潮流計算において電圧調整が必要な場合は、変圧器 Tap の変更及び調相設備接続により対応し、各母線の電圧調整範囲は $1.00 \text{ p.u.} \pm 0.05 \text{ p.u.}$ 以内とする。また、各発電機の力率調整範囲は定格力率以内とする。
 - h) 11 kV 放射状系統は検討対象外とする。
 - i) 最適計画案は 2015 年断面を対象とする。
- 5) 解析手順：
 - ① 基準系統での潮流計算（変圧器 Tap 1.00 p.u.、調相設備未設置状態）
 - ② 変圧器 Tap 変更による電圧調整後の潮流計算
 - ③ 調相設備設置による電圧調整後の潮流計算
 - ④ 調相設備設置計画（案）を反映し再潮流計算
 - ⑤ 短絡容量計算

- ⑥ 短絡容量超過対策確認：(短絡容量超過対策として系統構成変更を実施し、①～⑤を再確認)
- ⑦ N-1 事故時系統での潮流計算
(2回線配電線の1回線事故及びループ系統での1回線事故を対象とし、潮流のネック箇所を洗い出す)
- ⑧ 電圧安定性解析：(Kingtom 発電所の母線において P-V カーブ確認)
- ⑨ 周波数計算
(Bumbuna 161 kV 連系線事故時の Kingtom 側系統の周波数低下を確認し、周波数低下防止が必要な場合には、負荷制限量・制限ヶ所を確認)
- ⑩ 安定度解析
(Bumbuna 161 kV 連系線事故時に上記⑨の負荷制限を実施した場合における Kingtom 発電所の発電機の安定性を確認)

(2) 解析データ作成

解析に必要な既存データとしては、送配電線、変圧器及び発電機のデータが必要であるが、本計画では、データが完備されていないため、現地調査で得られたデータを使用して解析を行う。なお、線路仕様、線路配置及び発電機データが不明なものについては、日本国内類似品の定数および標準線路配置条件により算出する。

1) 送配電線データ

線路設備台帳、ウェスタンエリア Power System 2025; DWG No. GE-2025 及び図 6.3-1 に基づき、各送配電線のインピーダンス・アドミタンスを算出 (表 6.4-1 参照)。

2) 変圧器データ

変圧器設備台帳に基づき各変圧器のリアクタンスを作成 (表 6.4-2 参照)。

3) 発電機データ

既存発電機データ等を基に各発電機のリアクタンス・時定数等を作成 (表 6.4-3 参照)。

(3) 解析と結果

系統解析は図 6.3-1 をベースに 1) 潮流計算、2) 再潮流計算、3) 短絡容量計算、4) N-1 事故時の系統に対する潮流計算、5) 電圧安定性解析、6) 周波数計算及び 7) 安定度解析の 7 項目に対し実施し、結果については項目毎に記載する。これら詳細は以下の通りである。

1) 潮流計算

最初に電圧調整をしない場合の潮流計算として解析手順①を実施し、各母線の電圧が調整範囲 (0.95~1.05 p.u.) から逸脱している場合は、次のステップとして変圧器 Tap による電圧調整を解析手順②において実施し、それでも電圧が調整範囲から逸脱している場合は、最後のステップとして調相設備設置による電圧調整を解析手順③により実施する。ただし、電圧調整に当っては以下の点を基本とする。

- a) 電圧調整に伴う変圧器 Tap 変更は、実運用時の電圧調整マージンを確保するため Tap リミット以外の Tap 値とする。
- b) 電圧調整に伴う調相設備設置は設置が容易な 11 kV 母線設置を基本とし、容量単位は 2

MVA 単位とする。なお、設置予定の SC 容量は変圧器容量の 1/3 を目安とする。

c) 発電機の無効出力は定格力率以内とする。

2015/2020/2025 年における各断面の潮流計算結果を表 6.4-4、表 6.4-5 及び表 6.4-6 に示す。

表 6.4-4 2015 年ピーク断面における潮流計算結果

発電所名	母線 [kV]	潮流計算①	潮流計算②		潮流計算③		
		基準 電圧 [p.u.]	変圧器 Tap 調整 Tap 値	電圧 [p.u.]	調相設備設置 (仮定) Tap 値 SC [MVA] 電圧 [p.u.]		
Kingtom	33	0.98	▲3	1.02	-		1.00
	11 (A)	0.98		0.99			1.00
	11 (B)	1.00		1.00			1.00
Falcon Bridge	33	0.98	▲3	1.02	-	+6	1.00
	11	0.98		0.98			0.99
Blackhall Road	33	0.97	▲7	1.02	-		1.00
	11	1.00		1.00			1.00
Congo Cross	11	0.98		0.98		+6	0.99
Brookfields	11	0.97		0.98		+8	0.99
Wilberforce	33	0.97	-	1.00	-		0.99
	11	0.95		0.96			+6
Wellington	33	0.94	+3	0.99	-		0.98
	11	0.90		0.98			+4
Regent	33	0.96	+2	1.00	-		0.99
	11	0.92		0.99			+2
Freetown	161	0.98	-	1.01	-		1.00
	33	0.98		1.02			1.00
	11 (A)	1.00		1.00			1.00
	11 (B)	0.98		0.99			1.00
Goderich	33	0.95	+1	0.99	-		0.98
	11	0.93		0.99			+2
Jui	33	0.94	+1	0.98	-		0.97
	11	0.91		0.98			+2
Lumpa	33						
	11						
Tombo	33						
	11						
Bumbuna	161	1.01	▲1	1.05	▲1		1.04
	13.8	1.00		1.00			1.00
有効電力損失合計		3 MW	3 MW		2 MW		
無効電力損失合計		▲2 MVar ^{※1}	▲3 MVar ^{※1}		▲5 MVar ^{※1}		
Kingtom	有効出力	4.4 MW	4.4 MW		4.4 MW		
	無効出力	37.4 MVar	29.7 MVar		2.2 MVar		
	力率	遅れ 0.12	遅れ 0.15		遅れ 0.89		
Blackhall Road	有効出力	17.4 MW	17.1 MW		16.6 MW		
	無効出力	14.5 MVar	19.9 MVar		8.4 MVar		
	力率	遅れ 0.77	遅れ 0.65		遅れ 0.89		
Bumbuna	有効出力	50 MW	50 MW		50 MW		
	無効出力	▲3.3 MVar	▲1.6 MVar		0.1 MVar		
	力率	進み 1.00	進み 1.00		遅れ 1.00		
YIBEN-I	有効出力						
	無効出力						
	力率						
潮流計算結果系統図		図 6.4-1	図 6.4-2		図 6.4-3		

(※赤字は電圧調整範囲・発電機定格力率範囲を逸脱していることを示す。)

(※各発電所の出力値は発電端の合計値を表す。)

(※1：線路損失よりも線路充電容量が大きいため、無効電力損失がマイナス値となる。)

[出所] JICA 調査団

表 6.4-5 2020 年ピーク断面における潮流計算結果

発電所名	母線 [kV]	潮流計算①	潮流計算②		潮流計算③		
		基準 電圧 [p.u.]	変圧器 Tap 調整 Tap 値	電圧 [p.u.]	調相設備設置 (仮定) Tap 値	SC [MVA]	電圧 [p.u.]
Kingtom	33	0.95	▲3	0.99	-		0.99
	11 (A)	0.97		0.98			1.00
	11 (B)	1.00		1.00			1.00
Falcon Bridge	33	0.95	▲3	0.99	-		0.99
	11	0.97		0.97			+10
Blackhall Road	33	0.94	▲7	0.99	-		0.99
	11	1.00		1.00			1.00
Congo Cross	11	0.96		0.97		+12	0.99
Brookfields	11	0.95		0.96		+12	0.99
Wilberforce	33	0.93	-	0.97	-		0.98
	11	0.93		0.94			+10
Wellington	33	0.88	+4	0.93	-		0.97
	11	0.82		0.93			+6
Regent	33	0.91	+2	0.95	-		0.98
	11	0.87		0.94			+2
Freetown	161	0.95	-	0.99	-		0.99
	33	0.95		0.99			0.99
	11 (A)	0.99		1.00			1.00
	11 (B)	0.97		0.98			1.00
Goderich	33	0.90	+2	0.94	-		0.98
	11	0.85		0.94			+8
Jui	33	0.87	+2	0.91	-		0.97
	11	0.84		0.93			+4
Lumpa	33	0.82	+2	0.87	-		0.96
	11	0.79		0.88			+6
Tombo	33	0.81	+2	0.85	-		0.96
	11	0.77		0.84			+2
Bumbuna	161	1.00	▲1	1.04	▲1		1.04
	13.8	1.00		1.00			1.00
YIBEN-I	161	1.00	▲1	1.04	▲1		1.04
	15	1.00		1.00			1.00
有効電力損失合計		9 MW	8 MW		6 MW		
無効電力損失合計		25MVar	21MVar		13 MVar		
Kingtom	有効出力	4.3 MW	4.3 MW		4.3 MW		
	無効出力	68.1 MVar	58.9 MVar		0.6 MVar		
	力率	遅れ 0.06	遅れ 0.07		遅れ 0.99		
Blackhall Road	有効出力	20.6 MW	19.7 MW		17.8 MW		
	無効出力	23.9 MVar	29.5 MVar		12.5 MVar		
	力率	遅れ 0.65	遅れ 0.55		遅れ 0.82		
Bumbuna	有効出力	36.8 MW	36.8 MW		36.8 MW		
	無効出力	2.9 MVar	3.2 MVar		2.6 MVar		
	力率	遅れ 1.00	遅れ 1.00		遅れ 1.00		
YIBEN-I	有効出力	45.3 MW	45.3 MW		45.3 MW		
	無効出力	1.2 MVar	1.7 MVar		1.0 MVar		
	力率	遅れ 1.00	遅れ 1.00		遅れ 1.00		
潮流計算結果系統図		図 6.4-4	図 6.4-5		図 6.4-6		

(※赤字は電圧調整範囲・発電機定格力率範囲を逸脱していることを示す。)

(※各発電所の出力値は発電端の合計値を表す。)

[出所] JICA 調査団

表 6.4-6 2025 年ピーク断面における潮流計算結果

発電所名	母線 [kV]	潮流計算①	潮流計算②		潮流計算③		
		基準 電圧 [p.u.]	変圧器 Tap 調整 Tap 値	電圧 [p.u.]	調相設備設置 (仮定) Tap 値	SC [MVA]	電圧 [p.u.]
Kingtom	33	0.93	▲3	0.96	-		0.99
	11 (A)	1.00		0.96			0.99
	11 (B)	1.00		1.00			1.00
Falcon Bridge	33	0.93	▲3	0.96	-		0.99
	11	0.98		0.96			+12
Blackhall Road	33	0.92	▲7	0.95	-		0.99
	11	1.00		1.00			1.00
Congo Cross	11	0.96		0.95		+18	0.99
Brookfields	11	0.96		0.94		+18	0.99
Wilberforce	33	0.90	-	0.92	-		0.98
	11	0.93		0.91			+18
Wellington	33	0.82	+7	0.86	-		0.96
	11	0.74		0.86			+8
Regent	33	0.87	+3	0.90	-		0.98
	11	0.82		0.89			+4
Freetown	161	0.94	-	0.95	-		0.98
	33	0.93		0.96			0.99
	11 (A)	0.99		0.99			1.00
	11 (B)	0.99		0.96			1.00
Goderich	33	0.85	+3	0.88	-		0.98
	11	0.77		0.88			+12
Jui	33	0.79	+3	0.83	-		0.96
	11	0.75		0.85			+8
Lumpa	33	0.71	+3	0.75	▲1		0.95
	11	0.62		0.74			+12
Tombo	33	0.72	+3	0.76	▲2		0.96
	11	0.66		0.74			+4
Bumbuna	161	0.99	▲1	1.02	▲1		1.03
	13.8	1.00		1.00			1.00
YIBEN-I	161	1.00	▲1	1.03	▲1		1.04
	15	1.00		1.00			1.00
有効電力損失合計		18 MW	17 MW		12 MW		
無効電力損失合計		64 MVar	59 MVar		40 MVar		
Kingtom	有効出力	5.2 MW	4.2 MW		4.2 MW		
	無効出力	125.9 MVar	102.6 MVar		1.7 MVar		
	力率	遅れ 0.04	遅れ 0.04		遅れ 0.93		
Blackhall Road	有効出力	47.1 MW	47.5 MW		41.7 MW		
	無効出力	8.5 MVar	22.9 MVar		1.3 MVar		
	力率	遅れ 0.98	遅れ 0.90		遅れ 1.00		
Bumbuna	有効出力	50 MW	50 MW		50 MW		
	無効出力	8.0 MVar	10.0 MVar		6.3 MVar		
	力率	遅れ 0.99	遅れ 0.98		遅れ 0.99		
YIBEN-I	有効出力	54.6 MW	54.6 MW		54.6 MW		
	無効出力	5.7 MVar	8.0 MVar		4.2 MVar		
	力率	遅れ 0.99	遅れ 0.99		遅れ 1.00		
潮流計算結果系統図		図 6.4-7	図 6.4-8		図 6.4-9		

(※赤字は電圧調整範囲・発電機定格力率範囲を逸脱していることを示す。)

(※各発電所の出力値は発電端の合計値を表す。)

[出所] JICA 調査団

表 6.4-4 から 6.4-6 の各断面における潮流計算結果から、変圧器 Tap を調整しても調相設備(SC)を設置しない状態では適正な電圧調整範囲内及び発電機定格力率範囲内で運転できていないことがわかる。しかしながら、各発電変電所までの潮流分布及び各発電変電所の負荷量を考慮したうえで、適切な場所に適切な容量の SC を配置することにより、各発電変電所の 33kV 及び 11kV 母線の電圧を適正な電圧調整範囲内に維持することが可能である。

なお、年度が後ろになればなる程、需要が大きくなるため、無効負荷の増加及び線路潮流増に伴う無効損失の増加に対応するのに必要となる SC 容量も比例して大きくなっていることがわかる。

2) 再潮流計算

前項 1) 潮流計算の 2015 年において、常時系統の電圧を適正に運用するために必要となる変圧器 Tap 調整、及び調相設備 (SC) 設置必要容量を仮定して計算した結果を表 6.4-4 に示している。この仮定した SC の容量を参考に、将来の系統更新計画、SC 設置スペース及び運転・保守性等を総合的に勘案して SC 容量を検討した。その設置計画案を表 6.4-7 に示す。

表 6.4-7 2015 年までの調相設備 (SC) 設置計画 (案)

変電所名	調相設備設置容量 (MVA)	設置時期
Falcon Bridge	6	2015 年まで
Brookfields	6	2015 年まで
Congo Cross	6	2015 年まで
Wilberforce	4	2015 年まで
Wellington	4	2015 年まで
Goderich	6	変電所新設時
Jui	6	変電所新設時

[出所] JICA 調査団

上記 SC 容量案を基に再潮流計算を実施すると、各発電変電所における 33 kV 及び 11 kV 母線は電圧調整範囲内に維持することが出来る。この計算結果を表 6.4-8 及び図 6.4-10 に示す。

なお、調相設備は運用性を考慮して最小限各変電所に 2 バンク設置することとし、新設の変電所には計画段階からこれら調相設備の設置を含める必要がある。

2020 年及び 2025 年断面の潮流計算に於ける調相設備対策は、配電系統が大きく変わることが予想されるので、参考値を各々表 6.4-5 及び表 6.4-6 に示す。なお、2015 年以降の新設変電所としては Lumpa 変電所及び Tombo 変電所が挙げられるが、これらも同様に計画段階から電力需要に見合った最適な SC 容量を計画する必要がある。

表 6.4-8 2015 年までに調相設備を設置したときの再潮流計算結果

発電所名	母線 [kV]	潮流計算③ 調相設備設置 (仮定)			潮流計算 調相設備設置計画反映後		
		Tap 値	SC [MVA]	電圧 [p.u]	Tap 値	SC [MVA]	電圧 [p.u]
Kingtom	33			1.00			1.00
	11 (A)	—		1.00	—		1.00
	11 (B)			1.00			1.00
Falcon Bridge	33	—		1.00	—		1.00
	11		+6	0.99		+6	0.99
Blackhall Road	33	—		1.00	—		1.00
	11			1.00			1.00
Congo Cross	11		+6	0.99		+6	0.99
Brookfields	11		+8	0.99		+6	0.99
Wilberforce	33	—		0.99	—		0.99
	11		+6	0.98		+4	0.98
Wellington	33	—		0.98	—		0.99
	11		+4	0.98		+4	0.99
Regent	33	—		0.99	—		0.99
	11		+2	0.99		—	0.96
Freetown	161	—		1.00	—		1.01
	33			1.00			1.00
	11 (A)			1.00			1.00
	11 (B)			1.00			1.00
Goderich	33	—		0.98	—		0.99
	11		+2	0.97		+6	0.99
Jui	33	—		0.97	—		0.99
	11		+2	0.96		+6	1.00
Lumpa	33						
	11						
Tombo	33						
	11						
Bumbuna	161	▲1		1.04	▲1		1.04
	13.8			1.00			1.00
YIBEN-I	161						
	15						
有効電力損失合計		2MW			2MW		
無効電力損失合計		▲5MVar ^{※1}			▲5MVar ^{※1}		
Kingtom	有効出力	4.4MW			4.4MW		
	無効出力	2.2MVar			2.5MVar		
	力率	遅れ 0.89			遅れ 0.87		
Blackhall Road	有効出力	16.6MW			16.6MW		
	無効出力	8.4MVar			7.9MVar		
	力率	遅れ 0.89			遅れ 0.90		
Bumbuna	有効出力	50MW			50MW		
	無効出力	0.1MVar			▲0.2MVar		
	力率	遅れ 1.00			進み 1.00		
潮流計算結果系統図		図 6.4-3			図 6.4-10		

(※各発電所の出力値は発電端の合計値を表す。)

(※1：線路損失よりも線路充電容量が大きい場合、無効電力損失がマイナス値となる。)

[出所] JICA 調査団

3) 短絡容量計算

前項までに求めた電圧運用可能な潮流計算結果において、短絡容量を計算し短絡電流が各配電線設備の瞬時許容電流値及び各遮断器の定格遮断電流値を越えないことを確認する(解析手順⑤)。仮に短絡電流が超過しているようであれば、以下の短絡容量超過対策を実施する(解析手順⑥)。

- a) 短絡容量許容値が低い線路から優先的に配電線を開放し、短絡容量面で問題のない系統構成を決定する。但し、変圧器に直列に設置される変圧器用遮断器の定格遮断電流が不足する場合は定格遮断電流の向上により対応する。
- b) 上記系統構成において、再度潮流計算を実施し、設備容量を超過している設備の有無を確認する。なお、潮流計算の実施にあたっては解析手順①～④に基づき、変圧器 Tap 調整・調相設備追加設置を再検証する。

【2015年ピーク断面】

<ベース系統構成(解析手順⑤)>

表 6.4-9 ベース系統構成の短絡容量確認(図 6.4-11 参照)

優先順位	短絡容量超過設備		配電線瞬時許容電流値	遮断器定格遮断電流値	最大短絡電流
1	11 kV 配電線 L203	Falcon Bridge 側	11.0kA	20.0kA	13.6 kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	14.8 kA
2	11 kV 配電線 L120	Kingtom 側	11.0kA	25.0kA	14.6 kA
		Congo Cross 側		20.0kA	9.0 kA

(※赤字は最大短絡電流が設備短絡容量許容値を超過していることを示す。)

<配電線開放後の系統構成(解析手順⑥)>

表 6.4-10 配電線開放後の系統構成の短絡容量確認(図 6.4-12 参照)

優先順位	短絡容量超過設備		配電線瞬時許容電流値	遮断器定格遮断電流値	最大短絡電流
1	11 kV 配電線 L203			線路開放	
2	11 kV 配電線 L120			線路開放	

表 6.4-11 配電線開放後の系統構成の電圧確認(調整後)

Tap 調整・調相設備追加 発電所名	母線	Tap 値	SC
調整必要無し			
有効/無効電力損失合計			2 MW / ▲5 MVar ^{※1}
Kingtom トータル	有効/無効出力	4.4 MW / 3.2 MVar	
	力率	遅れ 0.81	
Blackhall Road トータル	有効/無効出力	16.6 MW / 7.3 MVar	
	力率	遅れ 0.91	
Bumbuna トータル	有効/無効出力	50 MW / ▲0.2 MVar	
	力率	進み 1.00	
潮流計算結果系統図			図 6.4-13

(※1: 線路損失よりも線路充電容量が大きいいため、無効電力損失がマイナス値となる。)

表 6. 4-12 配電線開放後の系統構成の潮流確認

熱容量超過設備	配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
該当設備無し			

<短絡容量超過対策後の系統構成においてネックとなる設備>

- ・ 該当設備無し。

【2020年ピーク断面】

<ベース系統構成（解析手順⑤）>

表 6. 4-13 ベース系統構成の短絡容量確認（図 6. 4-14 参照）

優先 順位	短絡容量超過設備		配電線瞬時 許容電流値	遮断器定格 遮断電流値	最大 短絡電流
1	11kV 配電線 L203	Falcon Bridge 側	11.0kA	20.0kA	17.7kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	22.6kA
2	11kV 配電線 L120	Kingtom 側	11.0kA	25.0kA	18.7kA
		Congo Cross 側		20.0kA	10.6kA
3	11kV 配電線 L450	Congo Cross 側	22.3kA	20.0kA	10.2kA
		Freetown 側		16.0kA	18.3kA
4	11kV 配電線 L550	Brookfields 側	22.3kA	20.0kA	14.1kA
		Freetown 側		16.0kA	18.0kA
5	11kV 配電線 L551	Brookfields 側	22.3kA	20.0kA	14.1kA
		Freetown 側		16.0kA	18.1kA
6	11kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	26.6kA	20.0kA	14.8kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	20.6kA
7	Blackhall Road 33/11kV 変圧器	33kV 側		25.0kA	5.0kA
		11kV 側		20.0kA	22.3kA

(※赤字は最大短絡電流が設備短絡容量許容値を超過していることを示す。)

<配電線開放後の系統構成（解析手順⑥）>

表 6. 4-14 配電線開放後の系統構成の短絡容量確認（図 6. 4-15 参照）

優先 順位	短絡容量超過設備		配電線瞬時 許容電流値	遮断器定格 遮断電流値	最大 短絡電流
1	11kV 配電線 L203			線路開放	
2	11kV 配電線 L120			線路開放	
3	11kV 配電線 L450			線路開放	
4	11kV 配電線 L550			線路開放	
5	11kV 配電線 L551			線路開放	
6	11kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	26.6kA	20.0kA	12.3kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	19.0kA
7	Blackhall Road 33/11kV 変圧器	33kV 側		25.0kA	4.7kA
		11kV 側		20.0kA	21.3kA

(※赤字は最大短絡電流が設備短絡容量許容値を超過していることを示す。)

表 6. 4-15 配電線開放後の系統構成の電圧確認（調整後）

Tap 調整・調相設備追加 発電所名	母線	Tap 値	SC
調整必要無し			
有効/無効電力損失合計		6 MW / 14 MVar	
Kingtom	有効/無効出力	4.3 MW / 1.2 MVar	
	力率	遅れ 0.90	
Blackhall Road	有効/無効出力	18.2 MW / 11.8 MVar	
	力率	遅れ 0.84	
Bumbuna	有効/無効出力	36.8 MW / 2.6 MVar	
	力率	遅れ 1.00	
YIBEN-I	有効/無効出力	45.3 MW / 1.0 MVar	
	力率	遅れ 1.00	
潮流計算結果系統図		図 6.4-16	

表 6. 4-16 配電線開放後の系統構成の潮流確認

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	542A (9.2MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	550A (10.1MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	558A (10.6MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は計画潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<短絡容量超過対策後の系統構成において不具合が生じる設備>

- ・ Blackhall Road 33/11 kV 変圧器の 11 kV 側遮断器の定格遮断電流が不足 (21.3 kA 以上の定格遮断電流が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L105 の定格容量が不足 (542A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L106 の定格容量が不足 (558A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L107 の定格容量が不足 (550A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)

【2025年ピーク断面】

<ベース系統構成（解析手順⑤）>

表 6.4-17 ベース系統構成の短絡容量確認（図 6.4-17 参照）

優先順位	短絡容量超過設備		配電線瞬時許容電流値	遮断器定格遮断電流値	最大短絡電流
1	11kV 配電線 L203	Falcon Bridge 側	11.0kA	20.0kA	17.7kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	22.6kA
2	11kV 配電線 L120	Kingtom 側	11.0kA	25.0kA	18.7kA
		Congo Cross 側		20.0kA	10.6kA
3	11kV 配電線 L450	Congo Cross 側	22.3kA	20.0kA	10.2kA
		Freetown 側		16.0kA	18.3kA
4	11kV 配電線 L550	Brookfields 側	22.3kA	20.0kA	14.1kA
		Freetown 側		16.0kA	18.0kA
5	11kV 配電線 L551	Brookfields 側	22.3kA	20.0kA	14.1kA
		Freetown 側		16.0kA	18.1kA
6	11kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	26.6kA	20.0kA	14.8kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	20.6kA
7	Blackhall Road 33/11kV 変圧器	33kV 側		25.0kA	5.0kA
		11kV 側		20.0kA	22.3kA

(※赤字は最大短絡電流が設備短絡容量許容値を超過していることを示す。)

<配電線開放後の系統構成（解析手順⑥）>

表 6.4-18 配電線開放後の系統構成の短絡容量確認（図 6.4-18 参照）

優先順位	短絡容量超過設備		配電線瞬時許容電流値	遮断器定格遮断電流値	最大短絡電流
1	11kV 配電線 L203			線路開放	
2	11kV 配電線 L120			線路開放	
3	11kV 配電線 L450			線路開放	
4	11kV 配電線 L550			線路開放	
5	11kV 配電線 L551			線路開放	
6	11kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	26.6kA	20.0kA	12.3kA
		Blackhall Road 側		20.0kA	19.0kA
7	Blackhall Road 33/11kV 変圧器	33kV 側		25.0kA	4.7kA
		11kV 側		20.0kA	21.3kA

(※赤字は最大短絡電流が設備短絡容量許容値を超過していることを示す。)

表 6.4-19 配電線開放後の系統構成の電圧確認（調整後）

Tap 調整・調相設備追加 発電所名	母線	Tap 値	SC
Brookfields	33kV	-	-
	11kV		+20 (+2)
有効/無効電力損失合計			13 MW/ 41 MVar
Kingtom	有効/無効出力		4.2 MW/ 2.5 MVar
	力率		遅れ 0.86
Blackhall Road	有効/無効出力		43.3 MW/ 0.9 MVar
	力率		遅れ 1.00
Bumbuna	有効/無効出力		50MW/ 6.5MVar
	力率		遅れ 0.99
YIBEN-I	有効/無効出力		54.6MW/ 4.4MVar
	力率		遅れ 1.00
潮流計算結果系統図			図 6.4-19

(※ () 内の数値は 1)潮流計算③からの SC 増容量分を示す。)

表 6.4-20 配電線開放後の系統構成の潮流確認

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	573A (32.2MW)
	Freetown 側		1,250A	
11kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	854A (13.0MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	796A (14.2MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	883A (14.1MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	972A (13.3MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は計画潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

＜短絡容量面において必要となる設備対策＞

- ・ Blackhall Road 33/11 kV 変圧器の 11 kV 側遮断器の定格遮断電流が不足 (21.3 kA 以上の定格遮断電流が必要)
- ・ 33 kV 配電線 L3901 の定格容量が不足 (573A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L105 の定格容量が不足 (854A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L106 の定格容量が不足 (796A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L107 の定格容量が不足 (883A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11 kV 配電線 L202 の定格容量が不足 (972A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)

2015 年、2020 年及び 2025 年に於ける各ピーク断面において、「配電線開放」及び「変圧器用 11 kV 遮断器の定格遮断電流の向上対策」を実施することにより短絡容量面の不具合を解決することが出来る。これらを表 6.4-10、表 6.4-14 及び表 6.4-18 の短絡容量確認結果に示す。

配電線を開放した系統における電圧状態を確認した結果、2015 年及び 2020 年に関しては調相設備 (SC) を追加設置しなくても適正な電圧調整範囲内で運転が可能である。これらを表 6.4-11 及び表 6.4-15 の電圧確認 (調整後) 結果に示す。2025 年に関しては、表 6.4-19 の電圧確認 (調整後) 結果より調相設備を Brookfields の 11 kV 系統に追加設置することにより適正な電圧調整が可能となるのがわかるが、配電損失等を総合的に勘案し追加調相設備容量・設置場所を選定することが望ましい。

一方、熱容量超過設備については、2015 年においては表 6.4-12 に示すように不具合は生じないが、2020 年及び 2025 年においては各々表 6.4-16 及び表 6.4-20 に示すように遮断器の遮断容量不足及び配電線の容量不足が生じる。遮断容量不足については、発電機及び線路情報を再確認後、再計算する必要がある。これらの対策として下記を再調査し再計算することが望ましい。

- 既存及び設置予定の発電機定数及び発電機の系統接続台数 (遮断器の遮断電流不足対策)
- 今後設置予定の Freetown S/S と Congo Cross S/S (L450) 及び Brookfields J/S(L550 及び L551) 間のケーブル・サイズを上げることで対応可能である。(電流容量不足対策)
- 各配電所間の Sub-Trunk line における最適な電力供給の検討 (配電損失が最小となる点を検討し、常時「開」の地点を選定する)。

4) N-1 事故時系統での潮流計算

解析手順⑦として、多回線配電線及びループ系統での1回線事故を対象に、事故発生後の系統において熱容量超過設備の洗い出しを行う。ただし「3) 短絡容量計算」において不具合が生じる設備については、常時運用している系統に必要となる熱容量に対応した設備対策が完了しているものとして洗い出しを行う。

なお、事故後の系統において母線の電圧低下が10%以上となる場合は、負荷制限を実施し電圧低下が10%以内に収まることを確認のうえ、熱容量超過設備の洗い出しを実施する。

【2015年ピーク断面】

表 6.4-21 2015年断面における事故想定と結果

No.	設備	事故設備	結果及び備考
1	33 kV 配電線	Kingtom~Falcon Bridge 間 L3101	熱容量超過設備無し
2		Kingtom~Freetown 間 L3903	熱容量超過設備無し
3		Falcon Bridge~Blackhall Road 間 L3201	熱容量超過設備無し
4		Blackhall Road~Wilberforce 間 L3301	熱容量超過設備無し
5		Blackhall Road~Wellington 間 L3302	熱容量超過設備無し
6		Blackhall Road~Freetown 間 L3902	熱容量超過設備無し
7		Wilberforce~Regent 間 L3601	熱容量超過設備無し
8		Wilberforce~Freetown 間 L3901	対策が必要 (表 6.4-22 参照)
9		Wilberforce~Goderich 間 L3602	放射状系統のため対象外
10		Wellington~Jui 間 L3701	熱容量超過設備無し
11		Regent~Jui 間 L3804・L3604	熱容量超過設備無し
12		Goderich~Tombo 間 L31001	York~Tombo 未運開
13		Jui~Lumpa 間 L31101	放射状系統のため対象外
14		Lumpa~Tombo 間 L31201	放射状系統のため対象外
15	11 kV 配電線	Kingtom(A-Bus)~Falcon Bridge 間 L103	熱容量超過設備無し
16		Kingtom(A-Bus)~Falcon Bridge 間 L104	熱容量超過設備無し
17		Kingtom(B-Bus)~Falcon Bridge 間 L103A	熱容量超過設備無し
18		Kingtom(B-Bus)~Falcon Bridge 間 L102	熱容量超過設備無し
19		Kingtom(A-Bus)~Congo Cross 間 L120	線路開放中
20		Kingtom(B-Bus)~Congo Cross 間 L105	対策が必要 (表 6.4-23 参照)
21		Kingtom(A-Bus)~Brookfields 間 L107	対策が必要 (表 6.4-24 参照)
22		Kingtom(B-Bus)~Brookfields 間 L106	対策が必要 (表 6.4-25 参照)
23		Kingtom(A-Bus)~Freetown 間 L150	熱容量超過設備無し
24		Kingtom(B-Bus)~Freetown 間 L151	熱容量超過設備無し
25		Falcon Bridge~Blackhall Road 間 L203	線路開放中
26		Falcon Bridge~Blackhall Road 間 L202	熱容量超過設備無し
27		Congo Cross~Wilberforce 間 L440	熱容量超過設備無し
28		Congo Cross~Freetown(A-Bus)間 L450	熱容量超過設備無し
29		Brookfields~Wilberforce 間 L523	熱容量超過設備無し
30		Brookfields~Wilberforce 間 L522	熱容量超過設備無し
31		Brookfields~Freetown(A-Bus)間 L550	対策が必要 (表 6.4-26 参照)
32		Brookfields~Freetown(B-Bus)間 L551	対策が必要 (表 6.4-27 参照)

[出所] JICA 調査団

<事故想定 No. 8 (L3901) >

表 6.4-22 事故想定 No. 8 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備	配電線 連続許容値		遮断器 定格電流値	潮流
	Kingtom 側	Brookfields 側		
11 kV 配電線 L106	355A	355A	1,250A	356A (6.8 MW)
			1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 20 (L105) >

表 6.4-23 事故想定 No. 20 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	364A (6.9 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 21 (L107) >

表 6.4-24 事故想定 No. 21 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	425A (8.1 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 22 (L106) >

表 6.4-25 事故想定 No. 22 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	417A (7.9 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 31 (L550) >

表 6.4-26 事故想定 No. 31 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	379A (7.2 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 32 (L551) >

表 6.4-27 事故想定 No. 32 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	368A (7.0 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<短絡容量超過対策後の系統構成において常時 N-1 事故時に系統ネックとなる設備>

下記 2ヶ所の配電線に不具合が生じる。

- a) 11 kV 配電線 L106 (425A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- b) 11 kV 配電線 L107 (417A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)

上記対策としては、現在のケーブル仕様 ; 3c-185 sq を 3c-300 sq に変更することにより対応可能であるが、i) Freetown 変電所と Brookfields 配電所間の 2 回線の新規基幹配電線路、L550 及び L551 のケーブル仕様を 3c-185sq, XLPE から、1c-300sq x 3 に変更、ii) Brookfields の最大需要の見直し、iii) Frootfields の 11 kV SWGR 母線遮断器の運用方法及び iv) 現在進行中の計画完了時の実際の配電設備状況を再確認し再検討する必要がある。

【2020年ピーク断面】

表 6.4-28 2020年断面における事故想定

No.	設備	事故設備	結果及び備考
1	33 kV 配電線	Kingtom～Falcon Bridge 間 L3101	対策が必要 (表 6.4-29 参照)
2		Kingtom～Freetown 間 L3903	対策が必要 (表 6.4-30 参照)
3		Falcon Bridge～Blackhall Road 間 L3201	対策が必要 (表 6.4-31 参照)
4		Blackhall Road～Wilberforce 間 L3301	対策が必要 (表 6.4-32 参照)
5		Blackhall Road～Wellington 間 L3302	対策が必要 (表 6.4-33 参照)
6		Blackhall Road～Freetown 間 L3902	熱容量超過設備無し
7		Wilberforce～Regent 間 L3601	対策が必要 (表 6.4-34 参照)
8		Wilberforce～Freetown 間 L3901	対策が必要 (表 6.4-35 参照)
9		Wilberforce～Goderich 間 L3602	放射状系統のため対象外
10		Wellington～Jui 間 L3701	対策が必要 (表 6.4-36 参照)
11		Regent～Jui 間 L3804・L3604	熱容量超過設備無し
12		Goderich～Tombo 間 L31001	York～Tombo 未運開
13		Jui～Lumpa 間 L31101	放射状系統のため対象外
14		Lumpa～Tombo 間 L31201	放射状系統のため対象外
15	11 kV 配電線	Kingtom(A-Bus)～Falcon Bridge 間 L103	対策が必要 (表 6.4-37 参照)
16		Kingtom(A-Bus)～Falcon Bridge 間 L104	対策が必要 (表 6.4-38 参照)
17		Kingtom(B-Bus)～Falcon Bridge 間 L103A	対策が必要 (表 6.4-39 参照)
18		Kingtom(B-Bus)～Falcon Bridge 間 L102	対策が必要 (表 6.4-40 参照)
19		Kingtom(A-Bus)～Congo Cross 間 L120	線路開放中
20		Kingtom(B-Bus)～Congo Cross 間 L105	対策が必要 (表 6.4-41 参照)
21		Kingtom(A-Bus)～Brookfields 間 L107	対策が必要 (表 6.4-42 参照)
22		Kingtom(B-Bus)～Brookfields 間 L106	対策が必要 (表 6.4-43 参照)
23		Kingtom(A-Bus)～Freetown 間 L150	対策が必要 (表 6.4-44 参照)
24		Kingtom(B-Bus)～Freetown 間 L151	対策が必要 (表 6.4-45 参照)
25		Falcon Bridge～Blackhall Road 間 L203	線路開放中
26		Falcon Bridge～Blackhall Road 間 L202	熱容量超過設備無し
27		Congo Cross～Wilberforce 間 L440	対策が必要 (表 6.4-46 参照)
28		Congo Cross～Freetown(A-Bus)間 L450	線路開放中
29		Brookfields～Wilberforce 間 L523	対策が必要 (表 6.4-47 参照)
30		Brookfields～Wilberforce 間 L522	対策が必要 (表 6.4-48 参照)
31		Brookfields～Freetown(A-Bus)間 L550	線路開放中
32		Brookfields～Freetown(B-Bus)間 L551	線路開放中

[出所] JICA 調査団

< 事故想定 No. 1 (L3101) >

表 6.4-29 事故想定 No. 1 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	493A (28.2MW)
	Freetown 側		1,250A	
11kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	546A (9.3MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	577A (10.9MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 2 (L3903) >

表 6.4-30 事故想定 No. 2 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	513A (29.2 MW)
	Freetown 側		1,250A	
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	573A (10.6 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 3 (L3201) >

表 6.4-31 事故想定 No. 3 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	481A (27.5 MW)
	Freetown 側		1,250A	
11kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	547A (9.4 MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	556A (10.3 MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	572A (10.8 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 4 (L3301) >

表 6.4-32 事故想定 No. 4 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	553A (10.2 MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	563A (10.7 MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 5 (L3302) >

33 kV 配電線 L3302 の事故により 33 kV 系統のループが開放され、系統の末端となる Wellington 母線の電圧が 10% 以上低下する。これを防止するため、33 kV 配電線 L3302 事故発生時、瞬時に 33 kV 配電線 L3701 を開放し、末端の Wellington を系統から切り離し（負荷制限実施）、電圧の安定性維持を試みる。

この対策により系統電圧低下は 10% 以内に抑えることが可能であるが、3 箇所の配電線に熱容量不足が生じる。これを表 6.4-33 に示す。

表 6.4-33 事故想定 No. 5 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	422A (24.2MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	543A (9.3MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	560A (10.6MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 7 (L3601) >

表 6.4-34 事故想定 No. 7 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3302	Blackhall Road 側	407A	1,250A	409A (23.2MW)
	Wellington 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 8 (L3901) >

表 6.4-35 事故想定 No. 8 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3302	Blackhall Road 側	407A	1,250A	409A (23.2MW)
	Wellington 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	573A (10.2MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	633A (11.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	652A (12.4MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 10 (L3701) >

表 6.4-36 事故想定 No. 10 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	425A (24.3MW)
	Freetown 側		1,250A	
11kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	543A (9.3MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	553A (10.2MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	568A (10.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 15 (L103) >

表 6.4-37 事故想定 No. 15 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	569A (10.4MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 16 (L104) >

表 6.4-38 事故想定 No. 16 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	571A (10.5MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 17 (L103A) >

表 6.4-39 事故想定 No. 17 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	545A (9.3MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	573A (10.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 18 (L102) >

表 6.4-40 事故想定 No. 18 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	546A (9.3MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	580A (11.0MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 20 (L105) >

表 6.4-41 事故想定 No. 20 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	700A (12.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	845A (15.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L440	Congo Cross 側	351A	1,250A	490A (8.4MW)
	Wilberforce 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 21 (L107) >

表 6.4-42 事故想定 No. 21 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	604A (10.5MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	950A (17.7MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 22 (L106) >

表 6.4-43 事故想定 No. 22 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	662A (11.7MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	911A (17.0MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 23 (L150) >

表 6.4-44 事故想定 No. 23 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	561A (9.7MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	740A (14.0MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 24 (L151) >

表 6.4-45 事故想定 No. 24 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	698A (12.5MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 27 (L440) >

表 6.4-46 事故想定 No. 27 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	563A(10.5MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	594A(11.3MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No.29 (L523) >

表 6.4-47 事故想定 No. 29 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	576A (9.9MW)
	Congo Cross 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No.30 (L522) >

表 6.4-48 事故想定 No. 30 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	576A (9.9MW)
	Congo Cross 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<短絡容量超過対策後の系統構成において常時・N-1 事故時に系統ネックとなる設備>

- Blackhall Road 33/11 kV 変圧器の 11 kV 側遮断器の定格遮断電流が不足 (21.3 kA 以上の定格遮断電流が必要)
- 33 kV 配電線 L3302 の定格容量が不足 (409A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- 33 kV 配電線 L3901 の定格容量が不足 (513A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- 11kV 配電線 L105 の定格容量が不足 (662A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- 11kV 配電線 L106 の定格容量が不足 (950A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- 11kV 配電線 L107 の定格容量が不足 (911A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- 11kV 配電線 L440 の定格容量が不足 (490A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)

【2025年ピーク断面】

表 6.4-49 2025年断面における事故想定

No.	設備	事故設備	結果及び備考
1	33 kV 配電線	Kingtom～Falcon Bridge 間 L3101	対策が必要 (表 6.4-50 参照)
2		Kingtom～Freetown 間 L3903	対策が必要 (表 6.4-51 参照)
3		Falcon Bridge～Blackhall Road 間 L3201	対策が必要 (表 6.4-52 参照)
4		Blackhall Road～Wilberforce 間 L3301	対策が必要 (表 6.4-53 参照)
5		Blackhall Road～Wellington 間 L3302	対策が必要 (表 6.4-54 参照)
6		Blackhall Road～Freetown 間 L3902	対策が必要 (表 6.4-55 参照)
7		Wilberforce～Regent 間 L3601	対策が必要 (表 6.4-56 参照)
8		Wilberforce～Freetown 間 L3901	対策が必要 (表 6.4-57 参照)
9		Wilberforce～Goderich 間 L3602	対策が必要 (負荷制限実施)
10		Wellington～Jui 間 L3701	対策が必要 (表 6.4-58 参照)
11		Regent～Jui 間 L3804・L3604	対策が必要 (表 6.4-59 参照)
12		Goderich～Tombo 間 L31001	熱容量超過設備無し
13		Jui～Lumpa 間 L31101	対策が必要 (負荷制限実施)
14		Lumpa～Tombo 間 L31201	熱容量超過設備無し
15	11 kV 配電線	Kingtom(A-Bus)～Falcon Bridge 間 L103	熱容量超過設備無し
16		Kingtom(A-Bus)～Falcon Bridge 間 L104	熱容量超過設備無し
17		Kingtom(B-Bus)～Falcon Bridge 間 L103A	熱容量超過設備無し
18		Kingtom(B-Bus)～Falcon Bridge 間 L102	熱容量超過設備無し
19		Kingtom(A-Bus)～Congo Cross 間 L120	線路開放中
20		Kingtom(B-Bus)～Congo Cross 間 L105	対策が必要 (表 6.4-60 参照)
21		Kingtom(A-Bus)～Brookfields 間 L107	対策が必要 (表 6.4-61 参照)
22		Kingtom(B-Bus)～Brookfields 間 L106	対策が必要 (表 6.4-62 参照)
23		Kingtom(A-Bus)～Freetown 間 L150	対策が必要 (表 6.4-63 参照)
24		Kingtom(B-Bus)～Freetown 間 L151	対策が必要 (表 6.4-64 参照)
25		Falcon Bridge～Blackhall Road 間 L203	線路開放中
26		Falcon Bridge～Blackhall Road 間 L202	熱容量超過設備無し
27		Congo Cross～Wilberforce 間 L440	対策が必要 (表 6.4-66 参照)
28		Congo Cross～Freetown(A-Bus)間 L450	線路開放中
29		Brookfields～Wilberforce 間 L523	対策が必要 (表 6.4-67 参照)
30		Brookfields～Wilberforce 間 L522	対策が必要 (表 6.4-68 参照)
31		Brookfields～Freetown(A-Bus)間 L550	線路開放中
32		Brookfields～Freetown(B-Bus)間 L551	線路開放中

[出所] JICA 調査団

<事故想定 No. 1 (L3101) >

表 6.4-50 事故想定 No. 1 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	707A (39.6MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	857A (13.1MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	815A (14.4MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 2 (L3903) >

表 6.4-51 事故想定 No. 2 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	738A (41.4MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	906A (14.6MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L151	Kingtom 側	1,210A	1,250A	1,354A (25.2MW)
	Freetown 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 3 (L3201) >

表 6.4-52 事故想定 No. 3 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	707A (39.9MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	858A (13.1MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	885A (14.3MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	811A (14.4MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 4 (L3301) >

表 6.4-53 事故想定 No. 4 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	664A (37.5MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	855A (13.1MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	889A (14.2MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	805A (14.3MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	985A (13.5MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 5 (L3302) >

33 kV 配電線 L3302 事故により 33 kV 系統のループが開放され、系統の末端となる Wellington 母線の電圧が 20 % 以上低下する。これを防止するため、33 kV 配電線 L3602 事故発生時、瞬時に 33 kV 配電線 L3701 を開放し、末端の Wellington を系統から切り離し（負荷制限実施）、電圧の安定性維持を試みる。この対策により系統電圧低下は 10 % 以内に抑えることが可能であるが、表 6.4-54 に示す熱容量対策が必要である。

表 6.4-54 事故想定 No. 5 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3601	Wilberforce 側	388A	1,250A	403A (22.8MW)
	Regent 側		630A	
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	683A (38.9MW)
	Freetown 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 6 (L3902) >

表 6.4-55 事故想定 No. 6 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	579A (32.5MW)
	Freetown 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 7 (L3601) >

表 6.4-56 事故想定 No. 7 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3302	Blackhall Road 側	407A	1,250A	569A (32.5MW)
	Wellington 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	988A (13.9MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 8 (L3901) >

表 6.4-57 事故想定 No. 8 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3301	Blackhall Road 側	407A	1,250A	462A (26.2MW)
	Wilberforce 側		1,250A	
33 kV 配電線 L3302	Blackhall Road 側	407A	1,250A	459A (26.2MW)
	Wellington 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	892A (14.5MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	1,000A (16.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	929A (17.2MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L151	Kingtom 側	1,210A	1,250A	1,281A (23.2MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	1,003A (14.0MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 9 (L3602) >

33 kV 配電線 L3602 事故により 33 kV 系統のループが開放され、系統の末端となる Goderich 母線の電圧が 30 % 以上低下し、電圧崩壊が起こる可能性がある。これを防止するため、33 kV 配電線 L3602 事故発生時、瞬時に 33 kV 配電線 L31001 を開放し、末端の Goderich を系統から切り離し（負荷制限実施）、電圧の安定性維持を試みる。

この対策により系統電圧低下は 10 % 以内に抑えることが可能で熱容量超過設備はなし。

<事故想定 No. 10 (L3701) >

表 6.4-58 事故想定 No. 10 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3601	Wilberforce 側	388A	1,250A	402A (22.8MW)
	Regent 側		630A	
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	687A (39.1MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	893A (14.2MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	804A (14.5MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	1,019A (14.1MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 11 (L3804・L3604) >

表 6.4-59 事故想定 No. 11 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3302	Blackhall Road 側	407A	1,250A	501A (28.6MW)
	Wellington 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 13 (L31101) >

33 kV 配電線 L31101 事故により 33 kV 系統のループが開放され、系統の末端となる Lumpa 母線の電圧が 30 % 以上低下し、電圧崩壊が起こる可能性がある。これを防止するため、33 kV 配電線 L31101 事故発生時、瞬時に 33 kV 配電線 L31201 を開放し、末端の Lumpa を系統から切り離し（負荷制限実施）、電圧の安定性維持を試みる。

この対策により系統電圧低下は 10 % 以内に抑えることが可能で熱容量超過設備なし。

<事故想定 No. 20 (L105) >

表 6.4-60 事故想定 No. 20 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	618A (35.0MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	1,115A (18.1MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	1,245A (21.7MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	1,060A (14.8MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	
11 kV 配電線 L440	Congo Cross 側	351A	1,250A	771A (12.4MW)
	Wilberforce 側		1,250A	
11 kV 配電線 L523	Brookfields 側	455A	1,250A	632A (9.4MW)
	Wilberforce 側		1,250A	
11 kV 配電線 L522	Brookfields 側	455A	1,250A	631A (9.4MW)
	Wilberforce 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 21 (L107) >

表 6.4-61 事故想定 No. 21 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	615A (34.5MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L102	Kingtom 側	355A	1,250A	531A (2.4MW)
	Falcon Bridge 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	952A (14.7MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	1,408A (23.6MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L151	Kingtom 側	1,210A	1,250A	1,327A (24.4MW)
	Freetown 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 22 (L106) >

表 6.4-62 事故想定 No. 22 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	603A (34.1MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	1,018A (16.3MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	1,381A (23.1MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	991A (14.1MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 23 (L150) >

表 6.4-63 事故想定 No. 23 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	607A (34.2MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	874A (13.5MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	1,009A (18.1MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L151	Kingtom 側	1,210A	1,250A	1,449A (26.3MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	1,042A (15.2MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 24 (L151) >

表 6.4-64 事故想定 No. 24 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	612A (34.4MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L102	Kingtom 側	355A	1,250A	486A (3.7MW)
	Falcon Bridge 側		1,250A	
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	1,087A (17.2MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L150	Kingtom 側	1,210A	1,250A	1,300A (23.6MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L202	Falcon Bridge 側	430A	1,250A	1,125A (14.5MW)
	Blackhall Road 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 27 (L440) >

表 6.4-65 事故想定 No. 27 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
11 kV 配電線 L107	Kingtom 側	355A	1,250A	894A (14.4MW)
	Brookfields 側		1,250A	
11 kV 配電線 L106	Kingtom 側	355A	1,250A	829A (14.8MW)
	Brookfields 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 29 (L523) >

表 6.4-66 事故想定 No. 29 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	588A (33.1MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	906A (13.7MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L522	Brookfields 側	455A	1,250A	502A (6.6MW)
	Wilberforce 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<事故想定 No. 30 (L522) >

表 6.4-67 事故想定 No. 30 における潮流ネック箇所

熱容量超過設備		配電線 連続許容値	遮断器 定格電流値	潮流
33 kV 配電線 L3901	Wilberforce 側	407A	1,250A	588A (33.1MW)
	Freetown 側		1,250A	
11 kV 配電線 L105	Kingtom 側	355A	1,250A	906A (13.7MW)
	Congo Cross 側		1,250A	
11 kV 配電線 L523	Brookfields 側	455A	1,250A	502A (6.6MW)
	Wilberforce 側		1,250A	

(※赤字は事故発生後の潮流が設備定格容量を超過していることを示す。)

<短絡容量超過対策後の系統構成において常時・N-1 事故時に系統ネックとなる設備>

- ・ Blackhall Road 33/11 kV 変圧器の 11 kV 側遮断器の定格遮断電流が不足 (21.3 kA 以上の定格遮断電流が必要)
- ・ 33 kV 配電線 L3301 の定格容量が不足 (462A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 33 kV 配電線 L3302 の定格容量が不足 (569A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 33 kV 配電線 L3601 の定格容量が不足 (403A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 33 kV 配電線 L3901 の定格容量が不足 (738A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L102 の定格容量が不足 (531A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L105 の定格容量が不足 (1,018 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L106 及び両端遮断器の定格容量が不足 (1,408A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L107 の定格容量が不足 (1,381A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L150 及び両端遮断器の定格容量が不足 (1,300A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L151 及び両端遮断器の定格容量が不足 (1,449A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L202 の定格容量が不足 (1,125A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L440 の定格容量が不足 (771A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L522 の定格容量が不足 (631A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ 11kV 配電線 L523 の定格容量が不足 (632A 以上の熱容量 (連続許容値) が必要)
- ・ Blackhall Road 33/11 kV 変圧器の定格容量が不足 (21.3 MVA 以上の定格容量が必要)
- ・ Wilberforce 33/11 kV 変圧器の定格容量が不足 (10.1 MVA 以上の定格容量が必要)

解析結果より 2015 年から 2025 年の間において「N-1 事故の発生により熱容量が超過する設備」及び「電圧低下対策が必要となる設備」は需要の増加に伴い増加している。なお、2015 年から 2020 年における「N-1 事故に伴う熱容量超過設備」が増えているが、これは、短絡容量抑制対策として、配電線の開放を実施していることが主な要因である。

一方、遮断器の短絡電流値の不足による遮断器の交換には多額の費用がかかるのみならず停電を伴うので、極力発生しないような設備計画を策定する必要がある。

上記を考慮し、早急にシステムの基本条件を策定する必要がある。本調査では 11 kV : 20 kA 及び 33 kV : 25 kA を推奨しているが、国際連系線の 230 kV 送電線が Kenema – Mokango – Lumpa 間に計画される場合には、Lumpa 変電所は、11 kV : 25 kA 及び 33 kV : 31 kA で検討する必要がある。

2015 年までの調相設備設置対策の他に下記を考慮して適切な配電系統を構築する必要がある。

a) 短絡容量対策

Blackhall Road 変電所の 33/11 kV 変圧器の 11 kV 側に 21.3 kA の短絡電流が流入することとなるが下記項目を再確認後再計算する必要がある。

- ・ Blackhall Road 変電所に設置される発電機台数及び実際の発電機定数
- ・ 11 kV 及び 33 kV の線路定数 (実際の長さ及び線路のメーカー作成仕様)

b) 線路容量不足対策

Kingtom 発電所と Brookfields 配電所間の 2 本の基幹配電線路の連続許容電流が不足するが、下記を早い時期に調査して再検討する必要がある。

- Freetown 変電所と Brookfields 配電所間の 2 回線の新規基幹配電線路, L550 及び L551 のケーブルの仕様は 3c-185sq, XLPE で計画しているが、この仕様を 1c-300sq x 3 で検討する。また、首都圏であることを考慮し出来るだけ地中線を採用し、かつ、線路長を最短とし保守性の良いルート (Kingtom 発電所を経由しない) を選定する必要がある。
- 当該基幹配電線の連続許容電流値の再確認。
- Brookfields 配電所の Peak 電力を実測し見直しを行う。
- Brookfields 配電所と Kingtom/ Falcon Bridge/ Congo Cross/ Blackhall Road/ Wilberforce 発電所間に設置された各配電用変圧器への電力供給ルート及び電力損失が最小となる供給範囲の調査。

5) 電圧安定性解析

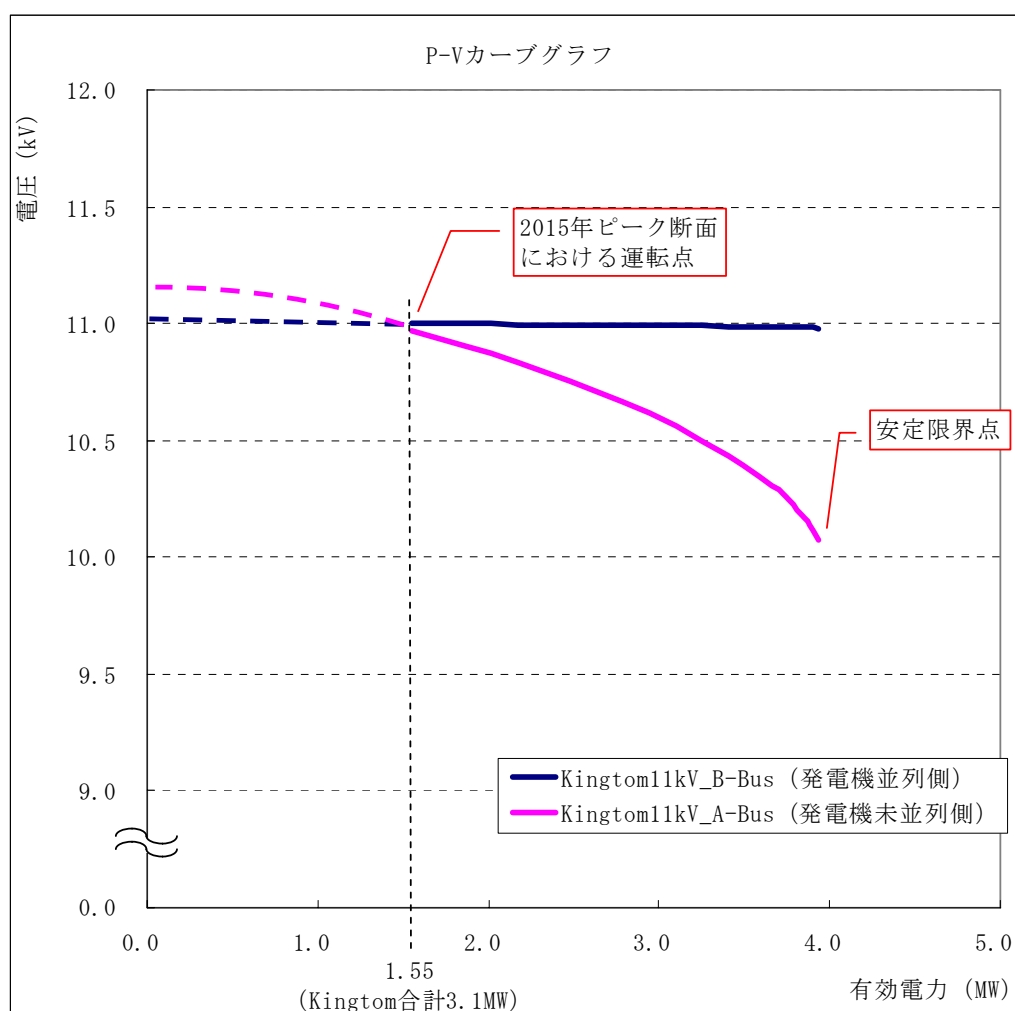
本来であれば、前項 4)までに洗い出した系統ネックに対する設備対策を反映した系統において、解析手順 ①～⑦を再確認し問題ないことを確認の上、本項の電圧安定性解析（解析手順 ⑧）を実施する必要がある。

しかしながら、ウェスタンエリアにおける 2015 年までの発電所、配電線路及び国際連系送電線等の計画が不透明であることから、現系統における電圧安定性の解析を実施する。

なお、解析の対象は Kingtom 発電所の 11 kV 母線とする

解析結果、Kingtom P/S の 11 kV-A 母線は 2015 年ピーク断面において安定限界点までのマージンも十分に安定した状態で運転していることが分かる。これらを図 6.4-20 に示す。

【2015 年ピーク断面】



[出所] JICA 調査団

図 6.4-20 Kingtom P/S の 11kV 母線における P-V カーブグラフ

6) 周波数計算

2015年にける最大電力需要約67 MWの内、Bumbuna水力発電所より50 MWを161 kV-1回線でウェスタンエリアに供給することとなる。この送電線は205 kmと長距離であり事故が発生する確率が高く、線路停止となる可能性も高いと考えられることから、この送電線事故が発生時のウェスタンエリア電力系統への影響を把握し、停電範囲の局限化が必要不可欠である。

以下に2015年断面における161 kV送電線事故時のウェスタンエリア電力系統(Kingtom系統)における周波数への影響を検討する。

【2015年ピーク断面】

<Bumbuna161kV送電線事故時におけるKingtom系統の周波数低下確認>

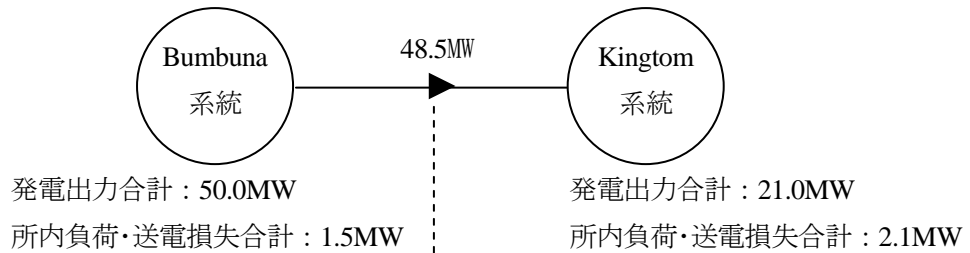


図 6.4-21 Bumbuna 161 kV 送電系統

需給不均衡量と周波数変化量の関係は、系統周波数特性定数 K [MW/0.1 Hz] を用いて、

$$\Delta P = K \cdot \Delta F$$

(ΔP : 需給不均衡量 [MW]、 ΔF : 周波数変化量 [0.1 Hz])

により現される。一般的に系統周波数定数 K [MW/0.1 Hz] は、系統容量の1~2 [%MW/0.1Hz]程度であるため、

$$\begin{aligned}
 K &= \text{首都圏ウェスタンエリア系統容量 } 71\text{MW (系統全体の発電出力合計)} \times 1 \sim 2\% \\
 &= 0.7 \sim 1.4 \text{ [MW/0.1Hz]}
 \end{aligned}$$

となる。以上から、Bumbuna161kV送電線が事故停止した場合はKingtom系統へ流入している48.5MWの電力が減少するため、Kingtom系統の周波数低下量は、

$$\Delta F = \frac{\Delta P}{K} = \frac{\blacktriangle 48.5\text{MW}}{0.7 \sim 1.4\text{MW/0.1Hz}} = \blacktriangle 6.9 \sim \blacktriangle 3.5\text{Hz}$$

となり、事故前の50Hzから46.5~43.1 Hzまで低下する。

なお、この周波数低下の算出は、周波数の変化量が1 Hz以内のときに使用される一般的なものであるため、それを大きく超える周波数低下は計算値よりも更に大きく低下すると考えられる。

また、発電機の周波数許容範囲(表 6.4-69 参照)を超過しているため、Bumbuna 161 kV送電線事故時には周波数低下により、Kingtom系統の発電機も脱落すると思われる。

表 6.4-68 回転電気機器の周波数に関する要件

周波数の範囲	電圧値 0.95 ~ 1.03 [P.u.]における要件
0.98 ~ 1.02 [p.u.]	連続的に運転して、実用上支障があってはならない。
0.95 ~ 1.03 [p.u.]	実用上支障があってはならない。

[出所] JIS C 4034-1

< Bumbuna 161 kV 送電線事故時における Kingtom 系統の運転継続方法 >

Bumbuna 161 kV 送電線事故発生後の Kingtom 系統は、図 6.4-21 に示すような状態となる。

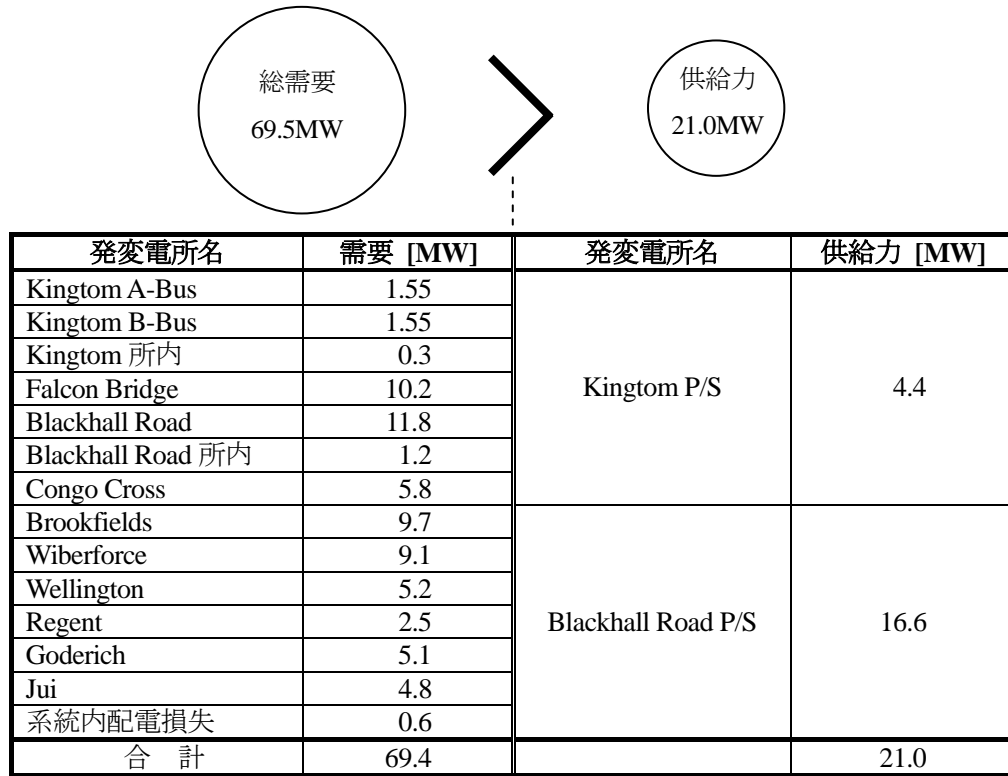


図 6.4-22 Bumbuna 161 kV 送電線事故後の Kingtom 系統状態

図 6.4-22 から判るように需給バランスが崩れ、供給力不足となっているので周波数は低下する。この周波数低下を防止するためには Kingtom 系統の需要を供給力 21.0MW 以内に抑制する必要がある。

発電所エリア近傍の停電を防止することを最優先するものとして、2015 年ピーク断面における Kingtom 系統の供給力及び系統構成を考慮すると、供給できると考えられる需要は表 6.4-70 に示す通りである。

表 6.4-69 Kingtom 系統内で供給継続可能な需要

発電所名	需要 [MW]	備考
Kingtom B-Bus	1.55	
Kingtom 所内	0.3	
Falcon Bridge の半分	5.1	
Blackhall Road	11.8	
Blackhall Road 所内	1.2	
系統内送電損失	—	
合計	19.95	Kingtom 供給力 21.0 MW

この状態になるように需要抑制を行うために配電線や変圧器等の遮断器を開放し負荷制限を実施する必要がある。

ここで、Bumbuna 161 kV 送電線事故時に、この負荷制限を実施した後の Kingtom 系統は、上表のように約 1 MW の供給過剰状態となり、系統周波数は上昇する。

この周波数上昇量は、

$$\Delta F = \frac{\Delta P}{K} = \frac{1.0\text{MW}}{0.7\sim 1.4\text{MW}/0.1\text{Hz}} = 0.07\sim 0.14\text{Hz}$$

となり、事故前の 50 Hz から 50.07～50.14 Hz まで上昇するが、発電機の周波数許容範囲内に収まっているため、Kingtom 系統の発電機は運転継続することが可能である。供給過剰分の 1.0 MW は Kingtom 又は Blackhall Road の発電機出力調整で対応可能である。

なお、上記のように負荷制限を実施するためには、事前潮流状態監視、Bumbuna 161 kV 送電線事故情報伝送、事故発生後の負荷制限量計算及び負荷制限制御の機能を有する高度な事故波及防止装置が必要である。

7) 安定度解析

前項 6) 周波数計算において、161 kV 送電線事故後に負荷制限を実施し Kingtom 系統の需給バランスを維持することで、周波数上における Kingtom 系統の運転継続を確認したが 161 kV 送電線事故及び事故波及防止装置の負荷制限による影響に対して Kingtom 系統内の発電機が同期運転を継続することが可能かどうかを安定度解析により確認する。

【2015 年ピーク断面】

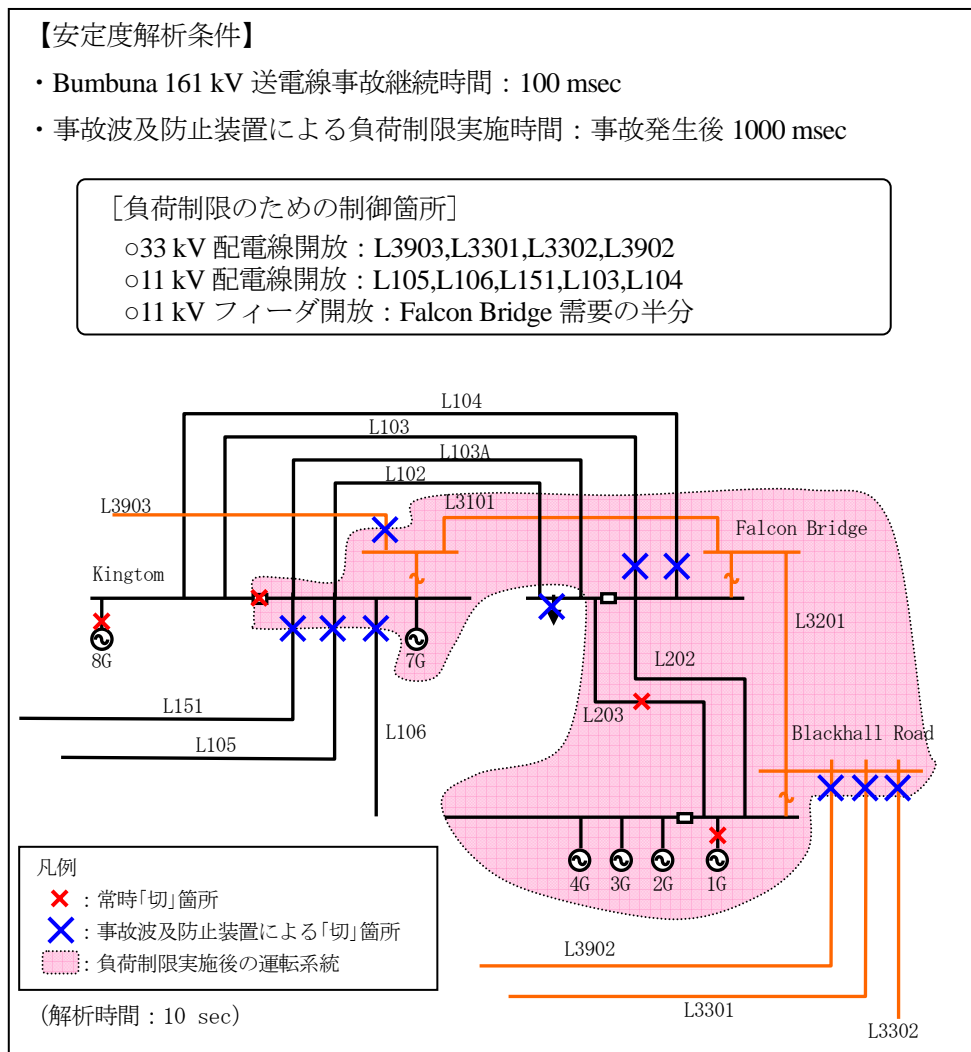


図 6.4-23 事故波及防止装置により制限実施した後の Kingtom 系統

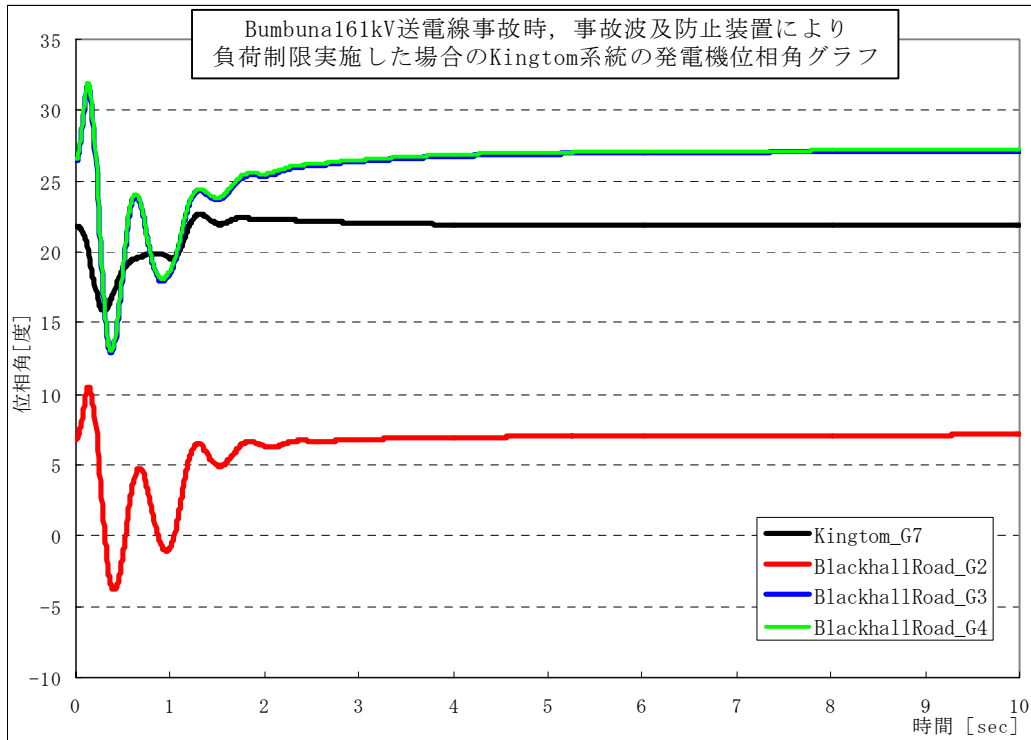


図 6.4-24 発電機位相角グラフ

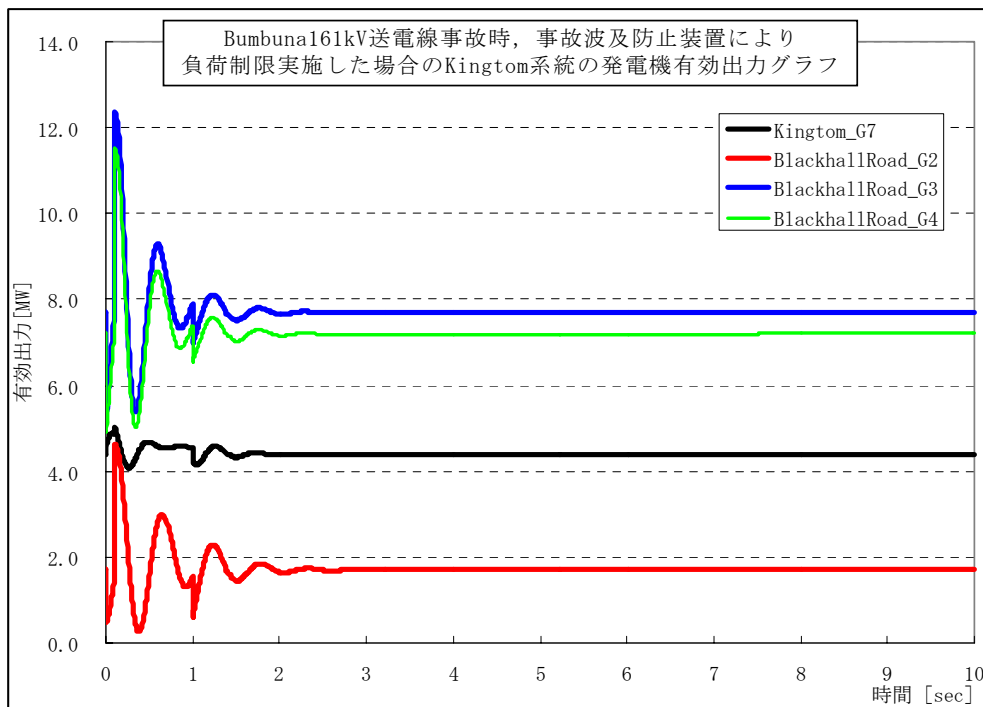


図 6.4-25 発電機有効出力グラフ

図 6.4-24 及び図 6.4-25 から判るように、Bumbuna 161 kV 送電線事故及び事故波及防止対策として負荷制限を実施することにより、Kingtom 系統の発電機は同期運転を継続することが可能である。

(4) まとめ

ウェスタンエリア電力系統における需要及び電力設備は表 6.4-70 に示すように今後拡大が、特に最大需要に関しては 2015 年から 2025 年にかけて年 7～8 %の伸び率で増加し 10 年間で倍以上となっている。

この計画・想定を基に電力系統解析を実施した結果の内、解析手順⑦「N-1 故事時系統での潮流計算」までの電力系統の開発推移を表 6.4-71 に、解析結果を表 6.4-71 に示す。

表 6.4-70 電力系統の開発推移

項目	単位	2015 年	2020 年	2025 年
最大需要	[MW]	67.4	97.0	136.3
11 kV 配電線数 (ファイダーを除く)	[回線]	18	18	18
33 kV 配電線設備数	[回線]	11	13	14
161 kV 送電線設備数	[回線]	1	2	2
発電所数	[ヶ所]	3	4	4
発電設備容量計	[MW]	76.4	156.2	154.6
11 kV 変電所数	[ヶ所]	2	2	2
33 kV 変電所数	[ヶ所]	6	8	8
161 kV 変電所数	[ヶ所]	1	1	1

[出所] JICA 調査団

表 6.4-71 電力系統解析結果一覧

解析内容	単位	2015 年	2020 年	2025 年
①調相設備必要容量	[MVA]	36	72	114
②短絡容量抑制対策として開放する線路数	[回線]	2	5	5
③線路開放しても定格遮断電流が超過する設備数	[ヶ所]	0	1	1
④常時系統における熱容量超過設備数	[ヶ所]	0	3	7
⑤電圧低下対策が必要となる N-1 事故ケース	[ケース]	0	1	3
⑥設備が熱容量超過となる N-1 事故ケース	[ケース]	6	20	19
⑦電圧低下もしくは熱容量超過が発生する N-1 事故ケース	[ケース]	6	20	21
⑧N-1 事故発生により熱容量が超過する設備数	[ヶ所]	2	6	15

[出所] JICA 調査団

表 6.4-71 から後年度にいくほど需要増加に伴い調相設備必要容量・常時および N-1 事故時における熱容量超過設備・問題となる N-1 事故等の数量が増加しているのがわかる。また 2015 年から 2020 年の間に Kingtom 発電所のディーゼル発電機 3 台及び YIBEN-I 水力発電所の運開が計画されていることより、短絡容量抑制対策及び短絡容量超過設備の数量が増加しているのがわかる。

一方、本系統解析では、2015 年に於ける調相設備設置計画(案)を検討したが、既存設備データ及び 2015 年までの将来計画等に多くの仮定条件を設けているため、2020 年以降はかなりの系統条件に変更が生じる可能性があるため、本解析ではこれらについての再計算は実施しないこととしたが、2015 年頃に新規計画がある程度確定し、かつ、最新の需要を考慮して再度解析を実施する必要がある。

本計画では 11 kV 及び 33 kV 系統はループ運用を基本とした設備構成を基本としているため、系統が多重ループを組み複雑な系統となっている。ループ系統は N-1 事故発生時においても健全な配電ルート側から受電し停電を回避できるというメリットがある反面、「設備投資が高額」・「電力系統の潮流状態把握が困難」になるというデメリットがある。

ループ系統では複数の配電ルートを使用して需要地へ電力供給しているが、事故時には事故ルート以外の配電ルートに潮流が重畳するため、この潮流変化に対応可能な容量の設備を整備しておく必要があり、整備が不十分であると事故時に広範囲な停電となる恐れがある。

また、発電機出力の変更・送電線の開放などの操作実施に伴い潮流状態が変化するため、操作後の潮流状態が適正な運用範囲内であるかどうかを事前に確認するのに複雑な計算を実施する必要があり、ループ系統では放射状系統に比べるとより高度な技術力が求められる。

このため、ループ系統のメリットを活かすためには、事故時の潮流変化にも対応可能な電力系統を構築するとともに、系統運用者及び設備計画者に対する教育の充実や、系統運用・設備計画業務をサポートする支援システムの導入が必要不可欠である。

6.5 最適な配電系統

系統解析結果より、2015年における最適な配電系統は、電力需要の増加に対応すべく33kV基幹配電網のループ運用が開始されるため、各配電所に表6.4-7に示すSCを設置する必要がある。また、N-1事故対策として表6.4-21に示すように11kV配電線(L106及びL107)の容量不足が生じるが、これらケーブル仕様を現計画の3c-185sqから3c-300sqにサイズアップすることにより対応可能である。ただし、事前に下記項目の検討を実施する事を推奨する。

1) 現在進行中の計画の見直し

Freetown 変電所から直接 Brookfields へ出来るだけ多くの電力供給を行うように現在計画中の Freetown 変電所と Brookfields 配電所間の2回線の新規基幹配電線路(L550及びL551)のケーブル仕様を3c-185sq, XLPE から1c-300sq x 3に容量アップする。

2) Brookfields の最大電力の再検討

現在、Brookfields と Kingtom, Congo Cross, Wilberforce 及び Falcon Bridge 間に5回線、11kVのSub-trunk lineがあり、これらの電源分割点は経験により決定されている。従って、系統全体及びCoverage Areaを考慮すると共に電力損失が最小となる地点に電源分割点を設定するよう再検討が必要である。これにより、Brookfieldsの電力需要が変わる可能性がある。

3) 既存設備の情報整備

本解析では、既存11kV配電線及び発電機の仕様の一部を仮定しているが、これらを再調査し、仮定条件を少なくすると共に、現在進行中の11kV及び33kV配電線路並びにKingtom及びBrackhall Road 発電所における発電機の建設計画で設置される機器の最終仕様を確認する。

また、161kV送電線事故時の最大電源脱落時には、健全な発電機の運転維持及び停電範囲を最小とするために負荷制限を実施する必要がある。従って、配電系統の安定度を確保するためにも、早急に負荷制限ルールを策定すると共に、既存11kV及び新設の11kV/33kV SWGRに周波数継電器を設置し、このルールを的確に実行できるよう対応することが望まれる。

2015年に於ける最適な配電系統図を添付6.7のFig. 6.5-1に、また、各配電所の11kV及び33kV SWGRの単線図を付属書の3. 図面一覧に示す。

一方、2020年及び2025年断面における最適な配電系統図は、前述したように、未確定要素が多々あり、かつ国際連系線の接続場所により系統が大きく変わり、仮定条件が多くなり解析が煩雑とな

るので、本解析では予備的な系統案を基に解析を行った。

結果、現在計画中の Freetown, Wilberforce, Brackhall Road 及び Wellington 間の 33 kV 配電線の仕様は AAAC 150sq であるが、これを AAAC 240 sq 以上とすることにより、2020 年断面における線路容量不足が解決可能となる。なお、これ以外の線路容量不足については、各配電所の最大電力の見直し及び技術情報の整備並びに配電系統構成の再確認後再検討することが望ましい。なお、2020 年以降では遮断容量不足が発生しているが、この対策としては 11 kV 及び 33 kV 系統の短絡容量を早急に設定し遵守することが望まれる。また、事故パターンの増加に伴い負荷制限の範囲が増加することが予想されるので、事前に十分な検討をする必要がある。

一方、ウェスタンエリアにおける配電網の電源としては、Kingtom 発電所、Brackhall Road 発電所及び Freetwon 変電所の 3 ヶ所があるが、中央給電指令所の設立を含む最適な配電網の構築等を総合的に考え合わせると、新設の Lumpa 変電所も電源として運用することが望まれる。

以上より、図 6.3-2 に示すウェスタンエリアの電力系統：2025 年において、現在進行中の計画を除いた配電網更新・増強・延伸計画の概要及び概略コストを表 6.5-1 に、各計画の目的と成果を表 6.5-2 に示す。

表 6.5-1 配電網更新・増強・延伸計画の概要

No.	プロジェクト名称	設備概要	概略コスト [10 ⁶ US\$]	目標年度
A.	Phase-I : (2010 年～2015 年)			
	1. 11/33 kV 系統の更新と増強	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既存 11 kV, SWGR の更新 ・ 33 kV 設備の増強 (Kingtom 及び Blackhall Road 発電所並びに Falcon Bridge 変電所) ・ 33 kV 配電線路の増強 (6 km) 	25.6	2012
	2. 33 kV 配電線路と変電所の建設	<ul style="list-style-type: none"> ・ 33 kV 設備の増強 (Goderich 及び Jui 変電所の建設並びに 33 kV 配電線路の建設) ・ 33 kV 配電線路の増強 (20 km) 	35.4	2014
	3. 既存 11 kV 設備の更新	<ul style="list-style-type: none"> ・ 配電用変圧器の更新 ・ 低圧配電線路の増強 	32	2015
B.	Phase-II : (2016 年～2020 年)	<ul style="list-style-type: none"> ・ Lumpa 及び Tombo 変電所の建設 ・ 33 kV 配電線路の増強 (32 km) 	33.7	2017
	2. 33 kV 配電網の増強と延伸	<ul style="list-style-type: none"> ・ 33 kV 設備の増強 (Freetown S/S に 161/33 kV 変圧器設置) ・ 33 kV 配電線路の延伸 (Goderich 変電所から 33 kV 配電線路を York 町まで延伸：29 km) 	31.4	2020
C.	Phase-III : (2021 年～2025 年)			
	1. 配電網の増強と延伸	<ul style="list-style-type: none"> ・ 11 kV 配電線路の増強 ・ 33 kV 配電線路の延伸 (36 km) ・ 低圧配電線路の延伸 	16.3	2025

[出所] JICA 調査団

表 6.5-2 配電網更新・増強・延伸計画の目的と期待される成果

Phase	目的と概要	期待される成果
I- (1)	<p>[プロジェクト名] 11kV 配電系統の更新と 33kV 配電システムの改善</p> <p>[現状の課題] 電力需要の増加に伴い既存 11 kV 配電網では容量が不足するため、新たな 33 kV 配電網の構築が急務となっている。特にフリータウン中心部の Falcon Bridge, Brackhall Road, Wilberforce 及び Brookfields 地区は電力需要が大きく伸びることが予想されており、これら地区への 33 kV 配電線路の増強が重要課題として位置づけられている。</p> <p>[プロジェクトの目的と概要] Falcon Bridge 変電所はフリータウン中心部への電力供給を担う重要な施設であることから、Kingtom 発電所及び Blackhall Road 発電所と同変電所を結ぶ 33 kV 配電線路を新設し、Falcon Bridge 変電所に 33/11kV 変電設備を設置することで、フリータウン中心部への安定した電力供給を確保する。</p> <p>更に、既存変電所及び配電所に設置されている 11 kV 高圧盤の保護装置、計測装置を更新することで、事故区間の最小化を図ると共に、将来の需要予測に必要な負荷データの収集を確実に実施できるように考慮する。</p>	<p>電力供給の確保及び故障区間の最小化並びに電力損失の低減が期待できる。</p>
I- (2)	<p>[プロジェクト名] Goderich と Jui 地区の 33 kV 系統の建設</p> <p>[現状の課題] フリータウン東部の Jui 地区は今後の需要増加が見込まれており、西部の Goderich 地区は電圧降下、配電容量不足といった問題を抱えている。特に、Goderich 地区では電圧降下が顕著であり、Wilberforce 変電所からの電力供給は 11 kV、1 回線のみで配電容量が不足状態しているため、多くの一般需要家が未接続の状況である。また、Goderich 地区から南方の Sussex 及び York 間の海岸沿いは開発計画が進行中で、将来の需要増加が見込まれている。</p> <p>更に、フリータウンの配電系統はループ系統となっておらず、一部の線路では事故が発生すれば事故点から先が全て停電する事態となっている。</p> <p>[プロジェクトの目的と概要] (1) 小規模工業及び一般需要家の増加が見込まれる Jui 地区に 33 kV 変電所を建設し、Wilberforce, Jui 及び Regent 変電所間を 33 kV 系統で連系する。これにより、既存配電所である Kingtom, Falconbridge, Brackhall Road, Wellington, Regent, Wilberforce, Freetown 及び新設 Jui 変電所の計 8 ヶ所が 33 kV のループ配電系統で連系されることとなり、配電網の信頼性が向上する。</p> <p>(2) Goderich 地区に 33 kV 変電所を建設し、Wilberforce 変電所と 33 kV 配電線路で連系する。これにより、同地区への十分な配電容量が確保される。また、Goderich 変電所は、将来 Sussex, York 方面へ 33kV 配電線を延伸する際の拠点となる。</p>	<p>33 kV ループ系統の構築により電力供給の信頼性が向上し、品質の良い電力供給が達成される。</p> <p>(ループ系統では、ある線路で事故が発生しても、事故点を迂回して電力供給を行えるという利点を有する)</p>

Phase	目的と概要	期待される成果
I-(3)	<p>[プロジェクト名] 11 kV 系統の更新</p> <p>[現状の課題] 既存の配電用変圧器及び高圧配電盤は老朽化しているため突発的な事故が発生し、これに伴い停電が日常的に発生している。</p> <p>[プロジェクトの目的と概要] 上述の問題を解消し、安全で安定した電力供給を確保するために、老朽化した製造後 30 年以上の変圧器及び高圧配電盤を更新し、かつ、適切な変圧器保護を構築することで、配電網の信頼性を向上させる。また、Goderich 及び Jui 地区の低圧配電線路の増強を行うことにより電圧降下、過負荷問題を解消し、合わせて電力損失の低減を行う。</p>	<p>安定した電力供給が確保され電力損失の低減が期待できる。</p>
II-(1)	<p>[プロジェクト名] Lumpa と Tombo 地区の 33 kV 系統の建設</p> <p>[プロジェクトの目的及び概要] Waterloo、York 及び Koya 地域の需要増加に見合った配電網を構築するため Lumpa 及び Tombo 地域に 33 kV 変電所を新設し、Jui、Lumpa 及び Tombo 間に 33 kV 配電線路を建設する。 なお、これら新設変電所は将来の地方電化の促進に係るベースとなるように配慮する。</p>	<p>安定した電力供給が確保され地方電化の促進が期待できる。</p>
II-(2)	<p>[プロジェクト名] 33 kV 系統の増強と配電網の更新</p> <p>[プロジェクトの目的及び概要] Western Area の需要増加に伴いブンブナ水力とフリータウンを結ぶ 161 kV 送電線からの受電容量が不足するため、Freetown 変電所に 161/33 kV 変圧器を設置することにより 33 kV 系統の容量を増加させる。 一方、各種開発計画が検討されている Sussex 及び York 町の海岸沿いの電化を促進するため、Goderich から 33 kV 配電線路を York 町まで延伸し、33 kV/400V の配電用変圧器を設置し、海岸地域の電化を促進する。</p>	<p>33 kV 配電系統に必要な容量が確保され安定した電力供給が期待できると共に地方電化が促進される。</p>
III-(1)	<p>[プロジェクト名] 配電網の延伸</p> <p>[プロジェクトの目的及び概要] 緊急時における 33 kV 系統の電力融通性を確立し、停電地区の最小化を図るために、Wilberforce、Regent、Jui、Lumpa、Tombo、York 及び Goderich 間に 33 kV の Link を構築する。 また、York と Tombo 間及び Lumpa と Fogbo 間に 33 kV 配電線路を建設し電化の促進を図る。これら地域は比較的広い地域に負荷が分散しており負荷密度が低いいため、配電用変圧器は 33 kV から直接 400 V に降圧する変圧器を採用し、電圧問題の発生及び電力損失の低減を図る。</p>	<p>地方電化が促進される。</p>

[出所] JICA 調査団

6.6 提言

本調査はウェスタンエリア電力系統における配電網の更新・増強・延伸計画であるが、電力供給の信頼性・安全性・電力品質の確保のために運用面で改善が必要な項目を以下に挙げる。

(1) 運用ルールの確立

Bumbuna 水力発電所の系統が既存設備に連系される前に下記ルールを設定する必要がある。

- 1) 接地系統の整合性と必要な対策
- 2) 各 33 kV 及び 11 kV SWGR のフィーダ及び母線連絡遮断器の運用
- 3) 常時・非常時のフィーダの運用方法
- 4) 最低限必要なインターロックの構築及び保護継電器の設置
- 5) 負荷制限に係るルール作成（手順及びフィーダの優先順位等）

上記を考慮すると既存設備の改造が必要となる。なお、新規発電機が系統に連系される前にも同様なルール作成が必要である。

(2) 電化に係るルールの作成

現在、需要家への電力供給に関し、接続に係る規定・条件等が決まっていないので早い時期にこれらを作成する必要がある。例えば、新規需要家は登録済みの建物を対象とする。これにより安易な接続要求及びそれに伴う T&D 部門の積算作業等が減少できると共に、電気代未払いの減少が期待できる。

(3) 設備台帳の整備

下記のような設備台帳を完備すると共に、毎月見直しを行い、常に最新の状態としておく必要がある。

- 1) 変圧器
- 2) 11 kV 及び 33 kV 配電線路
- 3) 高圧開閉器盤 (RMU)

尚、上記以外に低圧配電線路の設備台帳を作成する必要がある。配電方式は、一般需要家は 3 相 4 線式で、街路灯は 3 相 5 線式となっているので、これらの情報も記録し、負荷バランスの検討等に利用する必要がある。

(4) 設計・施工・保守に係る基準・規定の整備

運転・保守の簡素化等を促進するため、設計・施工・運転・保守に係る標準及び社内規定を作成する。また、放射状系統においては、適時自動再閉路遮断器を設置し、事故区間の最小化を図る必要がある。これら設計に係る基本事項(案)を付属資料の Supplemental volume-1, Chapter-1, part-3 に示す。

(5) 11 kV 配電ルールの確立

11 kV 系統における常時及び非常時の配電系統の運用ルールを確立し、配電損失の最小化、事故時の故障区間の最小化及び供給信頼度の確保を計る必要がある。主な項目としては下記が挙げられる。

1) 常時：

各変電所及び配電所間の 11 kV 系統において、需要を考慮し電力損失が最小で電圧降下も許容値以内となる点で分離する。

2) 非常時：

各変電所及び配電所の 11 kV フィーダ間で保護協調を確立し、事故区間を最小とするよう配慮する。また、停電区間で事故に関係しない区域への Back-up ラインを事前に検討しておく必要がある。なお、11 kV 架空配電系統では、変電所のフィーダ及び線路の途中で自動再閉路遮断器の導入も効果があるので、保護協調と共に留意する必要がある。

(6) Capacity Building の実施

T&D 部門の formation を設定後、適切な Capacity Building を行う。内容としては、計画・設計・施工・保守及び維持管理を含む必要がある。

(7) IT 及び連絡設備の整備

資料の収集・分析などに最低限のコンピュータ設備を導入する。また、これらを利用し月報、年報などの定期報告書を作成し、将来計画の資料とすることが望まれる。

6.7 系統解析データ及び解析結果（図・表）

1. 表 6.4-1 : Line Constants
2. 表 6.4-2 : Transformer Constants
3. 表 6.4-3 : Generator Constants
4. 図 6.4-1 : Power Flow: 2015 (Base)
5. 図 6.4-2 : Power Flow: 2015 (Adjusting of Transformer Tap)
6. 図 6.4-3 : Power Flow: 2015 (Adjusting Tap and Installation of SC)
7. 図 6.4-4 : Power Flow: 2020 (Base)
8. 図 6.4-5 : Power Flow: 2020 (Adjusting of Transformer Tap)
9. 図 6.4-6 : Power Flow: 2020 (Adjusting Tap and Installation of SC)
10. 図 6.4-7 : Power Flow: 2025 (Base)
11. 図 6.4-8 : Power Flow: 2025 (Adjusting of Transformer Tap)
12. 図 6.4-9 : Power Flow: 2025 (Adjusting Tap and Installation of SC)
13. 図 6.4-10 : Power Flow: 2015 (with proposed Static Condenser)
14. 図 6.4-11 : Short Circuit Calculation: 2015 (Base)
15. 図 6.4-12 : Short Circuit Calculation: 2015 (Selection of Open Circuit)
16. 図 6.4-13 : Power Flow: 2015 (After Open Circuit)
17. 図 6.4-14 : Short Circuit Calculation: 2020 (Base)
18. 図 6.4-15 : Short Circuit Calculation: 2020 (Selection of Open Circuit)
19. 図 6.4-16 : Power Flow: 2020 (After Open Circuit)
20. 図 6.4-17 : Short Circuit Calculation: 2025 (Base)
21. 図 6.4-18 : Short Circuit Calculation: 2025 (Selection of Open circuit)
22. 図 6.4-19 : Power Flow: 2025 (After Open Circuit)
23. 図 6.5-1 : Western Area Power System 2015
24. Appendix 6.4-1 : 発電機出力バランス調整方法

表 6.4-1 Line Constants

Base capacity = 1 MVA

Line No.	From	To	Laying Method	Line Information						Line Constant					For Analysis: 1 MVA Base, pu value)					Remarks		
				Length [m]	Spec. of Conductor			Voltage [kV]	Status	Resistance [μΩ/m]	Reactance [μΩ/m]	Capacitance [pF/m]	Sustained Current [A]	Short Circuit [kA]	Resistance p.u.	Reactance p.u.	admittance p.u.	Sustained Current [MW]	Short Circuit [MW]			
					Material	Core	Size (mm ²)														TYPE	
0915611	Freetown	Bumbuna		O/H	204.750	Al	1*3	400	ACSR	161		83.2	395.4	9.18	810	37.2	0.00066	0.00312	7.65311	225.9	10374	Operation: 2009
1516611	Bumbuna	YIBEN		O/H	26.000	Al	1*3	400	ACSR	161		83.2	395.4	9.18	810	37.2	0.00008	0.00040	0.97182	225.9	10374	Operation: 2019
0102331	Kingtom	Falcon Bridge	L3101	Marine	2,000	Cu	3*2	500	M-XLPE	33		18.3	55.6	720	1080	67	0.00003	0.00010	0.24633	61.7	3830	Operation: 2012
0109331	Kingtom	Freetown	L3903	U/G	100	Cu	1*3*2	500	XLPE	33		18.45	67.65	1300	1200	67	0.00000	0.00001	0.02224	68.6	3830	Operation: 2011
				O/H	400	Al	1*3	500	ACSR	33		56.8	303.8	12.13	904	46.5	0.00002	0.00011	0.00083	51.7	2658	
0203331	Falcon Bridge	Blackhall Road	L3201	Marine	3,000	Cu	3*2	500	M-XLPE	33		18.3	55.6	720	1080	67	0.00005	0.00015	0.36949	61.7	3830	Operation: 2013
				O/H	1,000	Al	1*3	500	ACSR	33		56.8	303.8	12.13	904	46.5	0.00005	0.00028	0.00207	51.7	2658	
0306331	Blackhall Road	Wilberforce	L3301	U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	Operation: 2010
				O/H	9,000	Al	1*3	150	AAAC	33		198	343.7	10.66	407	14	0.00164	0.00284	0.01641	23.3	800	
0307331	Blackhall Road	Wellington	L3302	U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	Operation: 2010
				O/H	9,000	Al	1*3	150	AAAC	33		198	343.7	10.66	407	14	0.00164	0.00284	0.01641	23.3	800	
0309331	Blackhall Road	Freetown	L3902	U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	Operation: 2010
				O/H	12,000	Al	1*3	150	AAAC	33		198	343.7	10.66	407	14	0.00218	0.00379	0.02188	23.3	800	
0608331	Wilberforce	Regent	L3601	U/G	3,200	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00032	0.00037	0.13137	24.0	1520	Operation: 2010
				O/H	1,300	Al	1*3	120	ACSR	33		250	338.1	10.84	388	11.1	0.00030	0.00040	0.00241	22.2	634	
0609331	Wilberforce	Freetown	L3901	U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	Operation: 2010
				O/H	2,400	Al	1*3	150	AAAC	33		198	343.7	10.66	407	14	0.00044	0.00076	0.00438	23.3	800	
0610331	Wilberforce	Goderich	L3602	U/G	1,000	Cu	3*2	185	XLPE	33		55	63.6	480	714	26.6	0.00005	0.00006	0.08211	40.8	1520	Operation: 2013
				O/H	6,000	Al	1*3	240	ACSR	33		120	322.6	11.39	593	22.3	0.00066	0.00178	0.01169	33.9	1275	
0711331	Wellington	Jui	L3701	O/H	7,000	Al	1*3	240	ACSR	33		120	322.6	11.39	593	22.3	0.00077	0.00207	0.01364	33.9	1275	Operation: 2013
				U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	
0811331	Regent	Jui	L3604	O/H	12,000	Al	1*3	120	ACSR	33		250	338.1	10.84	388	11.1	0.00275	0.00373	0.02225	22.2	634	Operation: 2013
				U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	
1016331	Goderich	York	L31001	O/H	29,000	Al	1*3	120	ACSR	33		250	338.1	10.84	388	11.1	0.00666	0.00900	0.05377	22.2	634	Operation: 2016
				U/G	1,000	Cu	3*2	185	XLPE	33		55	63.6	480	714	26.6	0.00005	0.00006	0.08211	40.8	1520	
1112331	Jui	Lumpa	L31101	O/H	14,000	Al	1*3	240	ACSR	33		120	322.6	11.39	593	22.3	0.00154	0.00415	0.02728	33.9	1275	Operation: 2017
				U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	
1213331	Lumpa	Tombo	L31201	U/G	1,000	Cu	3	185	XLPE	33		110	127.2	240	420	26.6	0.00010	0.00012	0.04105	24.0	1520	Operation: 2017
				O/H	16,000	Al	1*3	120	ACSR	33		250	338.1	10.84	388	11.1	0.00367	0.00497	0.02967	22.2	634	
1314331	Tombo	York	L31001	O/H	20,000	Al	1*3	120	ACSR	33		250	338.1	10.84	388	11.1	0.00459	0.00621	0.03709	22.2	634	Operation: 2022
				U/G	2,880	Cu	3	185	PILC	11	Faulty	118	80	580	355	22.0	0.00281	0.00190	0.03175	6.8	419	
0102111	Kingtom	Falcon Bridge	L103	U/G	2,880	Cu	3	185	PILC	11	Faulty	118	80	580	355	22.0	0.00268	0.00182	0.03032	6.8	419	Operation: 2014
				O/H	2,880	Al	1*3	240	XLPE	11	Faulty	161	109	460	405	22.3	0.00383	0.00259	0.02518	7.7	425	
0102113	Kingtom	Falcon Bridge	L103A	U/G	2,880	Cu	3	185	PILC	11	Faulty	118	80	580	355	22.0	0.00281	0.00190	0.03175	6.8	419	Operation: 2014
				O/H	2,880	Cu	3	185	PILC	11	Faulty	118	80	580	355	22.0	0.00281	0.00190	0.03175	6.8	419	
0102114	Kingtom	Falcon Bridge	L102	U/G	2,880	Cu	3	185	PILC	11	Faulty	118	80	580	355	22.0	0.00281	0.00190	0.03175	6.8	419	Operation: 2014
				O/H	500	Cu	3	185	XLPE	11		128	93.1	430	430	26.6	0.00053	0.00038	0.00409	8.2	507	
0104111	Kingtom	Congo Cross	L1120	U/G	3,000	Cu	3	185	XLPE	11		128	93.1	430	430	26.6	0.00073	0.00065	0.00065	6.7	210	Operation: 2010
				O/H	3,300	Al	1*3	120	AAAC	11		270	354	10.3	351	11.0	0.00789	0.01004	0.00473	6.7	210	
0104112	Kingtom	Congo Cross	L1105	U/G	2,862	Cu	3	185	PILC	11		118	80	580	355	22.0	0.00279	0.00189	0.03155	6.8	419	Operation: 2010
				O/H	2,360	Cu	3	185	PILC	11		118	80	580	355	22.0	0.00230	0.00156	0.02602	6.8	419	
0105111	Kingtom	Brookfield	L1107	U/G	2,360	Cu	3	185	PILC	11		118	80	580	355	22.0	0.00230	0.00156	0.02602	6.8	419	Operation: 2010
				O/H	2,360	Cu	3	185	PILC	11		118	80	580	355	22.0	0.00230	0.00156	0.02602	6.8	419	
0105112	Kingtom	Brookfield	L1106	U/G	2,360	Cu	3	185	PILC	11		118	80	580	355	22.0	0.00230	0.00156	0.02602	6.8	419	Operation: 2010
				O/H	500	Cu	3	185	XLPE	11		18.5	67.6	1300	1210	72.3	0.00008	0.00028	0.01235	23.1	1378	
0109111	Kingtom	Freetown	L1150	U/G	500	Cu	1*2*3	500	XLPE	11		18.5	67.6	1300	1210	72.3	0.00008	0.00028	0.01235	23.1	1378	Operation: 2010
				O/H	1,500	Al	1*3	240	AAAC	11		270	354	10.3	351	11.0	0.00286	0.00208	0.02207	8.2	507	
0203111	Falcon Bridge	Blackhall Road	L203	U/G	2,700	Cu	3	185	XLPE	11		128	93.1	430	430	26.6	0.00335	0.00439	0.00029	6.7	210	Operation: 2010
				O/H	1,500	Al	1*3	120	AAAC	11		270	354	10.3	351	11.0	0.00620	0.00647	0.02236	6.7	210	
0203112	Falcon Bridge	Blackhall Road	L202	U/G	3,400	Cu	3	185	XLPE	11		128	93.1	430	430	26.6	0.00360	0.00262	0.02779	8.2	507	Operation: 2010
				O/H	2,500	Al	1*3	120	AAAC	11		270	354	10.3	351	11.0	0.00558	0.00731	0.00049	6.7	210	
0406111	Congo Cross	Wilberforce	L440	U/G	2,500	Al	1*3	240	ACSR	11		120	322.6	11.39	593	22.3	0.00337	0.00906	0.00074	11.3	425	Operation: 2014
				O/H	3,400	Al	1*3	240	ACSR	11		120	322.6	11.39	593	22.3	0.00337	0.00906	0.00074	11.3	425	
0409111	Congo Cross	Freetown	L450	U/G	3,000	Al	3	300	PILC	11	Faulty	123	103	490	455	22.5	0.00305	0.00255	0.02794	8.7	429	Operation: 2014
				O/H	3,000	Al	3	300	PILC	11	Faulty	123	103	490	455	22.5	0.00305	0.00255	0.02794	8.7	429	
0506111	Brookfield	Wilberforce	L523	U/G	3,000	Al	3	300	PILC	11	Faulty	123	103	490	455	22.5	0.00305	0.00255	0.02794	8.7	429	Operation: 2014
				O/H																		

表 6.4-2 Transformer Constants

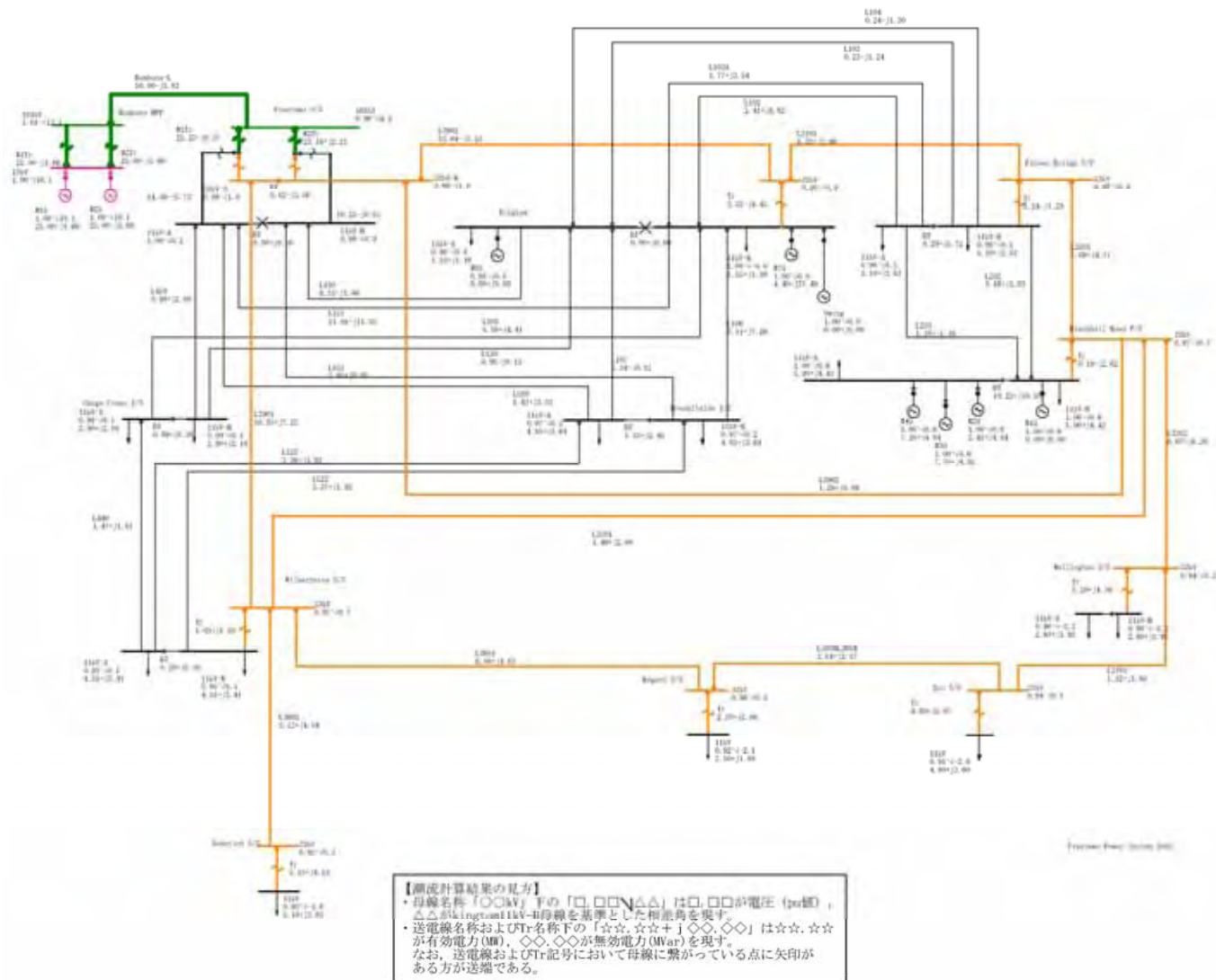
Description	Unit	Kingtom	Falcon Bridge	Blackhall Road	Wilberforce	Wellington	Regent	Freetown (161 kV)			Goderich	Jui	Lumpa	Tombo	Bumbuna HPP		Yiben-I HPP		
								No.1 MTr	No.2 MTr	No.3 MTr					No.1 MTr	No.2 MTr	No.1 MTr	No.2 MTr	No.3 MTr
Capacity																			
1) HV/LV	[MVA]	20	20	10	10	10	5	—	—	80	15	15	15	5	33.7	33.7	30	30	30
2) H1/H2	[MVA]	—	—	—	—	—	—	40	40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H1/H3	[MVA]	—	—	—	—	—	—	35	35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H2/H3	[MVA]	—	—	—	—	—	—	15	15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impedance																			
1) HV/LV	[%]	9.49	9.49	9.49	9.32	9.49	8.04	—	—	13.5	9.49	9.49	9.49	9.49	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45
2) H1/H2	[%]	—	—	—	—	—	—	13.50	13.50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H1/H3	[%]	—	—	—	—	—	—	10.02	9.95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H2/H3	[%]	—	—	—	—	—	—	5.00	5.00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impedance at 1 MVA base																			
1) HV/LV	[%]	0.4745	0.4745	0.949	0.932	0.9490	1.608	—	—	0.1688	0.6327	0.6327	0.6327	1.898	0.3398	0.3398	0.3817	0.3817	0.3817
2) H1/H2	[%]	—	—	—	—	—	—	0.3375	0.3375	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H1/H3	[%]	—	—	—	—	—	—	0.2863	0.2843	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H2/H3	[%]	—	—	—	—	—	—	0.3333	0.3333	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
%Z converted to Delta-Star																			
1) Between HV-LV	[%]	0.4745	0.4745	0.949	0.932	0.9490	1.608	—	—	0.1688	0.6327	0.6327	0.6327	1.898	0.3398	0.3398	0.3817	0.3817	0.3817
2) H1	[%]	—	—	—	—	—	—	0.1452	0.1442	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H2	[%]	—	—	—	—	—	—	0.1923	0.1933	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H3	[%]	—	—	—	—	—	—	0.1411	0.1401	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rated Voltage																			
1) HV	[kV]	33	33	33	33	33	33	—	—	161	33	33	33	33	165	165	165	165	165
2) LV	[kV]	11	11	11	11	11	11	—	—	34.5	11	11	11	11	13.8	13.8	15	15	15
3) H1	[kV]	—	—	—	—	—	—	161	161	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H2	[kV]	—	—	—	—	—	—	11.5	11.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5) H3	[kV]	—	—	—	—	—	—	34.5	34.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Base voltage for analysis																			
1) HV	[kV]	33	33	33	33	33	33	—	—	161	33	33	33	33	161	161	161	161	161
2) LV	[kV]	11	11	11	11	11	11	—	—	33	11	11	11	11	13.8	13.8	15	15	15
3) H1	[kV]	—	—	—	—	—	—	161	161	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H2	[kV]	—	—	—	—	—	—	11	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5) H3	[kV]	—	—	—	—	—	—	33	33	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
%Z to Base Voltage																			
1) Between HV-LV	[%]	0.4745	0.4745	0.949	0.932	0.9490	1.608	—	—	0.1688	0.6327	0.6327	0.633	1.898	0.357	0.357	0.401	0.401	0.401
2) H1	[%]	—	—	—	—	—	—	0.145	0.144	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H2	[%]	—	—	—	—	—	—	0.210	0.211	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H3	[%]	—	—	—	—	—	—	0.154	0.153	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
P.U. value																			
1) Between HV-LV	[p.u.]	0.00475	0.00475	0.00949	0.00932	0.00949	0.01608	—	—	0.00169	0.00633	0.00633	0.00633	0.01898	0.00357	0.00357	0.00401	0.00401	0.00401
2) H1	[p.u.]	—	—	—	—	—	—	0.00145	0.00144	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H2	[p.u.]	—	—	—	—	—	—	0.00210	0.00211	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H3	[p.u.]	—	—	—	—	—	—	0.00154	0.00153	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Tr No.																			
1) Between HV-LV	[p.u.]	0101331	0202331	0303331	0606331	0707331	0808331	—	—	0909613	1010331	1111331	1212331	1313331	1515611	1515612	1616611	1616612	1616613
2) H1	[p.u.]	—	—	—	—	—	—	0909611	0909612	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3) H2	[p.u.]	—	—	—	—	—	—	0909111	0909112	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4) H3	[p.u.]	—	—	—	—	—	—	0909331	0909332	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Remarks		Operation by 2015	Operation by 2015	Operation by 2015	Operation by 2015	Operation by 2015				Operation by	Operation by 2015	Operation by 2015	Operation by	Operation by			Operation by	Operation by	Operation by
Tap																			
1-tap range	[p.u.]	0.025	0.025	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125	0.025	0.025	0.025	0.0125	0.0375	0.0375	0.0375	0.0375	0.0375
No. of up-Tap	[Tap]	+4	+4	+8	+8	+8	+4	+10	+10	+10	+4	+4	+4	+4	+2	+2	+2	+2	+2
No. of down-Tap	[Tap]	-4	-4	-8	-8	-8	-12	-10	-10	-10	-4	-4	-4	-12	-2	-2	-2	-2	-2

[出所] JICA 調査団

表 6.4-3 Generator Constants

Unit	Node No.	Capacity [MVA]	Power factor	Output [MW]	Voltage [kV]	Revolu-tion [rpm]	GD ² [Kg·m ²]		Inertia constant [s]	Reactance					Time Constant		Armature		Reactance		Technical Data		Remarks		
							Turbine	Generator		Synchronous		Transient Xd'(=Xq')	Sub-transient		Transient Td'	Sub-transient Td''	Leakage Reactance Xl	Time constant Ta	Zero X0	Negative X2	AVR	Governor			
										Xd	Xq		Xd''	Xq''											
【Kingtom P/S (Diesel)】																									
Sulzer4	011114	11.50	0.80	9.20	11.0																			To be retired by 2011	
New DEG-7(Japan's Grant)	011117	6.25	0.80	5.00	11.0	750	NA	6,544	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Operation by 2010
New DEG-8(Japan's Grant)	011118	6.25	0.80	5.00	11.0	750	NA	6,544	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Operation by 2010
【Blackhall Road P/S (Diesel)】																									
New DEG-1(BADEA-I)	031111	10.90	0.80	8.72	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2010
New DEG-2(BADEA-II)	031112	10.90	0.80	8.72	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2010
New DEG-3(BADEA-III)	031113	10.90	0.80	8.72	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2011
New DEG-4(mid-speed)	031114	10.00	0.80	8.00	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2015
New DEG-5(mid-speed)	031115	10.00	0.80	8.00	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2016
New DEG-6(mid-speed)	031116	10.00	0.80	8.00	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2017
New DEG-7(mi d-speed)	031117	10.00	0.80	8.00	11.0	750	NA	NA	3.60	1.400	0.810	0.320	0.230	0.270	0.980	0.029	0.200	0.130	0.130	0.250	NA	NA	NA	NA	Same as No. 7 & 8 of Kingtom, Operation by 2018
【Bumbuna P/S (Hydraulic)】																									
No.1	151311	33.70	0.90	30.33	13.8	333.33	NA	700,000	6.32	0.940	0.570	0.210	0.170	0.180	1.160	0.030	0.160	0.160	0.100	0.175	NA	NA	NA	NA	
No.2	151312	33.70	0.90	30.33	13.8	333.33	NA	700,000	6.32	0.940	0.570	0.210	0.170	0.180	1.160	0.030	0.160	0.160	0.100	0.175	NA	NA	NA	NA	
【YIBEN-1 P/S (Hydraulic)】																									
No.1	161511	28.20	0.90	25.38	15.0	NA	NA	NA	6.32	0.940	0.570	0.210	0.170	0.180	1.160	0.030	0.160	0.160	0.100	0.175	NA	NA	NA	NA	Assumed as same as Bumbuna. Operation by 2019
No.2	161512	28.20	0.90	25.38	15.0	NA	NA	NA	6.32	0.940	0.570	0.210	0.170	0.180	1.160	0.030	0.160	0.160	0.100	0.175	NA	NA	NA	NA	
No.3	161513	28.20	0.90	25.38	15.0	NA	NA	NA	6.32	0.940	0.570	0.210	0.170	0.180	1.160	0.030	0.160	0.160	0.100	0.175	NA	NA	NA	NA	

[出所] JICA 調査団



[出所] JICA 調査団

図 6.4-1 Power Flow: 2015 (Base)

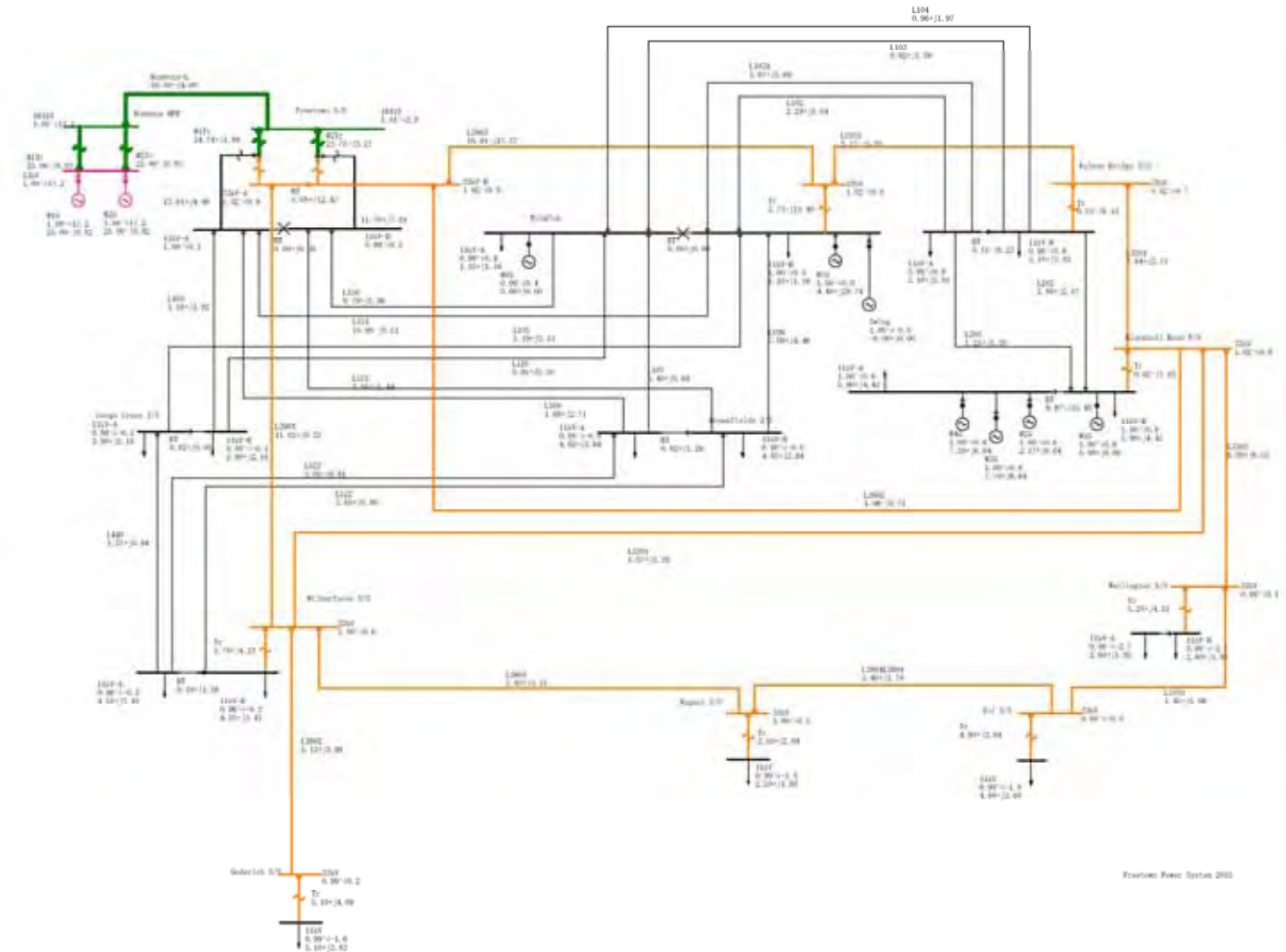
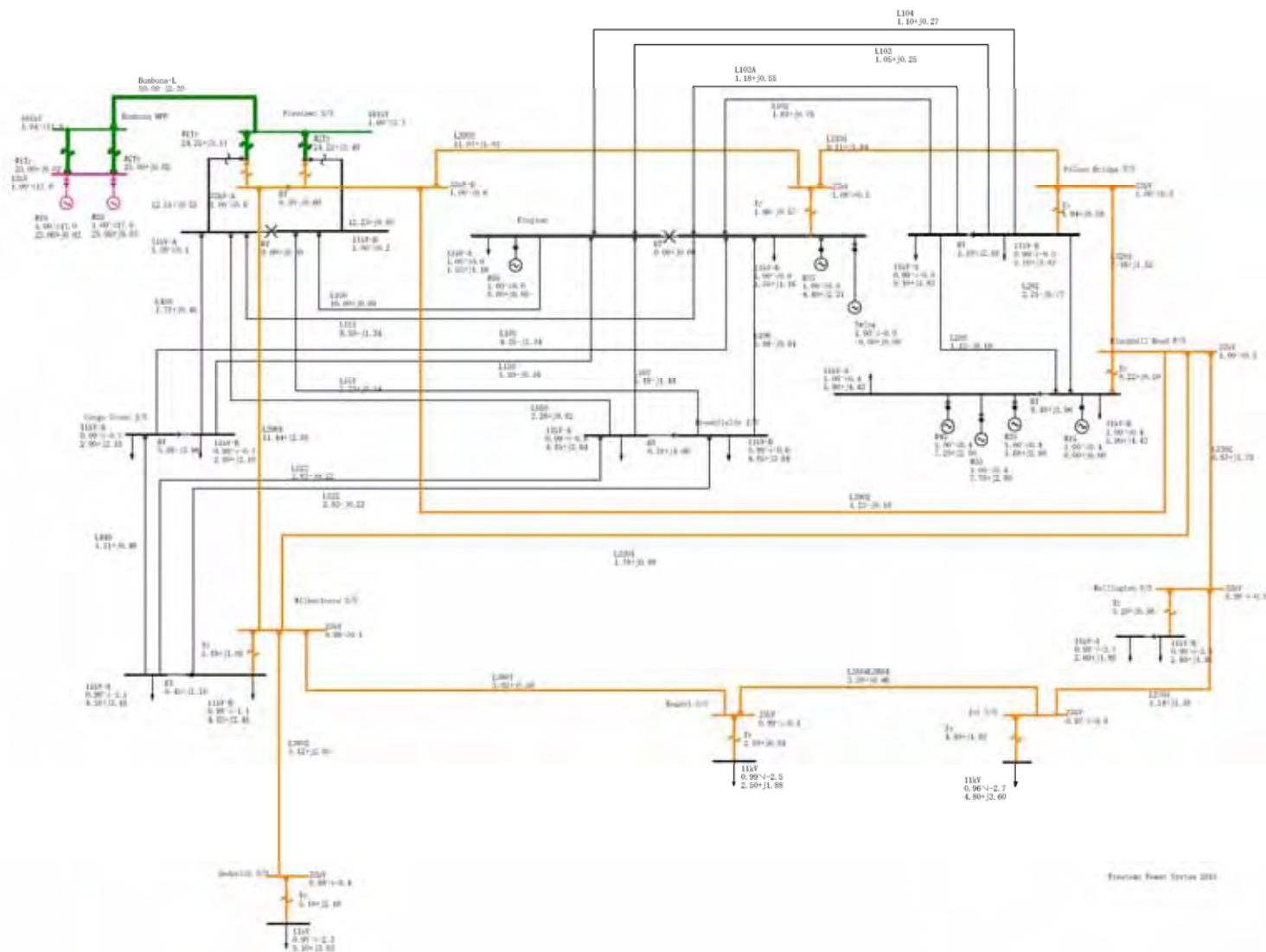
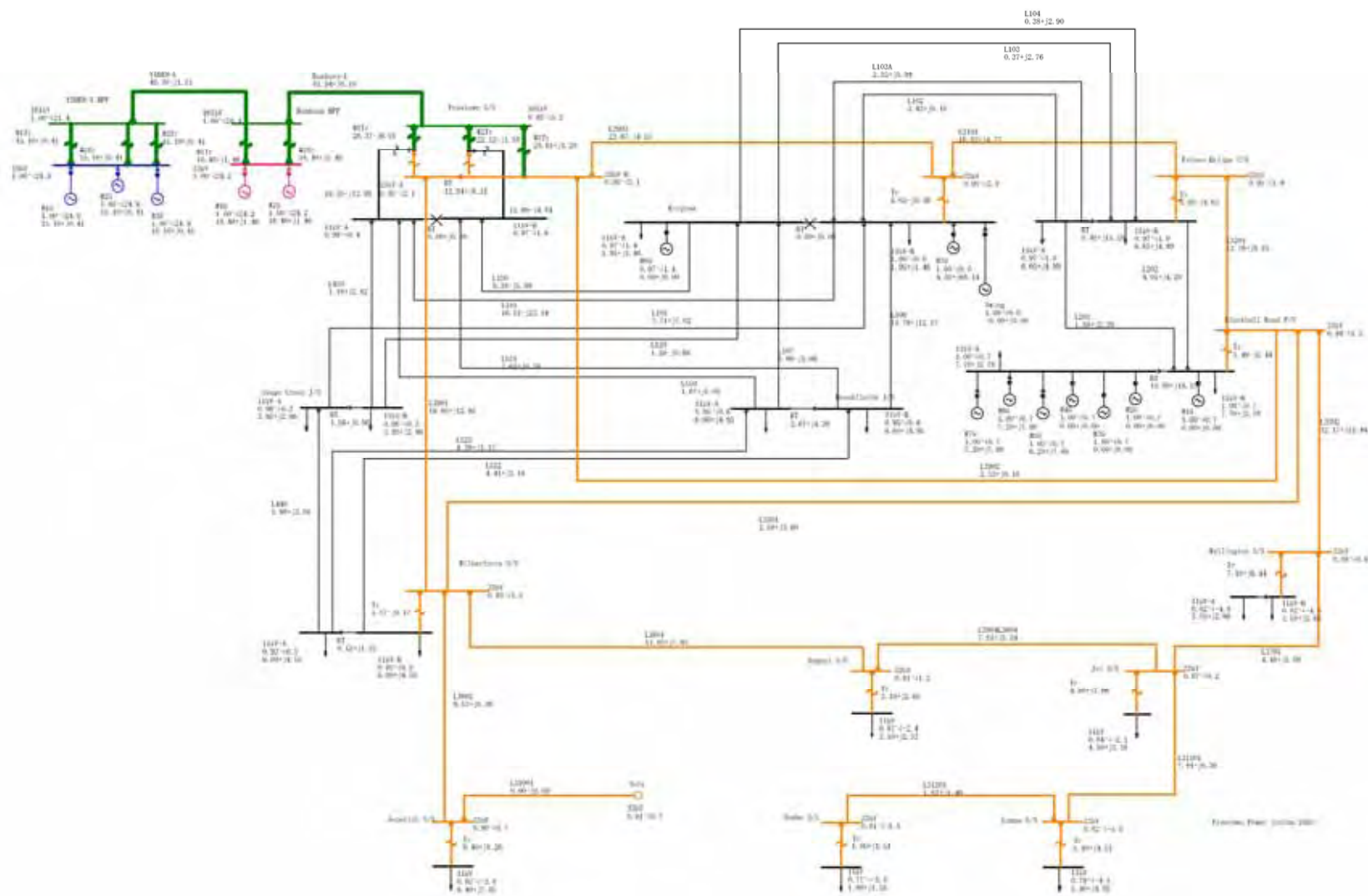


図 6.4-2 Power Flow: 2015 (Adjusting of Transformer Tap)



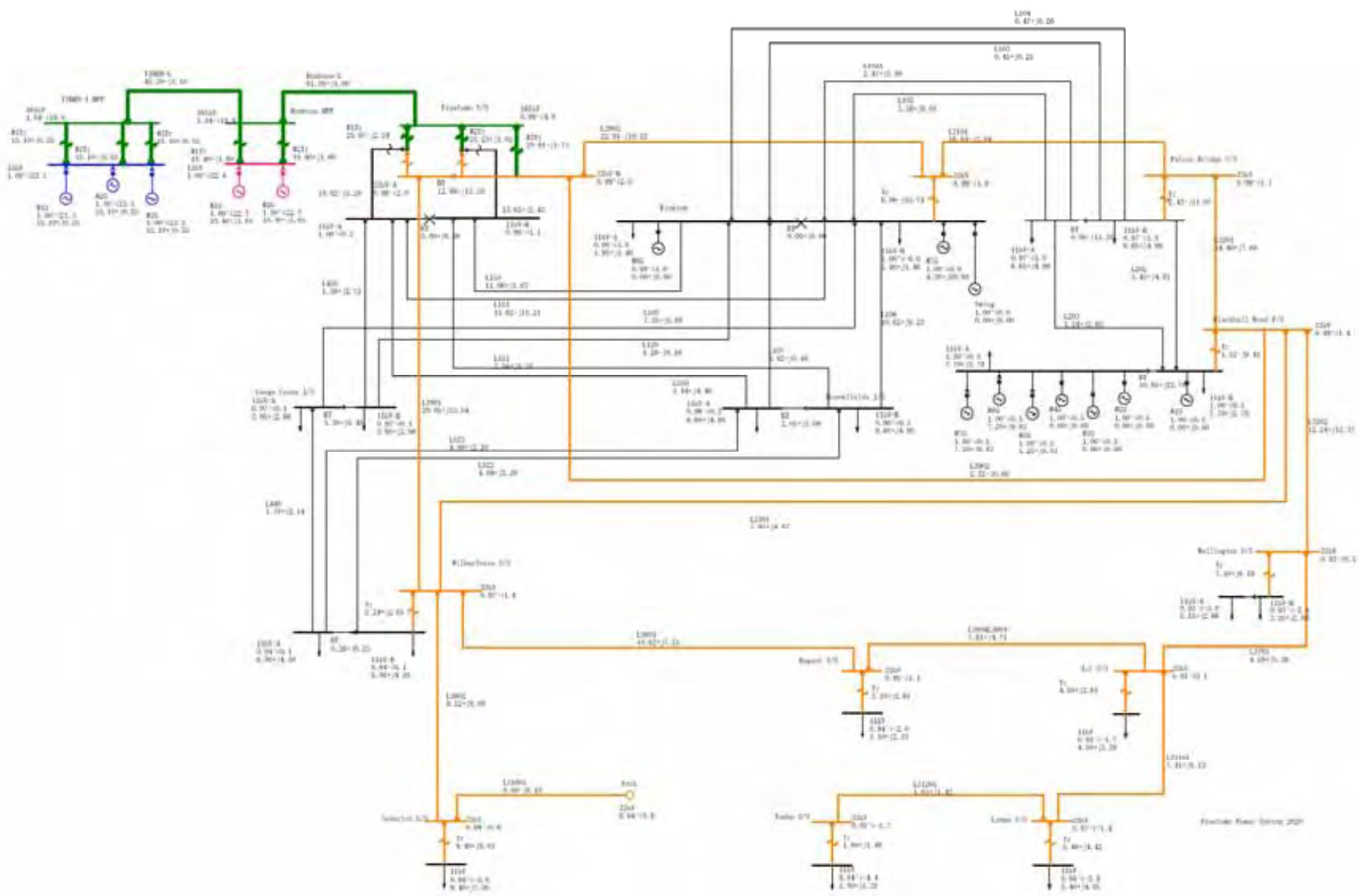
[出所] JICA 調査団

図 6.4-3 Power Flow: 2015 (Adjusting Tap and Installation of SC)



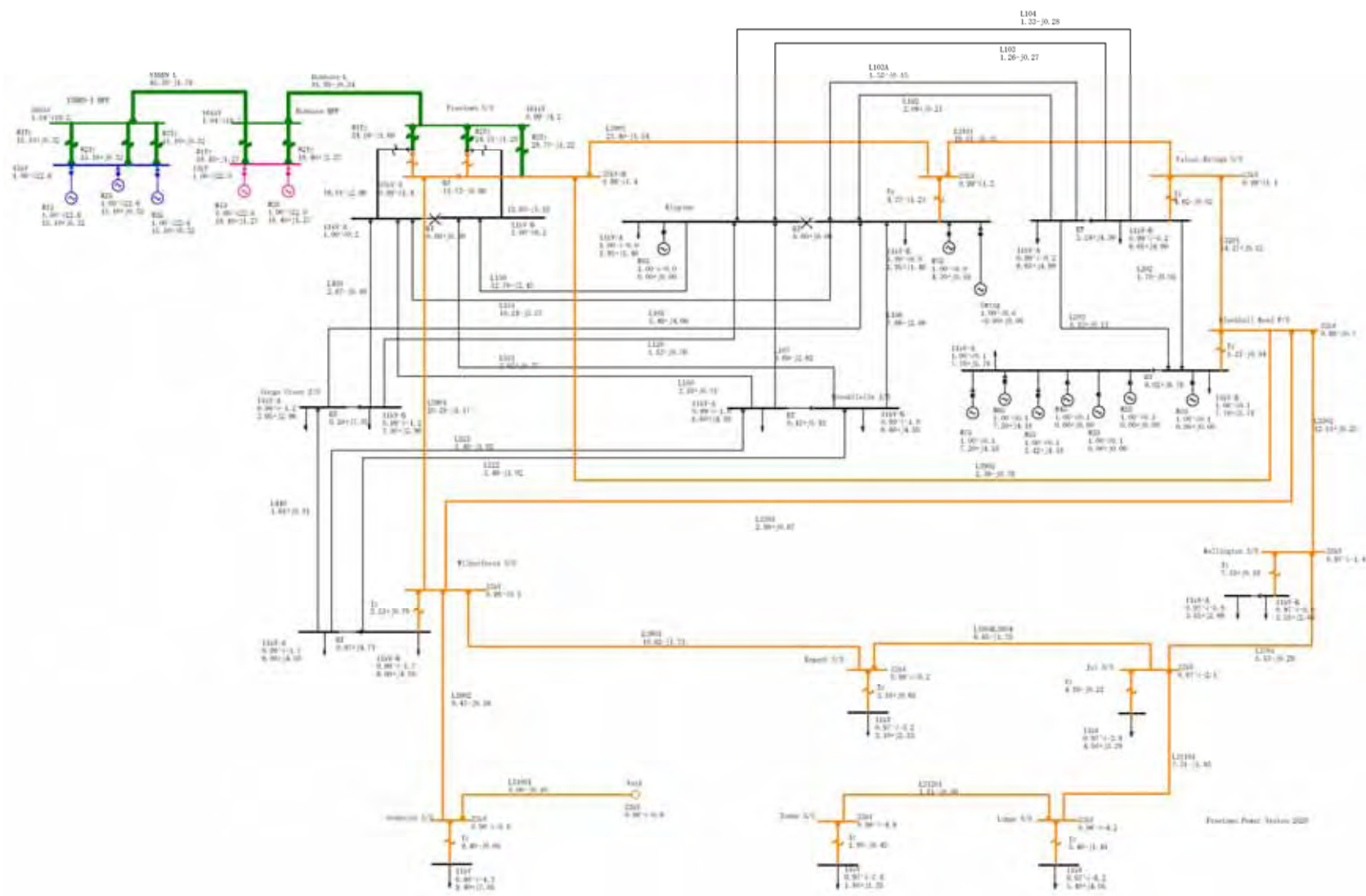
[出所] JICA 調査団

図 6.4-4 Power Flow: 2020 (Base)



[出所] JICA 調査団

図 6.4-5 Power Flow: 2020 (Adjusting of Transformer Tap)



[出所] JICA 調査団

図 6.4-6 Power Flow: 2020 (Adjusting Tap and Installation of SC)

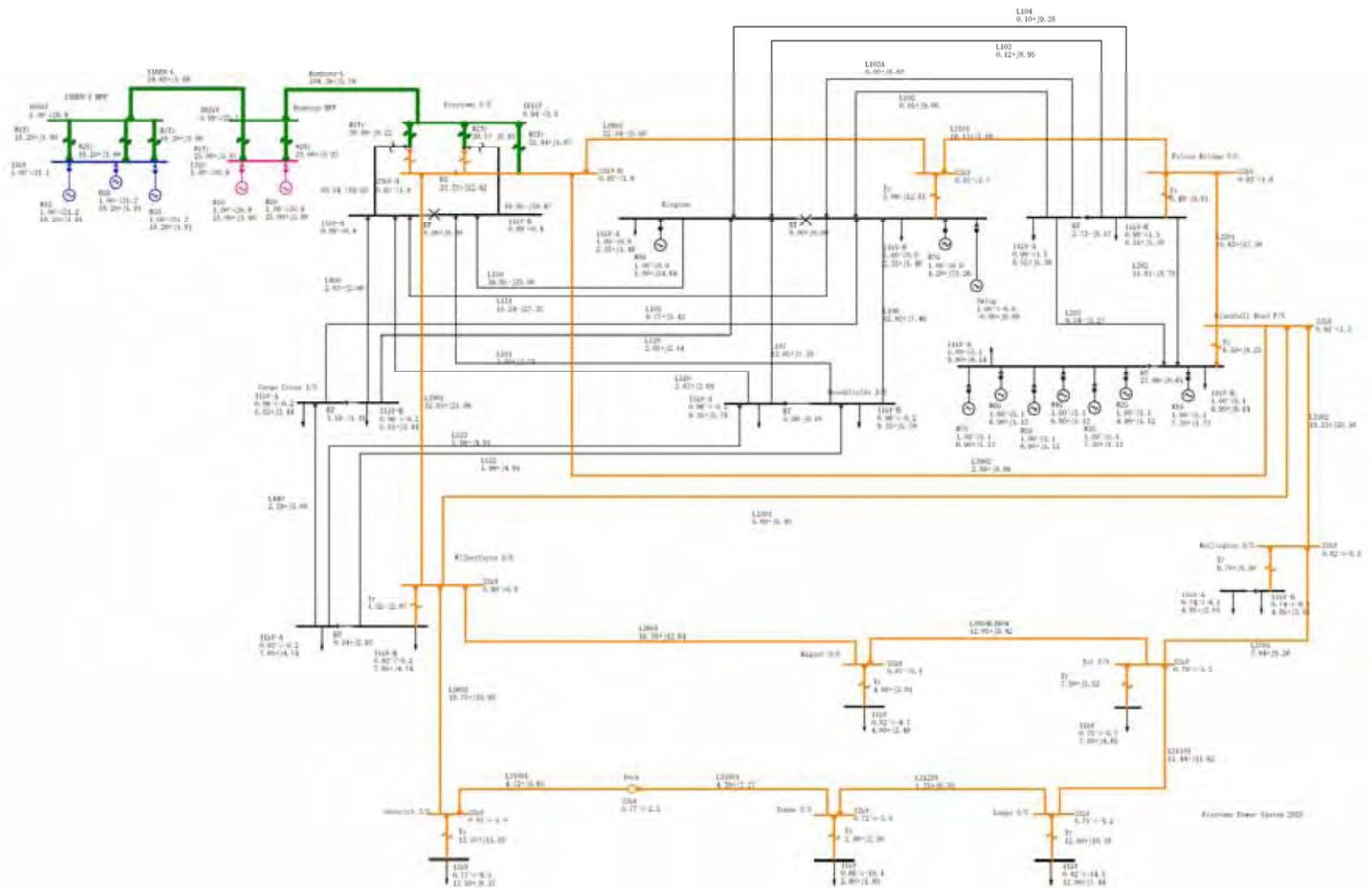
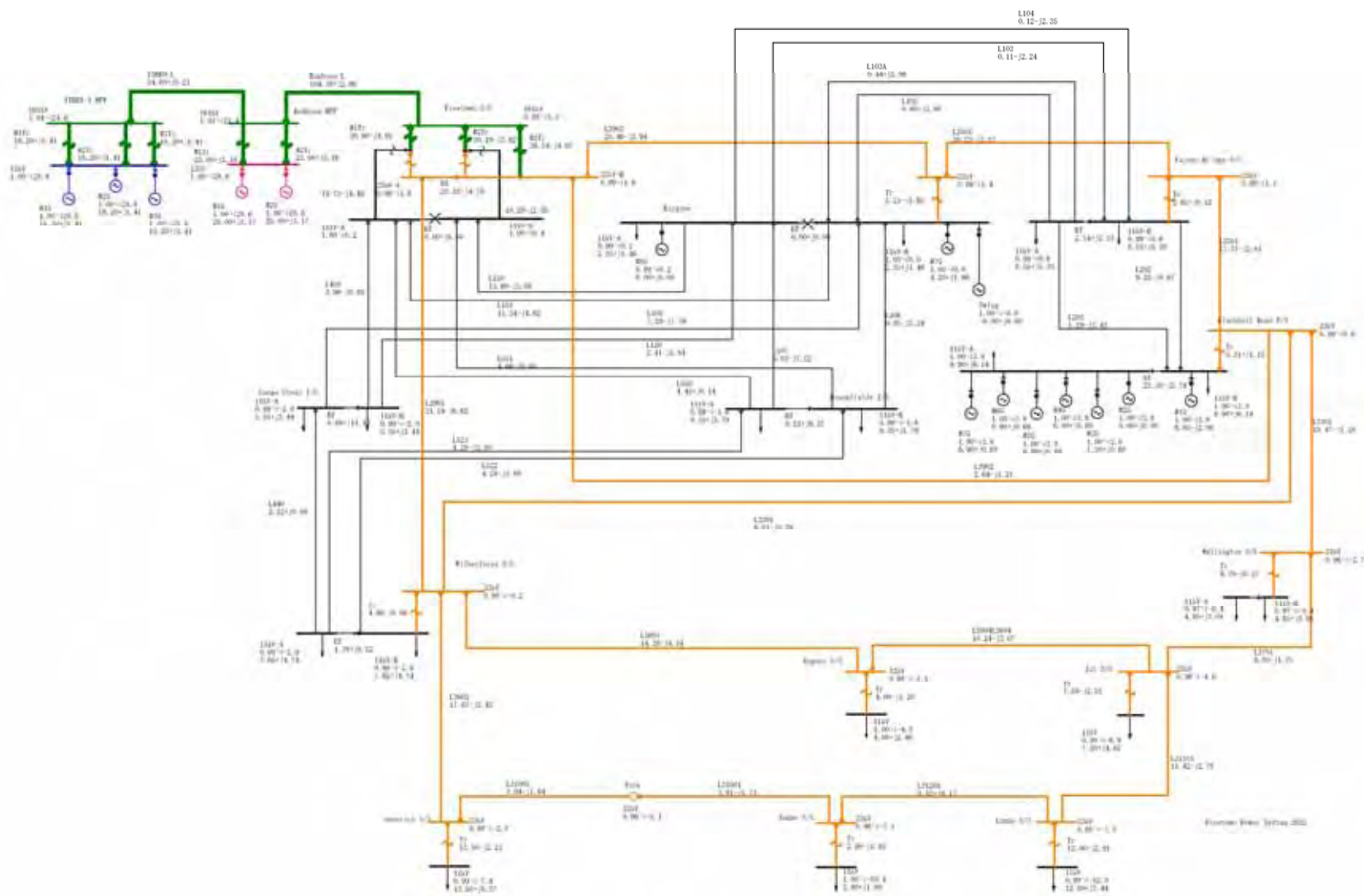
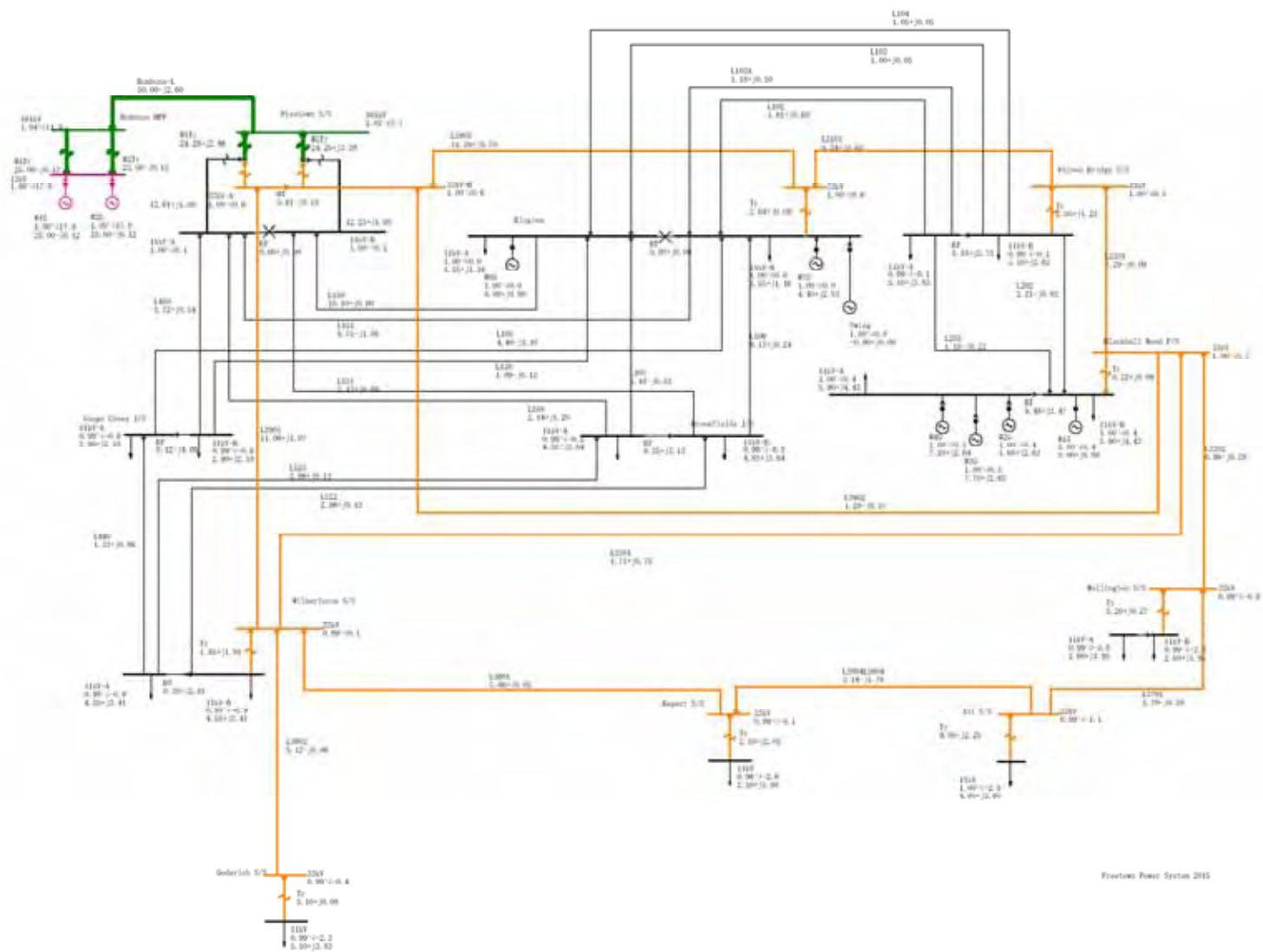


図 6.4-7 Power Flow: 2025 (Base)



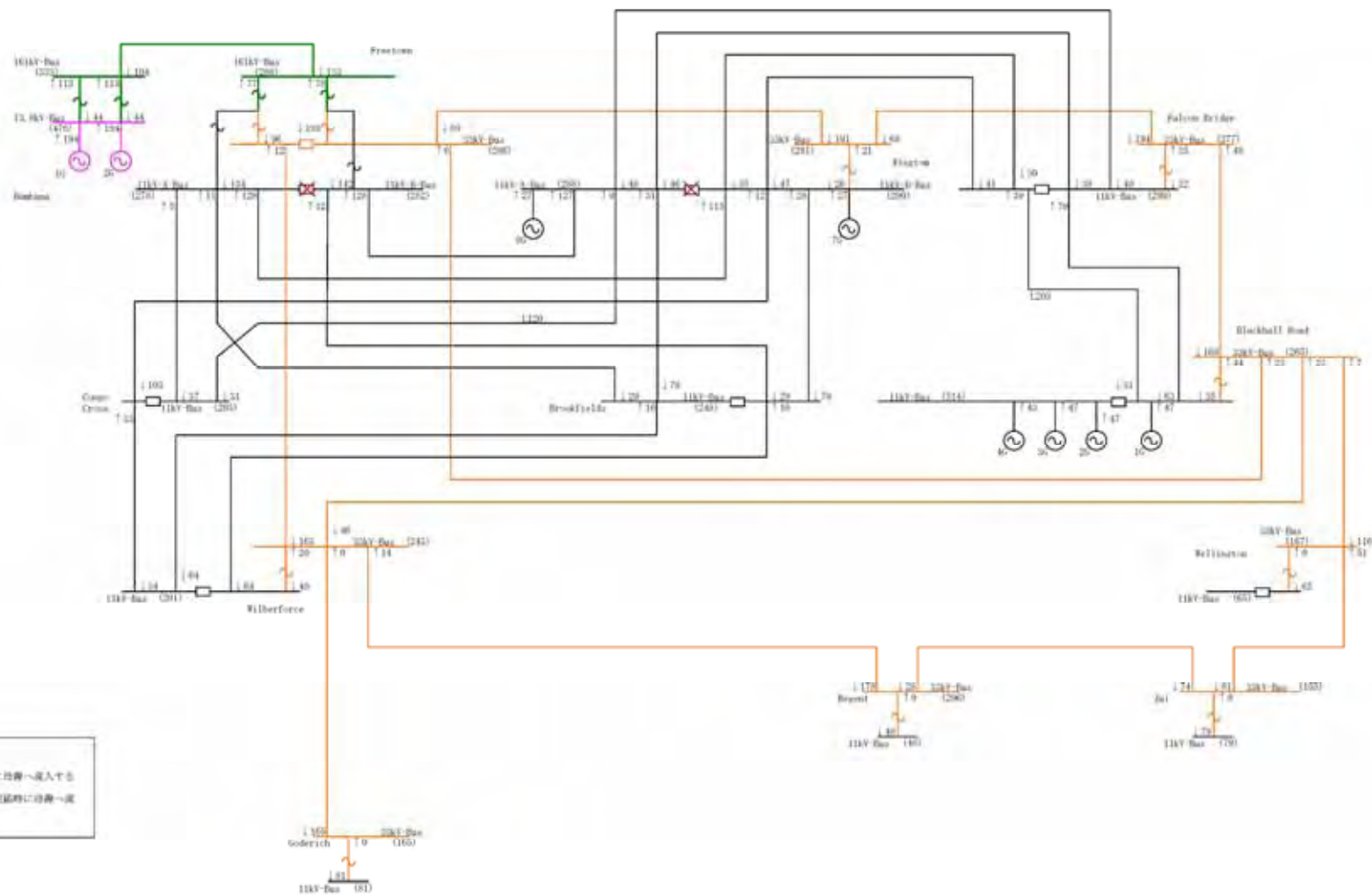
[出所] JICA 調査団

図 6.4-9 Power Flow: 2025 (Adjusting Tap and Installation of SC)



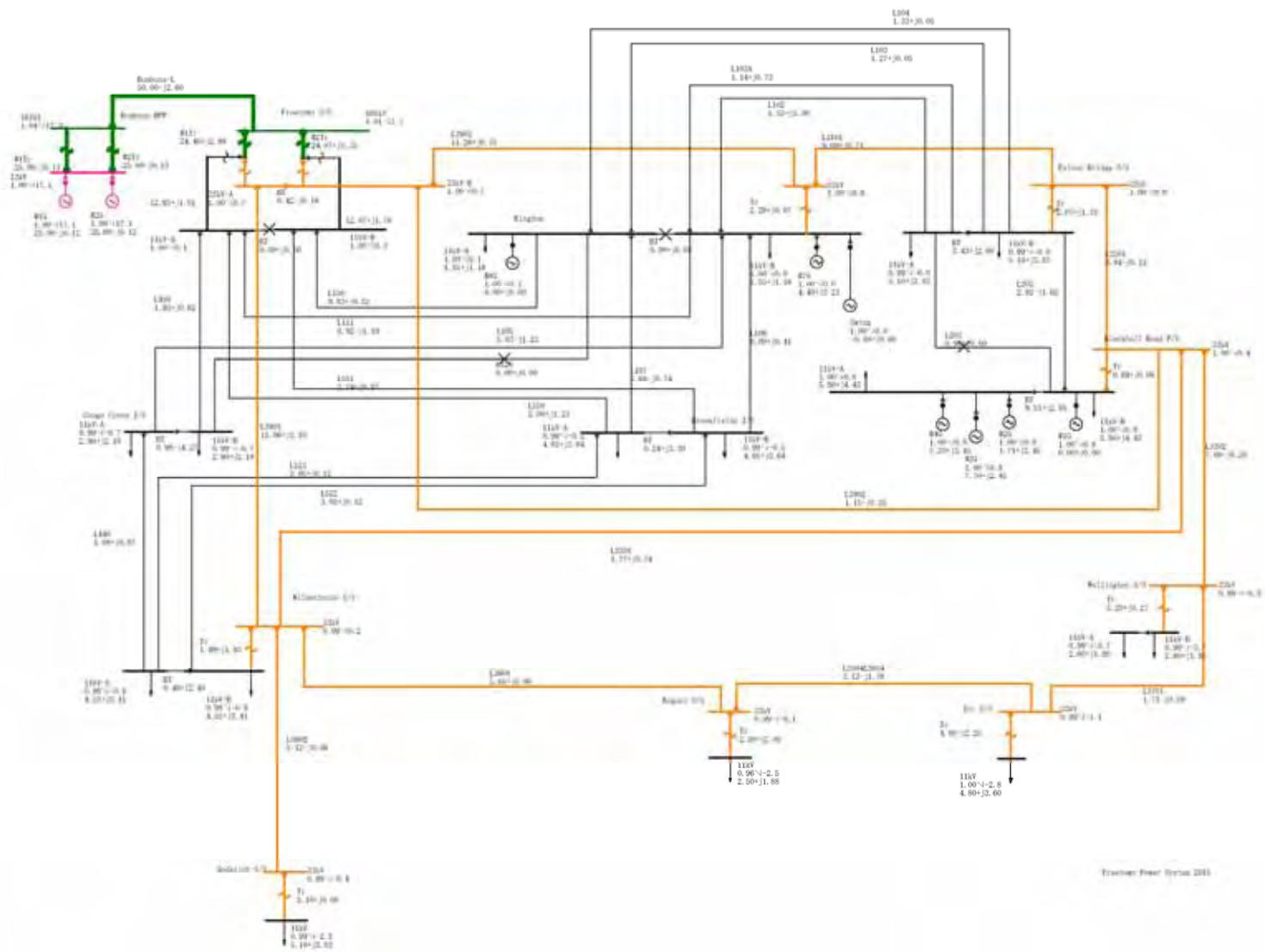
[出所] JICA 調査団

図 6.4-10 Power Flow: 2015 (with proposed Static Condenser)



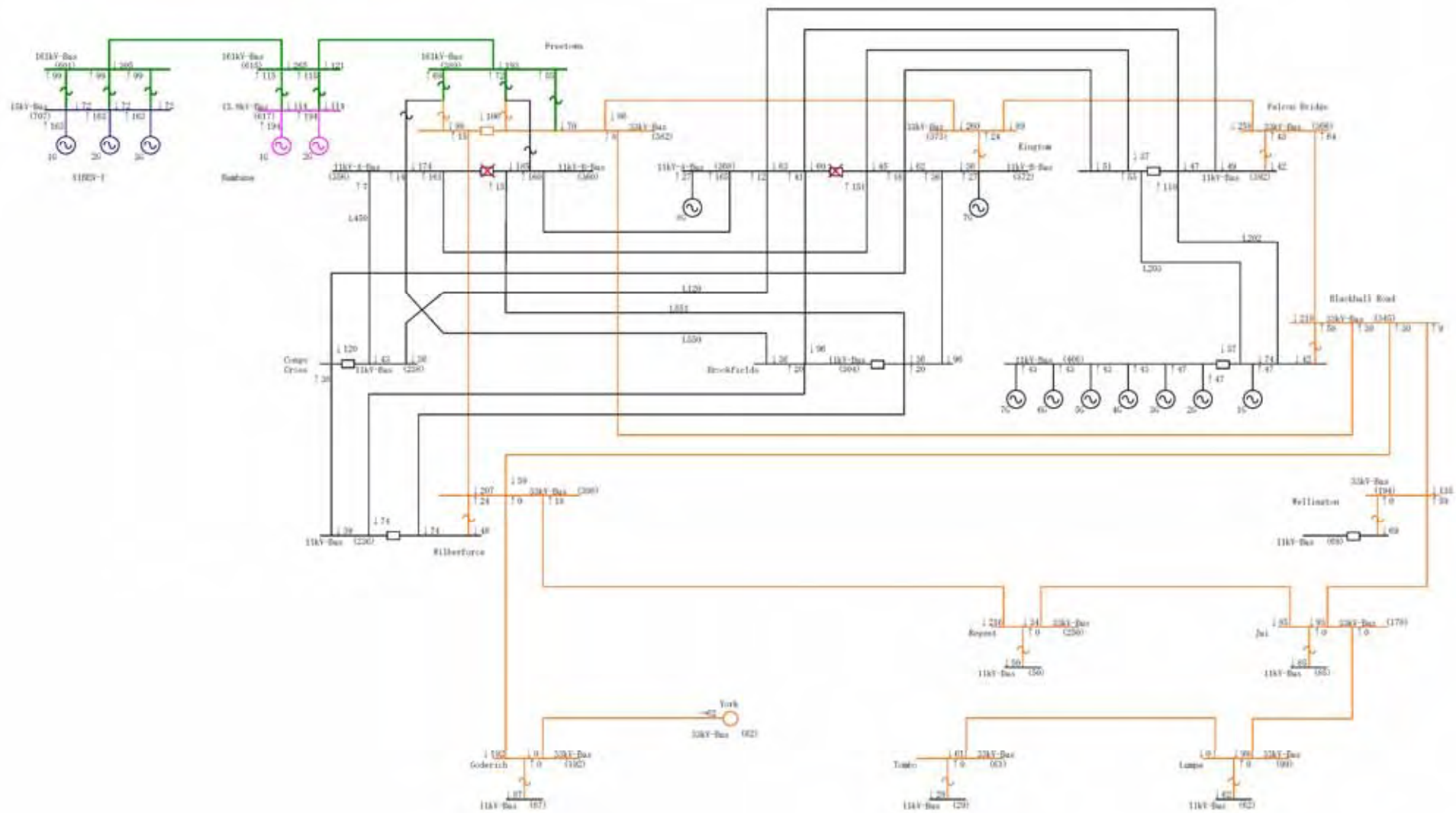
[出所] JICA 調査団

図 6.4-11 Short Circuit Calculation: 2015 (Base)



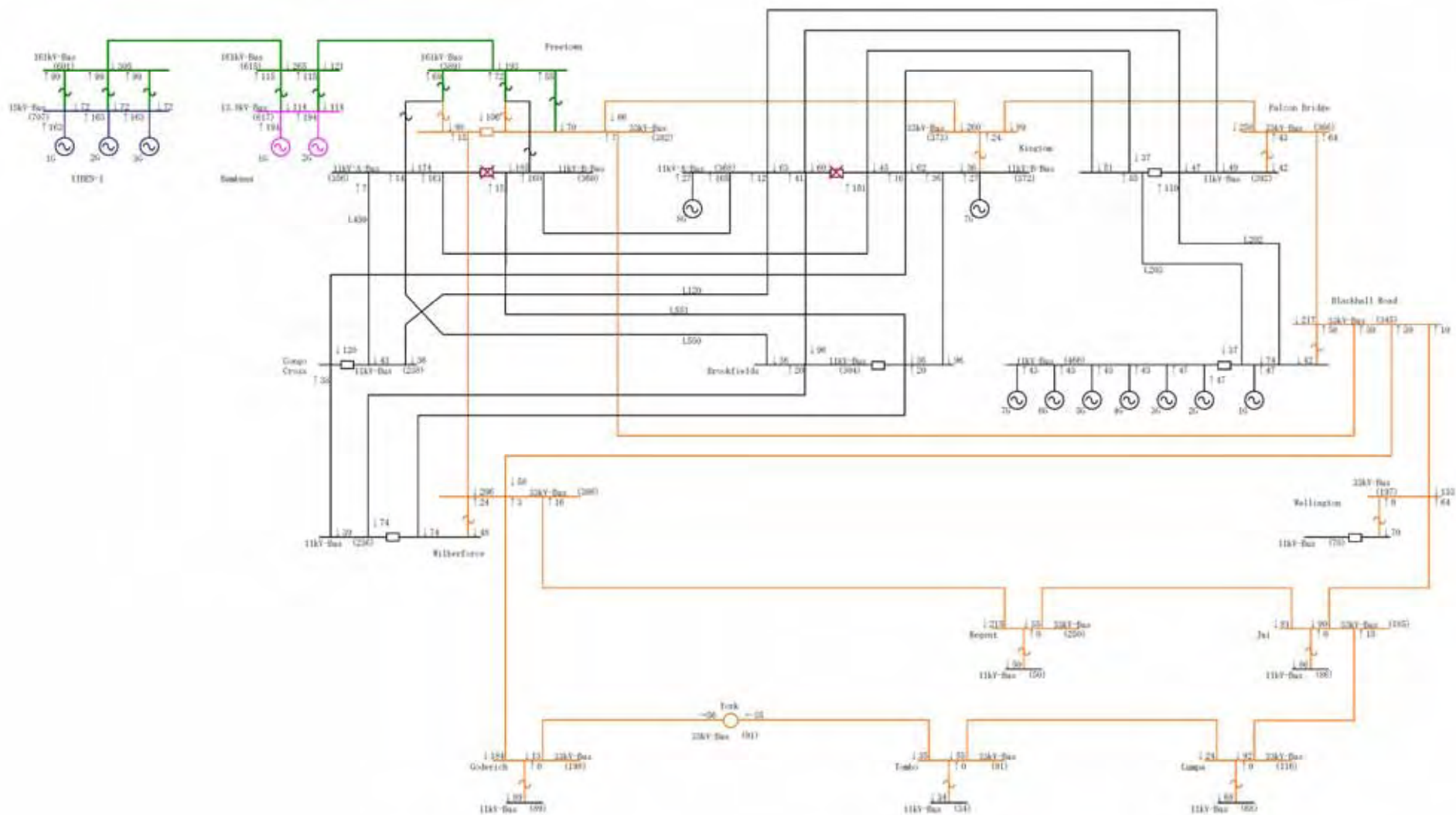
[出所] JICA 調査団

図 6.4-13 Power Flow: 2015 (After Open Circuit)



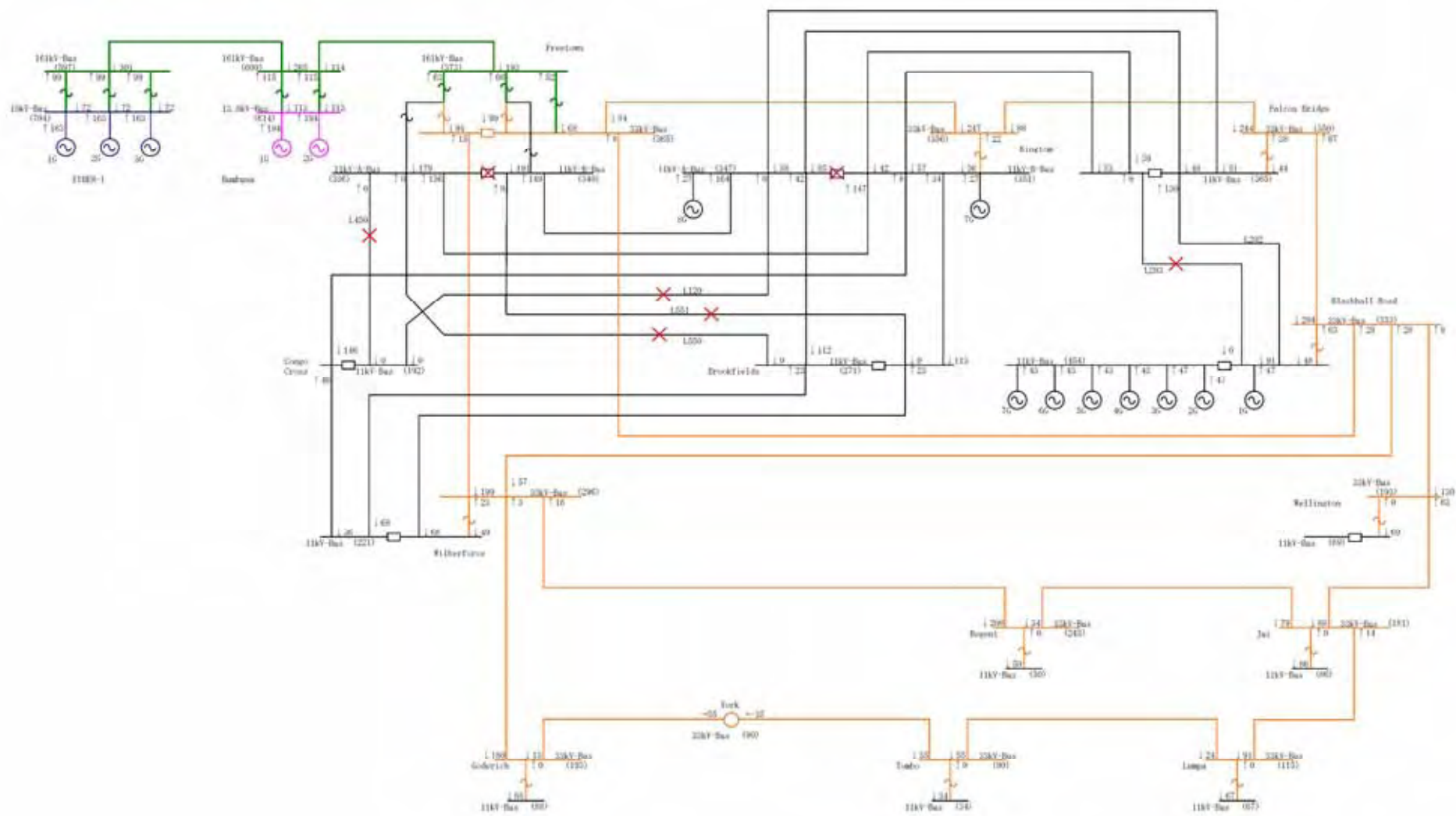
[出所] JICA 調査団

図 6.4-14 Short Circuit Calculation: 2020 (Base)



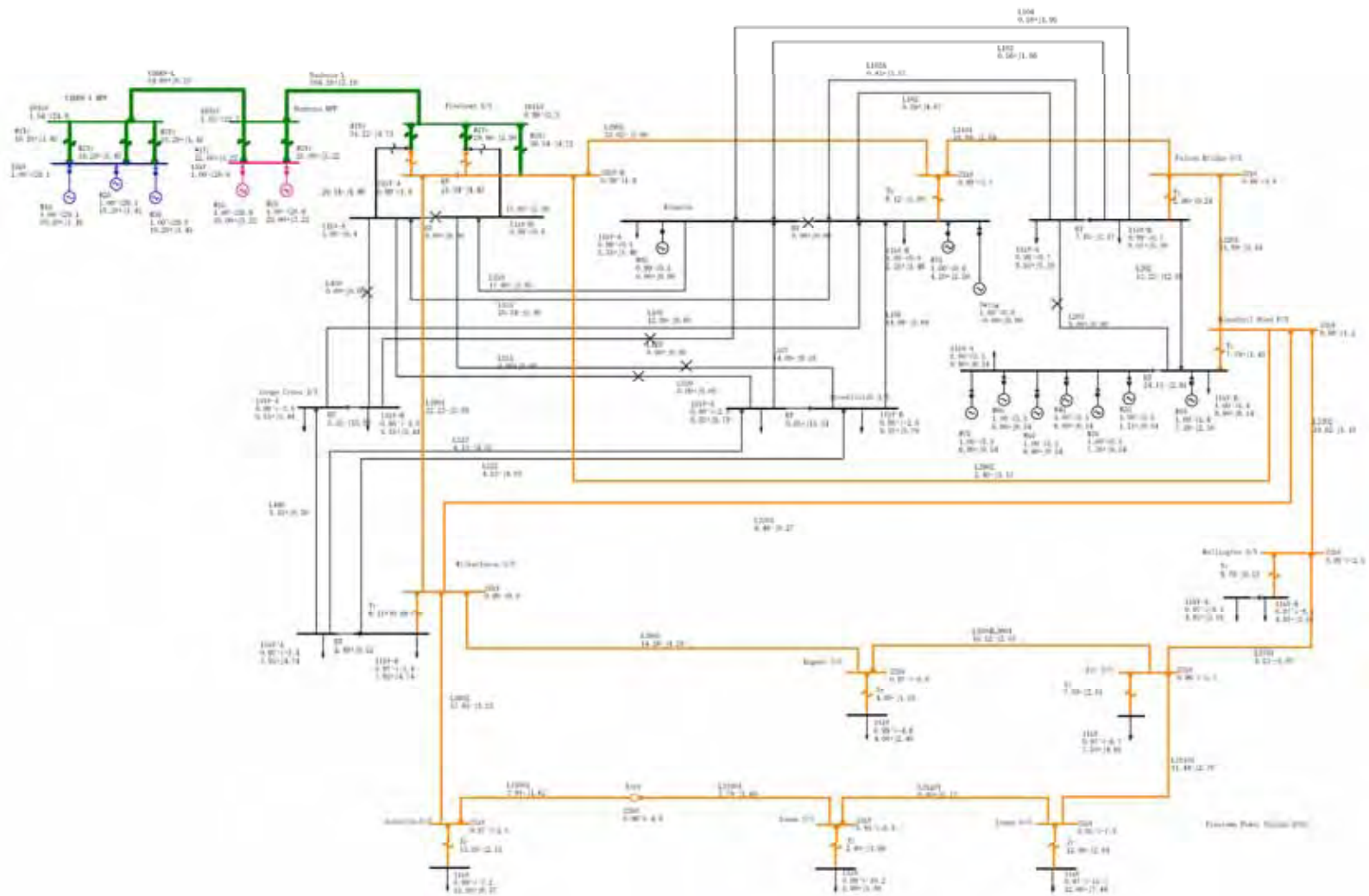
[出所] JICA 調査団

図 6.4-17 Short Circuit Calculation: 2025 (Base)



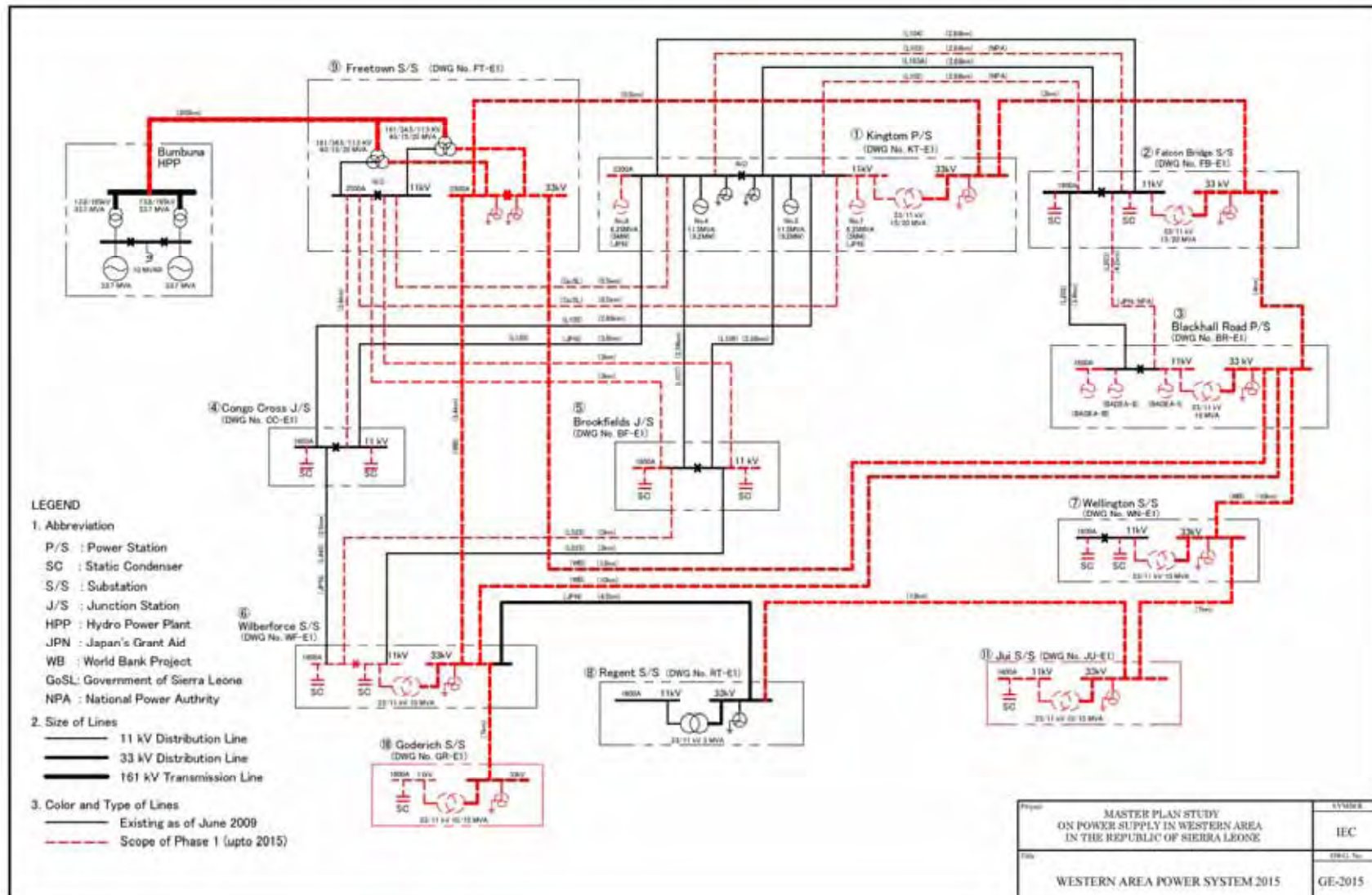
[出所] JICA 調査団

図 6.4-18 Short Circuit Calculation: 2025 (Selection of Open circuit)



[出所] JICA 調査団

図 6.4-19 Power Flow: 2025 (After Open Circuit)



[出所] JICA 調査団

図 6.5-1 Western Area Power System 2015

【発電機出力バランス調整方法】

送電損失分を補うため発電機出力を増やす必要がある場合は、下記の通りとする。

基本的には、「Generator Output Allocation in Western Area Power System(Base Growth, WASP Hydro Scenario)」表の左側に記載の運転指令順位（Loading Order）の通りに上位から下位の順番に出力を割り振っていく。

なお、Spinning Reserve を確保するため、ディーゼル発電機の出力は定格の90%を上限とする。

(1) 2015年

- 1) Bumbuna の出力が 50MW に達するまで Bumbuna の出力を増やす。
- 2) 起動中の、Blackhall Road 発電所 NewDEG-3、NewDEG-1、Kingtom 発電所 NewDEG-7 の出力を定格の90%になるまで増やす。
- 3) Blackhall Road 発電所 NewDEG-2 の出力を定格の90%になるまで増やす。
- 4) Loading Order で次の順位になる発電機について、上記3)と同じ作業を行う。

(2) 2020年

- 1) Yiben の合計出力を 45.2MW に達するまで増やす。
- 2) Bumbuna の合計出力を 36.8MW に達するまで増やす。
- 3) 起動中の、Blackhall Road 発電所 NewDEG-7、NewDEG-6、Kingtom 発電所 NewDEG-7 の出力を定格の90%になるまで増やす。
- 4) Blackhall Road 発電所 NewDEG-5 の出力を定格の90%になるまで増やす。
- 5) Loading Order で次の順位になる発電機について、上記4)と同じ作業を行う。

(3) 2025年

- 1) Yiben の合計出力を 54.6MW に達するまで増やす。
- 2) Bumbuna の合計出力を 50.0MW に達するまで増やす。
- 3) 起動中の、Blackhall Road 発電所 NewDEG-7、6、5、4、3 及び Kingtom 発電所 NewDEG-7 の出力を定格の90%になるまで増やす。
- 4) Blackhall Road 発電所 NewDEG-1 の出力を定格の90%になるまで増やす。
- 5) Loading Order で次の順位になる発電機について、上記4)と同じ作業を行う。

[出所] JICA 調査団

Appendix-6.4-1 発電機出力バランス調整方法